



**EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE
RECONFIGURACION DE BARRAS DE 23 KV DE LA
ESTACION CAMPO DOS DE LA ANDE, UBICADA EN EL
DISTRITO DE J.E ESTIGARRIBIA, DPTO. DE CAAGUAZU**

SEVERIANO MARTINEZ FLORENTIN

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

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

**EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE
RECONFIGURACION DE BARRAS DE 23KV DE LA
ESTACION CAMPO DOS DE LA ANDE, UBICADA EN EL
DISTRITO DE J.E ESTIGARRIBIA, DPTO. DE CAAGUAZU**

Elaborado por

Severiano Martínez Florentín

Tutor

Ing. Cristian Insaurrealde

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 2021

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 mis padres con profunda admiración, por todo su apoyo para darme una formación profesional, por su comprensión y sacrificios en cada etapa de mi vida personal y académica; por su ejemplo de persistencia, dedicación, honestidad, respeto y por toda la formación integral que me brindaron. A mis hermanos, y a mi hijo Samuel por estar presente en cada trayecto brindándome ánimo y persistencia. Porque somos el reflejo del esfuerzo y dedicación de nuestros padres, por ofrecernos la oportunidad de tener una formación profesional. A todas aquellas personas que directamente o indirectamente colaboraron para que culminara este proyecto.

Agradecimientos:

Primero que todo a Dios y a mi familia por haberme permitido llegar a estas instancias de mi vida y conseguir este sueño tan anhelado. A mis padres, porque en todo momento han estado a mi lado, confiaron en mí y me han guiado por el mejor camino para convertirme en una persona de bien, con principios y valores. Un agradecimiento especial por la comprensión y el ánimo que me brindaron mi familia y amigos. A la Universidad y a los docentes, que con dedicación y esfuerzo aportaron para mi formación profesional.

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE RECONFIGURACION DE BARRAS DE 23KV DE LA ESTACION CAMPO DOS DE LA ANDE, UBICADA EN EL DISTRITO DE J.E ESTIGARRIBIA, DPTO. DE CAAGUAZU.

SEVERIANO MARTÍNEZ FLORENTÍN

RESUMEN

En este trabajo se abordó el estudio del arreglo de barras en 23 kV de la Estación Campo Dos de la ANDE, estableciéndose como principal objetivo la evaluación de alternativas de configuración de barras de dicha estación con miras a mejorar la confiabilidad. Se analizaron tres arreglos de barras utilizando equipos convencionales en intemperie y por otra parte se consideraron celdas tipo metalclad con interruptores extraíbles. Se efectuaron cálculos de confiabilidad de varias configuraciones de barras y equipos, seleccionándose el arreglo de barras simples con interruptor de acople en celdas metal clad ya que con ello se logra un equilibrio entre mejora de confiabilidad y costo.

Posteriormente, se seleccionaron y calibraron los equipos y elementos propuestos, luego, para fines de comparación, mediante el software CYME se simularon las condiciones de operación de la configuración actual y el propuesto, encontrándose una mejora en el desempeño del circuito de 23 kV de la Estación, resolviéndose así los casos de sobrecarga de equipos y elementos del arreglo actual. Por último, se realizó sobre la configuración propuesta simulaciones de cortocircuito encontrando valores admisibles para los equipos propuestos.

Palabras claves: Configuración de barras 23 kV, Confiabilidad, Corriente de cortocircuito, celdas metal clad

ALTERNATIVE EVALUATION OF 23 KV BUSBAR RECONFIGURATION OF THE CAMPO DOS ESTACION, LOCATED IN THE DISTRICT OF J.E. ESTIGARRIBIA CAAGUAZU DEPARTMENT

SEVERIANO MARTINEZ FLORENTIN

ABSTRACT

In this work, the 23 kV busbar arrangement of ANDE's Campo Dos Station was studied, establishing as main objective the evaluation of busbar configuration alternatives in order to improve reliability. Three busbar arrangements were analyzed using conventional outdoor equipment and metalclad switchgear with removable circuit breakers. Reliability calculations were carried out for various busbar and equipment configurations, selecting the single busbar arrangement with a metalclad switchgear coupling, since it achieves a balance between reliability improvement and cost.

Subsequently, the proposed equipment and elements were selected and calibrated, then, for comparison purposes, the operating conditions of the current configuration and the proposed one were simulated using CYME software, finding an improvement in the performance of the 23 kV circuit of the Station, thus solving the cases of overloading of equipment and elements of the current arrangement. Finally, short-circuit simulations were performed on the proposed configuration, finding admissible values for the proposed equipment.

Key Words: Buss bar, Reliability, Short-circuit, Metalclad

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	i
<i>Dedicado a:</i>	ii
<i>Agradecimientos:</i>	iii
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS.....	xv
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xvii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
CAPÍTULO 1.....	3
1.1. Subestaciones Eléctricas.....	3
1.2. Tipos de Sub-Estaciones.....	3
1.2.1. Por función que desarrollan	3
1.2.2. Por la tensión que manejan	3
1.3. Capacidad de Subestaciones	4
1.4. Tensiones nominales	4
1.5. Simbología de equipo eléctrico.....	4
1.6. Transformadores de potencia y equipos en patio de alta tensión.....	5
1.6.1. Protecciones propias del transformador.....	7
1.6.2. Relé de Buchholz (63)	8
1.6.3. Válvula de sobrepresión.....	8
1.6.4. Protección de imagen térmica (49).....	8
1.6.5. Temperatura del aceite (26)	8
1.6.6. Indicadores de nivel de aceite (71).....	8
1.6.7. Banco de tierra	9
1.6.8. Transformadores de potencial (TP's)	10
1.6.9. Transformador de corriente (TC's)	10
1.6.10. Apartarrayos.....	11
1.6.10.1. Funciones de los apartarrayos	11

1.6.11. Interruptores de potencia o disyuntores.....	12
1.7. Barras.....	13
1.8. Aparamentos	14
1.8.1. Autoválvulas	15
1.8.2. Interruptores.....	15
1.9. Seccionadores.....	17
1.9.1. Aplicaciones:.....	17
1.10. Parques.....	18
1.11. Edificaciones en subestación	18
2. CAPITULO 2	20
2.1. Configuraciones de barras	20
2.1.1. Barra simple interruptor simple.....	20
2.1.2. Doble Barra interruptor simple	21
2.1.3. Barra de transferencia.....	22
2.1.4. Interruptor y medio.....	23
2.1.5. Doble Barra y Doble Interruptor	24
2.1.6. Anillo Simple	25
2.2. Ventajas y desventajas de los distintos arreglos de barras	26
2.3. Celdas metal clad	29
2.3.1. Especificaciones técnicas.....	32
2.3.2. Características constructivas	33
CAPÍTULO 3.....	37
3.1. Conceptos básicos de confiabilidad	37
3.2. Confiabilidad.....	37
3.3. Fallas.....	38
3.4. Confiabilidad de sistemas de distribución.....	39
3.5. Niveles apropiados de confiabilidad en distribución.....	41
3.6. Matemáticas de la confiabilidad.....	43
3.6.1. Concepto de componentes simples.....	47
3.7. Sistemas series de confiabilidad.....	51
3.7.1. Componentes irreparables en serie.....	51

3.7.2. Componentes reparables en serie	52
3.8. Sistemas paralelos de confiabilidad	53
3.8.1. Componentes irreparables en paralelo redundantes	53
3.8.2. Componentes reparables en paralelo redundantes.....	55
3.8.3. Sistemas en paralelo por participación	55
CAPÍTULO 4.....	58
4.1. Modelado de Estaciones en software CYME	58
4.1.1. Resultados del análisis.....	59
4.2. Análisis de flujo de potencia.....	60
4.3. Análisis de fallas	61
4.3.1. Características	61
III. RESUMEN EJECUTIVO	63
CAPITULO 5.....	63
5.1. Descripción del trabajo.....	63
5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas	63
5.2. Justificación	63
5.3. Finalidad del proyecto	64
5.4. Metas	64
5.5. Objetivos.....	64
5.5.1. Objetivos generales.....	64
5.5.2. Objetivos específicos	65
5.6. Beneficiarios	65
5.7. Producto.....	65
5.8. Localización física y cobertura espacial.....	65
5.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas.....	66
5.10. Recursos necesarios.....	67
5.10.1. Recursos humanos	67
5.10.2. Recursos materiales	67
5.11. Factibilidad técnica.....	68
5.12. Factibilidad económica.....	69

5.12.1. Beneficios.....	69
5.12.2. Costos.....	69
5.12.3. Evaluación económica	69
5.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada	69
5.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR).....	70
5.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN)	70
5.12.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	70
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO	71
CAPÍTULO 6.....	71
6.1. Estación Campo Dos	71
6.2. Configuración de barras existente	72
6.3. Estudio de confiabilidad	73
6.4. Propuesta de alternativas	77
6.4.1. Doble barra doble interruptor.....	78
6.4.2. Interruptor y medio.....	79
6.4.3. Barra principal y de transferencia	81
6.5. Celdas de media tensión	82
6.5.1. Confiabilidad en celdas metal clad.....	84
6.5.2. Costos de los arreglos en celdas de media tensión.....	85
6.6. Contraste de las alternativas según disponibilidad.....	86
CAPÍTULO 7.....	88
7.1. Selección de equipos	88
7.1.1. Celdas de media tensión	88
7.1.1.1. Compartimiento del dispositivo de conmutación.....	88
7.1.1.2. Compartimiento de barras.....	89
7.1.1.3. Compartimiento de conexión	89
7.1.1.4. Compartimiento de baja tensión.....	89
7.1.1.5. Enclavamientos	90
7.1.1.6. Diseños del panel.....	90

7.1.2. Interruptores con sus compartimientos	92
7.1.2.1. Dimensionamiento de los interruptores	95
7.1.3. Descripción de las barras	97
7.1.4. Conductores aislados	97
7.2. Construcciones civiles e instalaciones.....	98
7.2.1. Esquema de conexiones.....	98
7.3. Simulaciones	100
7.3.1. Toma de datos	100
7.3.2. Esquema actual de barras.....	101
7.3.3. Flujo de carga escenario inicial.....	102
7.3.4. Flujo de carga sobre configuración propuesta	105
7.3.4.1. Flujo de carga con interruptor de acople abierto	107
7.3.4.2. Flujo de carga con interruptor de acople cerrado	110
7.3.4.3. Alimentación de una barra a la otra.....	113
7.3.5. Niveles de cortocircuitos	114
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	117
VI. CONCLUSIONES	118
VII. RECOMENDACIONES	119
ANEXO	120
Anexo 1: Resumen ejecutivo	120
1.1. Beneficios.....	120
1.1.1. Beneficio por mejora de la confiabilidad	120
1.1.2. Beneficio por disminución de pérdidas.....	121
1.1.3. Beneficio por disminución de mantenimientos	121
1.1.4. Beneficio por reposición de equipos reconectores.....	121
1.1.5. Beneficio por reutilización de equipos de la Estación	122
1.1.6. Monetización de los beneficios y consideraciones económicas	122
1.2. Costos.....	122
1.3. Cálculo del VPN o VAN.....	123
1.3.1. Cálculo de la TIR.....	124
1.3.2. Recuperación de la inversión.....	124

Anexo 2: Ingeniería de diseño	125
2.1. Datos de fueras de servicio.....	125
2.2. Cálculos de confiabilidad de las alternativas	149
2.3. Cálculo de corriente máxima admisible.....	152
2.4. Plano del esquema de conexión en celdas.....	153
2.5. Plano civil y ductos.....	154
2.5.1. Ductos del TR a las celdas.....	154
2.5.2. Ductos de las celdas a los arranques de alimentadores	155
2.5.3. Obras civiles	156
2.6. Demandas	157
2.7. Límite de carga de conductores y barras.....	159
2.8. Carga de equipos interruptores	161
BIBLIOGRAFIA	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Simbologías de subestaciones.....	5
Figura 2 - Transformador de potencia.....	6
Figura 3 - Transformador de potencial.....	10
Figura 4 - Transformador de corriente	11
Figura 5 – Apartarrayos.....	12
Figura 6 - Interruptor de Potencia en SF6	13
Figura 7 - Barras de media tensión, externas e internas.....	14
Figura 8 - Interruptor de media tensión, fuente: ABB	17
Figura 9 – Equipo seccionador	18
Figura 10 – Esquema de barra simple	21
Figura 11 – Típico esquema doble barra interruptor simple	22
Figura 12-Esquema de barra principal y transferencia	23
Figura 13 – Esquema de barras interruptor y medio.....	24
Figura 14 – Esquema de doble barra y doble interruptor	25
Figura 15 – Conexión de barras en anillo.....	26
Figura 16 – Compartimientos de una celda metal clad.....	33
Figura 17 – Ductos de escape de gases (fuente: TEMI ARC Italia).....	35
Figura 18 – Diagrama para diseño con celdas metal clad	36
Figura 19 – Costo versus confiabilidad del sistema.....	42
Figura 20 – Curva de la bañera, función de riesgo	47
Figura 21 – Modelo de dos estados.....	49
Figura 22 – Diagrama de bloques de un sistema serie de dos componentes.....	52
Figura 23 - Diagrama de bloque para un sistema paralelo de dos componentes.....	54
Figura 24 – Esquema de bloques incluyendo producción de cada elemento	56
Figura 25 – Vista del software en modelado de Subestaciones.....	59
Figura 26 – Esquema adoptado de configuración de barras.....	68
Figura 27 - Ubicación de la Estación Campo Dos.....	71
Figura 28 - Esquema actual de barras 23 kV de la Estación Campo Dos	73
Figura 29 - Probabilidad de no fallar de los interruptores de la Subestación Campo Dos.....	74
Figura 30 - Diagrama de confiabilidad actual del arreglo de barras.....	75

Figura 31 - Diagrama para arreglo de doble barra doble interruptor	79
Figura 32 - Diagrama de confiabilidad para el arreglo de interruptor y medio.....	80
Figura 33 – Diagrama de confiabilidad del arreglo de barra simple y transferencia.....	82
Figura 34 – Equipos utilizados en Estaciones del interior, fuente: GT ANDE.....	83
Figura 35 – Comparación de densidad de fallas entre interruptores ME y convencionales, fuente: [14]	84
Figura 36 – Costos comparativos entre alternativas, instalación en celdas fuente: propia	86
Figura 37 – Aumento de la confiabilidad en las diferentes alternativas	87
Figura 38 – Principales partes de la celda Simoprime	90
Figura 39 – Dimensiones de las celdas Simoprime	92
Figura 40 – Interruptor siemens 3AH-5 con apertura en vacío	93
Figura 41 – Partes y estructura del interruptor 3AH5	94
Figura 42 - Dimensiones de los interruptores seleccionados	96
Figura 43 – Redistribución de posiciones	98
Figura 44 – Esquema de barras 23 kV en celdas	99
Figura 45 – Vista aérea de edificaciones.....	100
<i>Figura 46 – Modelado de la fuente en software CYME.....</i>	<i>102</i>
Figura 47 – Vista anidada y flujo de carga del esquema base	103
Figura 48 – Estado de sobrecarga sobre los elementos del arreglo actual	105
Figura 49 – Nivel de corriente en escenario base	105
Figura 50 – Estado de sobrecarga del nuevo arreglo de barras, interruptor de acople abierto	107
Figura 51 - Nivel de corriente en arreglo de celdas con acople abierto.....	109
Figura 52 - Estado de sobrecarga del nuevo arreglo de barras, interruptor de acople cerrado	110
Figura 53 – Nivel de corriente en celdas con acople cerrado.....	112
Figura 54 – Nivel de corriente alimentación de barra A abierto, barras acopladas.....	113
Figura 55 - Nivel de corriente alimentación de barra B abierto, barras acopladas.....	114
Figura 56 – Configuración de cortocircuitos de la simulación.....	115
Figura 57 – Plano de construcciones a realizar para la instalación de celdas	156
Figura 58 – Demanda (Amperios) tomada por horario febrero 2018	158

Figura 59 – Cargabilidad de conductores de 500 mm ² enterrados en electroductos	159
Figura 60 – Modelado de conductores subterráneos.....	159
Figura 61 – Modelado de las barras de cobre en celdas.....	160
Figura 62 – Modelado de barras de aluminio	160
Figura 63 – Modelado de los interruptores 3AH5-24-16 y 3AH5-24-40	161

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Comparación entre las configuraciones de barras.....	28
Tabla 2 - Tensión y niveles de aislamiento nominal para celdas metal enclosed según norma IEEE C37.20.2	32
Tabla 3 – Zonas de influencias de los alimentadores.....	66
Tabla 6 – Flujo de caja proyectado a 15 años.....	70
Tabla 7 - Disponibilidad de cada componente del patio de media tensión	76
Tabla 8 - Estimación de aporte de cada rama paralela, fuente: Centro de Operación de Distribución zona Centro.....	76
Tabla 9 - Disponibilidad del arreglo de barras actual, con eventos discriminados	78
Tabla 10 - Diferencias de los arreglos propuestos respecto al actual	86
Tabla 11 – Valores de dimensiones de los interruptores en milímetros	97
Tabla 12 – Demandas máximas, promedios y desviaciones de los alimentadores.....	101
Tabla 13 – Impedancias de la fuente ES-CDO, fuente: GT/MEQ ANDE	101
Tabla 14 – Resultados del flujo de carga sobre barra A.....	104
Tabla 15 - Resultados del flujo de carga sobre barra B	104
Tabla 16 - Resultados del flujo de carga sobre la fuente	104
Tabla 17 – Resultados del flujo de carga sobre barra A celdas	108
Tabla 18 - Resultados del flujo de carga sobre barra B celdas.....	108
Tabla 19 - Resultados del flujo de carga sobre fuente celdas.....	108
Tabla 20 – Resultados del flujo sobre alimentación de barra A acople cerrado.....	111
Tabla 21 - Resultados del flujo sobre alimentación de barra B acople cerrado	111
Tabla 22 – Niveles de cortocircuito en el arreglo	116
Tabla 23 – Estimación de costos de mantenimientos anuales	121
Tabla 24 – Costos aproximados de cambios de equipos.....	122
Tabla 25 – Beneficios monetarios de la reutilización de equipos.....	122
Tabla 24 – Valoración monetaria de los beneficios del proyecto.....	122
Tabla 25 – Costo total del proyecto	123
Tabla 26 – Cálculo del VPN o VAN a 15 y 10 años (Gs).....	124
Tabla 27 – Cálculo de la TIR a 10 y 15 años	124
Tabla 28 – Confiabilidad de equipos agua arriba del arreglo de barras.....	149

Tabla 29 – Resultados de la confiabilidad en configuración doble barra doble interruptor	149
Tabla 30 - Resultados de la confiabilidad en configuración barra de transferencia	149
Tabla 31 - Resultados de la confiabilidad en configuración para interruptor y medio	150
Tabla 32 – Estimación de confiabilidad en equipos Metal Clad	150
Tabla 33 – Disponibilidad de equipos agua arriba en metal clad	151
Tabla 34 – Cálculo de confiabilidad barra de transferencia en metal clad.....	151
Tabla 35 - Cálculo de confiabilidad doble barra doble interruptor en metal clad	151
Tabla 36 – Demanda máxima de alimentadores en febrero 2018.....	157
Tabla 37 – Demanda promedio en kW por alimentador fuente: ES-CDO.....	158
Tabla 38 – Demanda máxima en kW por día febrero	158

LISTA DE ABREVIATURAS

- V:** Voltios (unidad de tensión eléctrica)
kV: Kilo voltios
A: Amper (unidad de corriente eléctrica)
kA: Kilo Amper
W: Watt (unidad de potencia eléctrica)
kW: Kilo watt
MW: Mega watt
VA: Voltamperio (unidad de potencia aparente)
kVA: Kilo voltamperio
MVA: Mega voltamperio
VAr: Voltamperio reactivo (unidad de potencia reactiva)
kVAR: Kilo voltamperio reactivo
ANDE: Administración Nacional de Electricidad
P&C: Sistema de protección y control de transformadores de potencia
ES-CDO: Estación Campo Dos
ME: Metal Enclosed (Encubiertas metálicamente)
CC: Corriente continua
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
MTTR: Tiempo promedio de reparación
MTTF: Tiempo promedio en el cual se produce la falla

I. INTRODUCCIÓN

Para mantener un servicio eléctrico de calidad, en cuanto a continuidad de servicio, es imprescindible contar con un arreglo de barras en 23 kV adecuado en la Estación. La Estación Campo Dos de la ANDE cuenta con un transformador de potencia de 80 MVA, dispuesto en arreglo de barras simples en intemperie, alimentando una importante zona agro industrial de los departamentos de Caaguazú y Alto Paraná (localidades de; J.E. Estigarribia, Colonia Sommerfeld, Raúl Arsenio Oviedo, Mallorquín, etc.). Esta zona posee un crecimiento energético considerable, registrándose una demanda máxima en el periodo estudiado de 60 MW.

El principal inconveniente del arreglo actual de barras es la necesidad de sacar fuera de servicio las diferentes posiciones de alimentadores en caso de necesidad de mantenimiento, como así también en algunos casos todo el juego de barras. Por otra parte, se registraron eventos de fuera servicio de todos los alimentadores conectados a las barras de 23 kV, por incidentes en las mismas, ya sea por animales, desgastes de aislación, etc. Estos problemas representan pérdidas considerables para la empresa.

Este proyecto final de grado tiene como principal objetivo la evaluación de alternativas para la reconfiguración de barras en 23 kV de la Estación Campo Dos, utilizando como principal criterio el índice de disponibilidad, para posteriormente seleccionar una alternativa sobre la base del mejor servicio y menor costo. Simulando con software computacional el desempeño de la alternativa escogida.

El desarrollo de este proyecto final de grado se presenta en diferentes Capítulos; en el Capítulo 1, se realiza una breve introducción de los equipos de una Estación eléctrica en 23 kV. En el Capítulo 2 se revisa la teoría de arreglo de barras en media tensión. En el Capítulo 3, se revisa la teoría de confiabilidad y disponibilidad de sistemas. En el Capítulo 4, se escruta el software de simulaciones eléctricas de potencia CYME a fin de utilizarlo posteriormente en una evaluación técnica. En el Capítulo 5, se realizó el análisis económico del arreglo propuesto, también se escudriño los beneficios y costos de la alternativa desarrollada. En el Capítulo 6, se realizaron los cálculos de confiabilidad y disponibilidad del arreglo actual y de las diferentes propuestas para finalmente

seleccionar una de estas alternativas. Por último, en el Capítulo 7 se llevaron a cabo simulaciones computacionales del escenario actual y el propuesto, utilizando para ese cometido los módulos de flujo de carga y cortocircuito del software CYME.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. Subestaciones Eléctricas

Una subestación corresponde a un nodo del sistema eléctrico formado por un conjunto de equipos utilizados para dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia y garantizar la seguridad de este por medio de dispositivos automáticos de control y protecciones.

En cuanto a los equipos que forman una subestación se pueden encontrar principalmente transformadores de poder, interruptores, seccionadores, pararrayos y equipos de medida, los que, dependiendo de sus disposiciones en conjunto con las barras del sistema, dan una topología definida con características de operación, mantenimiento, confiabilidad e inversión [1].

1.2. Tipos de Sub-Estaciones

Existen varias maneras de clasificar las subestaciones, entre estas tenemos.

1.2.1. Por función que desarrollan

- Subestaciones transformadoras de tensiones (Elevadoras o reductoras).
- Subestaciones de maniobra.
- Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores)

1.2.2. Por la tensión que manejan

- Subestaciones de transmisión. Por encima de 230 kV
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 69 kV y 230 kV.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 23 kV y 230 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria. Por debajo de 23 kV.

1.3. Capacidad de Subestaciones

La capacidad viene fijada por la demanda en kVA requeridos por la carga, más el incremento que viene dado por la extrapolación del crecimiento durante los siguientes años y previendo el espacio necesario para futuras ampliaciones e incorporaciones de equipos.

1.4. Tensiones nominales

La tensión dentro de una subestación está sujeta a los siguientes factores:

- Si es alimentada de manera radial, la tensión se puede fijar en función de su potencia.
- Si es alimentada en anillo la tensión está amarrada a la misma que posee el anillo.
- Si es alimentada a través de una línea de transmisión, la subestación tendrá la misma tensión de esa línea.

Los niveles pueden variar en cada país y en la mayoría de los casos son instituciones gubernamentales que fijan una referencia para unificar y estandarizar la tensión del país.

1.5. 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 como se muestra en la figura [4].

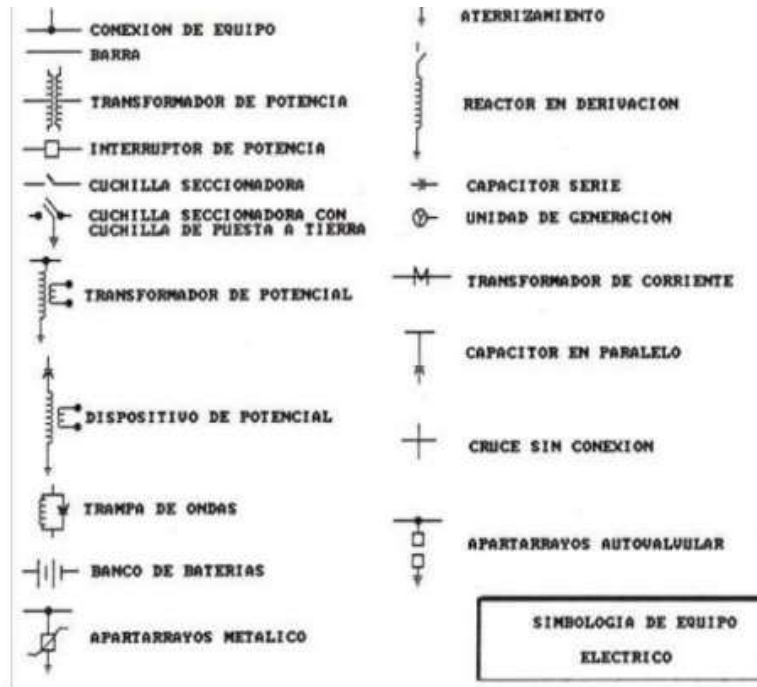


Figura 1 – Simbologías de subestaciones

1.6. Transformadores de potencia y equipos en patio de alta tensión

Los transformadores son máquinas que transmiten la energía eléctrica, mediante un campo magnético, desde un sistema con una tensión determinada a otro sistema con la tensión deseada, a la misma frecuencia. La construcción de los transformadores varía mucho, dependiendo de sus aplicaciones, voltaje del devanado, capacidad de corriente y frecuencia de operación. En la práctica suelen utilizarse autotransformadores, que normalmente tienen las mismas funciones que un transformador, sólo difiere en su parte constructiva ya que los devanados del autotransformador están conectados en serie, es decir que el devanado primario y secundario están acoplados tanto de una subestación eléctrica como magnéticamente, mientras que los de un transformador están separados, cuyos devanados están acoplados magnéticamente a través del flujo mutuo en el núcleo.

Generalmente un transformador sumergido en aceite está constituido por cuatro partes, que son el tanque de expansión, los aisladores, los disipadores de calor o los radiadores y la cuba, dentro de la cual se encuentra el conjunto formado para núcleo y bobinas. En la

Figura 1 se muestra un transformador de potencia y se pueden distinguir las diferentes partes antes mencionadas.



Figura 2 - Transformador de potencia

El sistema de P&C debe de controlar todos los equipos auxiliares asociados al aceite ya que este lleva a cabo dos funciones vitales en el transformador, aislar y refrigerar.

El volumen de entradas/salidas que debe tener el sistema de protección y control de la subestación se ve influenciado por el nivel de tensión y la potencia del transformador, también si existe cambiador de tomas se requiere un mayor número de entradas / salidas y un equipo regulador. Todos los aparatos y sistemas asociados al transformador que operan con alimentación auxiliar en baja tensión se definen como equipamiento secundario, son los siguientes:

- Protecciones propias del transformador.
- Alimentación auxiliar.
- Refrigeración.
- Control del cambiador de tomas.

Estos equipos son montados por el fabricante del transformador y cableados a un armario terminal de conexiones (CTC, Connection Terminal Cubible). Aunque el cambiador de tomas en carga posee su propio armario de control, es habitual que ya en fábrica sea cableado al armario terminal de conexiones, quedando así centralizado todo el equipamiento secundario del transformador. Tanto el armario terminal de conexiones como el armario del cambiador de tomas (TCC, Tap Changer Cubicle), requieren sus propios circuitos eléctricos para:

- Resistencia de caldeo, controlada por termostato, que evita la condensación del agua.
- Ventilador de refrigeración con termostato, dependiendo de la disipación de calor de los equipos instalados.
- Iluminación condicionada a la apertura de la puerta.
- Toma de corriente.

Estos circuitos de corriente alternan monofásica están protegidos por su interruptor magneto térmico cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C. La importancia de esta alarma viene dada por las consecuencias que pudiera tener la falta de caldeo o de refrigeración.

Contactos auxiliares del interruptor magneto térmico permiten al sistema de P&C detectar su disparo. Si se opta por la agrupación de alarmas afines, se preferirán contactos auxiliares normalmente cerrados que permitan conectar en paralelo las de ambos armarios del transformador. Si la alimentación auxiliar del armario terminal de conexiones y del armario del cambiador de tomas cuenta a su vez con un interruptor magneto térmico, su contacto auxiliar normalmente cerrado se añadirá al paralelo anterior. Se obtiene así en el sistema de P&C una alarma por falta de alimentación en el circuito de calefacción, refrigeración, iluminación y toma en los armarios del transformador.

1.6.1. Protecciones propias del transformador

También denominadas protecciones mecánicas del transformador, estos aparatos se instalan para detectar anomalías y defectos internos, para fallos externos al transformador o por efectos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas. A continuación, se exponen las protecciones propias de transformador más utilizadas:

1.6.2. Relé de Buchholz (63)

Detecta faltas internas del transformador como fugas de aceite o acumulación de gases, en consecuencia, provoca una alarma que sólo produce un aviso en el sistema de P&C o un disparo que por medio de un relé de disparo y bloqueo manda abrir los interruptores que aíslan el transformador.

1.6.3. Válvula de sobrepresión

Se instala en transformadores que tienen un líquido como aislante, evita que se produzcan rupturas por presiones elevadas liberando la presión excesiva e impidiendo la entrada de agentes externos. Dispone de un nivel de alarma y otro de disparo que actúan de la misma forma que en el caso anterior.

1.6.4. Protección de imagen térmica (49)

Mide la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, lo hace midiendo la corriente que lo atraviesa. Tiene niveles de alarma y disparo.

1.6.5. Temperatura del aceite (26)

Mide la temperatura del aceite cerca de la parte superior del transformador. Tiene niveles de alarma y disparo, a través de un relé de disparo y bloqueo.

1.6.6. Indicadores de nivel de aceite (71)

Se encuentra en el depósito de expansión y proporciona alarma por bajo y alto nivel de aceite. Los defectos que hacen alcanzar el nivel de disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar totalmente el transformador de la red eléctrica, desconectando los interruptores de todos sus devanados. Esto se consigue uniendo todos estos disparos junto con la protección diferencial de transformador y opcionalmente las protecciones de sobre intensidad sobre un relé de disparo y bloqueo con rearme manual o eléctrico (86). Tras la apertura de los interruptores mediante contactos normalmente abiertos, otros contactos normalmente cerrados de este relé se abren para bloquear el cierre de los interruptores hasta que una vez solucionado el defecto sea posible el rearme.

Es deseable que el sistema de P&C capture todas las alarmas y disparos de las protecciones propias del transformador, así como la actuación del relé 86, que también por lógica digital impedirá el cierre de los interruptores. Si no se dispone de tantas entradas binarias, pueden agruparse informaciones afines, diferenciando siempre por la magnitud medida y el nivel de reacción. Con este planteamiento, cada equipo debería contar con tres contactos normalmente abiertos y libres de tensión para: la información de alarma, disparo y actuación sobre el relé de disparo y bloqueo.

Por otra parte, se necesitarían más contactos si en instalaciones de alta y muy alta tensión se requieren dos relés de disparo y bloqueo independientes (86-1 y 86-2), cada uno de ellos actuando sobre la primera y segunda bobina de disparo del interruptor, respectivamente. En los esquemas eléctricos de los sistemas de P&C generalmente se monta un relé auxiliar multiplicador del contacto de disparo, obteniendo así todos los necesarios para las funciones de control y protección.

1.6.7. Banco de tierra

Consiste en un transformador, cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

1.6.8. Transformadores de potencial (TP's)

Son aparatos en los cuales la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieren energizar, Figura 3.



Figura 3 - Transformador de potencial

1.6.9. Transformador de corriente (TC's)

Son aparatos en los cuales 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. El

primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos, Figura 4.

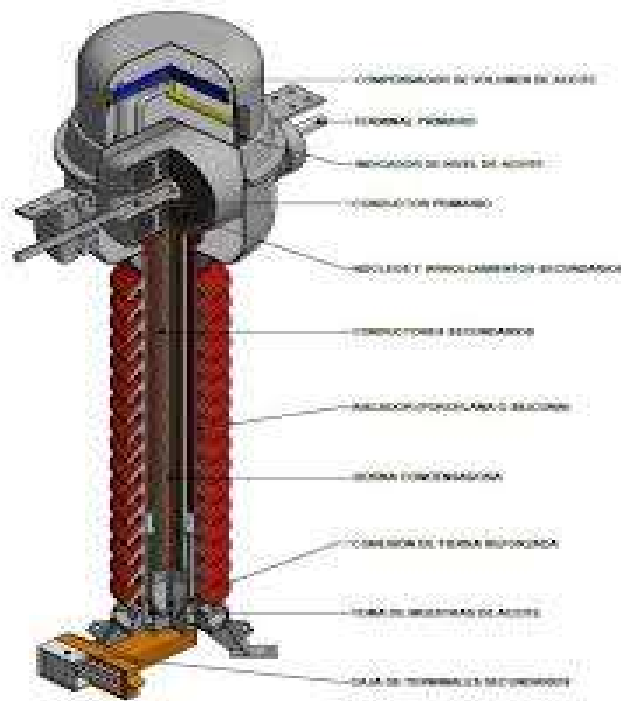


Figura 4 - Transformador de corriente

1.6.10. Apartarrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de los sistemas.

1.6.10.1. Funciones de los apartarrayos

Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones. No deben

operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

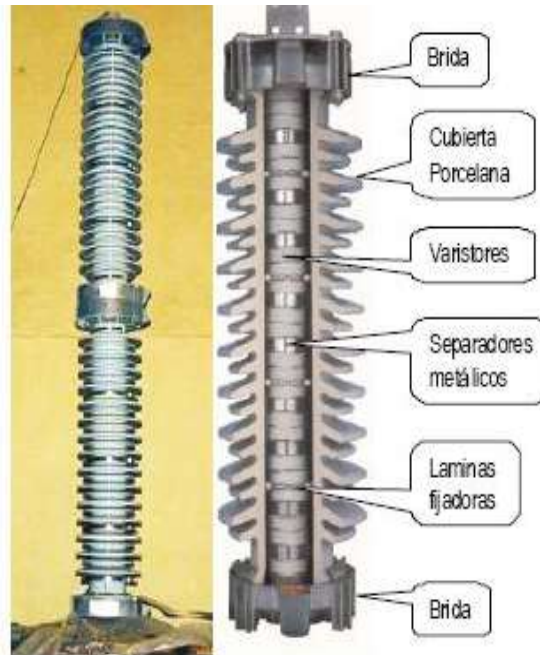


Figura 5 – Apartarrayos

1.6.11. Interruptores de potencia o disyuntores

Son dispositivos que se utilizan para interrumpir el flujo de electricidad en circuitos de potencia. La función de los relevadores es detectar e iniciar la desconexión del área con problemas, y la función de los interruptores de potencia o disyuntores es interrumpir el flujo de electricidad en las áreas con dificultades.



Figura 6 - Interruptor de Potencia en SF6

1.7. Barras

En el ámbito de las subestaciones eléctricas, se conoce por barra al conductor de baja impedancia que hace las funciones de nodo al cual se conectan circuitos a la misma tensión. El juego de barras se refiere al conjunto de elementos necesarios para realizar una conexión común para varios circuitos, por ejemplo, el conjunto de las tres barras que interconectan cada una de las fases en sistemas trifásicos.

Tienen capacidad para transmitir grandes cantidades de potencia eléctrica. Su sección está en función de la intensidad máxima admisible, la potencia de cortocircuito de la zona y los esfuerzos electrodinámicos que debe soportar.

Se habla de barras rígidas cuando el conductor es un tubo. Suelen ser tubos de aluminio hueco de hasta 250mm de diámetro exterior y alrededor de 20mm de espesor (para tensiones de 400 kV e intensidades de cortocircuito de 50 kA). Por el interior se introduce un cable para reducir las vibraciones. La interconexión de elementos de alta tensión en las subestaciones se puede realizar a través de tubo o conductor flexible. En general, al

conjunto de conductores de alta existentes en la subestación se denomina “embarrado” [2].

En las subestaciones de distribución estas barras pueden ser externas sin aislamiento en algunos casos solo son conductores, como también internas (celdas de media tensión). Estas últimas son las más utilizadas hoy en día.



Figura 7 - Barras de media tensión, externas e internas

1.8. Aparamentos

Se entiende por aparatación todos aquellos elementos sometidos a alta tensión necesarios para la operación y explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad, fiabilidad y eficiencia, cuyas funciones principales son maniobrar, regular, medir y proteger.

Dentro de la aparamenta de potencia encontramos elementos de corte de corriente (interruptores), de aislamiento visible (seccionadores), de transformación para medida y protección (transformadores de tensión e intensidad), transformadores de potencia (conectan circuitos de potencia a distintos niveles de tensión), reactancias y bancos de condensadores (compensan la generación o consumo excesivo de energía reactiva y regulan tensión), autoválvulas (pararrayos), red de tierras, bobinas de bloqueo, etc. Los elementos de subestación que trabajan a baja tensión son conocidos como sistemas secundarios. Sus funciones son: control, regulación, medida, protección, mando, señalización, alarma, telecomunicaciones, tele gestión centralizada de equipos, telemando y servicios auxiliares (alimentaciones de baja tensión, alumbrado, climatización, calefacción, etc.).

1.8.1. Autoválvulas

Son equipos de tipo pararrayos. Presentan una resistencia variable, de forma que a la tensión de servicio presenta una resistencia muy elevada (infinita) pero, a tensiones muy elevadas (como en las aparecidas en las descargas atmosféricas), presentan una resistencia despreciable, derivando esas elevadas tensiones a tierra y no permitiendo su progreso por el embarrado de la subestación. Se pueden colocar en:

- La llegada de las líneas aéreas (para que la sobretensión no penetre en la subestación).
- Antes de las bornes de un transformador de potencia, para evitar la sobretensión en el transformador.
- Antes de unas botellas terminales de paso a cable aislado, para que la sobretensión no afecte al cable.

1.8.2. Interruptores

Son los únicos elementos de conexión y desconexión de la potencia en las subestaciones. Este corte puede ser producido por una orden voluntaria de un operador (apertura) o por

una orden de protección dada por un relé (disparo). En el primer caso se cortaría, en general, la intensidad inferior a la nominal y en el segundo la intensidad de defecto (intensidad de cortocircuito).

Para poder dar las órdenes de cierre y apertura/disparo de forma remota y/o automática (realizado por las protecciones o por el mando de control y maniobra), estos aparatos disponen de unas bobinas que, al ser excitadas, liberan un sistema de acumulación de energía mecánica que es el que realmente realiza la maniobra.

El sistema de acumulación de energía puede ser elástico (mando por resortes), neumático (por aire comprimido), hidráulico (gas y aceite), etc. El número de bobinas de accionamiento suelen ser tres, una para el cierre y dos para la apertura/disparo. El medio dieléctrico en donde se realiza la maniobra de conexión y desconexión de los contactos principales del interruptor suele ser aceite, vacío o gas SF₆ (hexafluoruro de azufre).

Un interruptor tiene la posibilidad de incorporar un elevado número de “extras” por lo que los interruptores, aunque sean del mismo fabricante, pueden tener esquemas eléctricos diferentes. Así, las compañías eléctricas suelen normalizar el mando de sus interruptores [3].



Figura 8 - Interruptor de media tensión, fuente: ABB

1.9. Seccionadores

Es un dispositivo de conmutación diseñado para abrir y cerrar uno o más circuitos eléctricos por medio de contactos que se encuentran separados en el aire. Como su nombre lo indica se encargan de desconectar o seccionar una parte del arreglo eléctrico en donde se encuentre instalado, también se utilizan para cambiar las conexiones de un circuito o para aislar un circuito o equipo de la fuente [4]. Un seccionador normalmente es operado sin carga, o con dispositivos especiales como el load búster en régimen bajo carga.

1.9.1. Aplicaciones:

- Aislamiento de un interruptor de potencia.
- Aislamiento del transformador de potencia.
- Bypass.
- Bus seccionado.

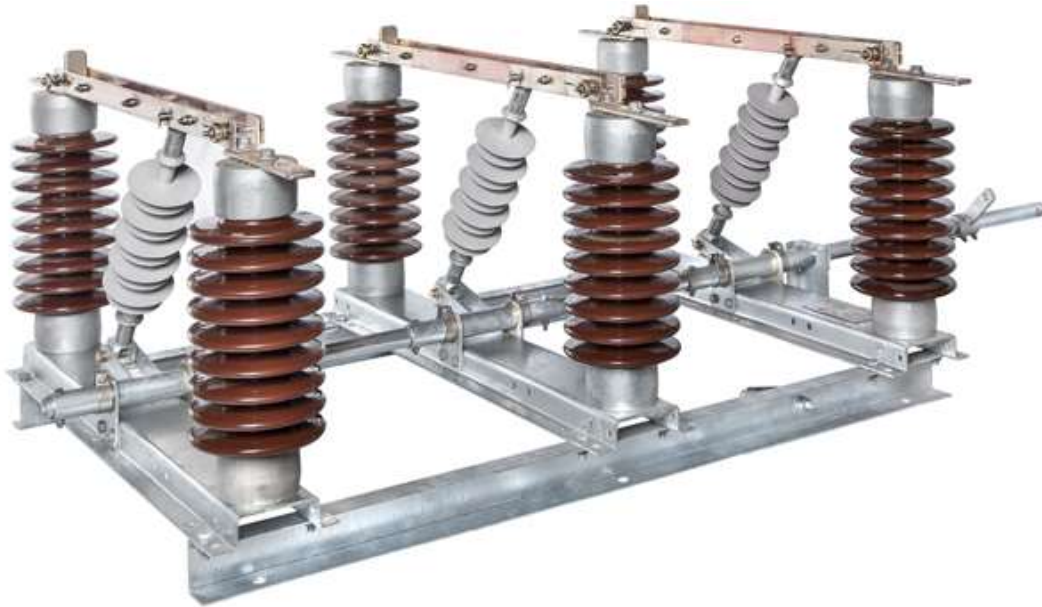


Figura 9 – Equipo seccionador

1.10. Parques

Las subestaciones en las que conviven sistemas de potencia a distintos niveles de tensión se dividen en parques.

De esta forma, una subestación de distribución puede tener, por ejemplo, un parque de 220 kV y otro de 23 kV, con posiciones de transformación que interconectan ambos parques.

1.11. Edificaciones en subestación

Dependiendo de la configuración, de la tecnología de aislamiento de la aparatamenta y de las dimensiones de la instalación, las subestaciones disponen edificaciones en las que se

aloja el equipamiento que no puede estar a la intemperie (sistemas secundarios, puestos de mando, etc.) Se suele disponer de un edificio de control en el que se ubican los servicios generales de la subestación (puesto de mando, señalización remota, cuadros de servicios auxiliares, talleres, almacenes, etc.) [2].

CAPITULO 2

2.1. Configuraciones de barras

La configuración de la subestación (o diagrama de barras) define las interconexiones entre los distintos circuitos y redes en función de las necesidades del sistema. Existen diversas configuraciones para las subestaciones según:

- El número de barras que tiene el parque.
- El número de interruptores y seccionadores que intervienen en cada posición.
- La disposición espacial de la aparamenta.
- La disponibilidad de puentes maniobrables para trabajos de mantenimiento.
- La utilización de las barras auxiliares (de transferencia).
- La necesidad de separar redes en la subestación (barras partidas).

Existen distintos tipos de configuraciones, guiados a mejorar la flexibilidad en las operaciones de los sistemas, facilitar el mantenimiento de los elementos que lo constituyen y mejorar la seguridad, tanto de la subestación como de aquellos que en ella se desempeñan. algunas de estas configuraciones presentan ventajas sobre otras, pero pueden incurrir en gastos mayores.

Se describen a continuación las configuraciones más comunes. Para ello, se utilizan esquemas unifilares simplificados representando, sólo, una fase y los elementos de corte: interruptores (52, en codificación ANSI C37.2) y seccionadores (89).

2.1.1. Barra simple interruptor simple

Sólo se dispone de un juego de barras (B) y de un interruptor (52) por posición. Los seccionadores (89) sólo se requieren para aislar las celdas de los interruptores. Su funcionamiento es muy sencillo, pero muy poco versátil, ya que cualquier falta con fallo de interruptor (es uno de los fallos más graves que pueden producirse en una subestación en cuanto a pérdida del servicio) o falta en barras, afecta a toda la subestación. Además,

cualquier operación de mantenimiento deja fuera de servicio una parte de la subestación para evitar esta situación se debe trabajar con carga, lo que hace a este esquema peligroso para el personal, una configuración derivada de esta es la barra seccionada donde se puede seccionar la barra para no perder totalmente el suministro.

Es una configuración con muchas facilidades de ampliación, no obstante, por criterios técnicos y de seguridad se recomienda limitar el número de posiciones a 4. Por la poca cantidad de elementos que necesita, resulta una subestación con un coste relativo muy bajo

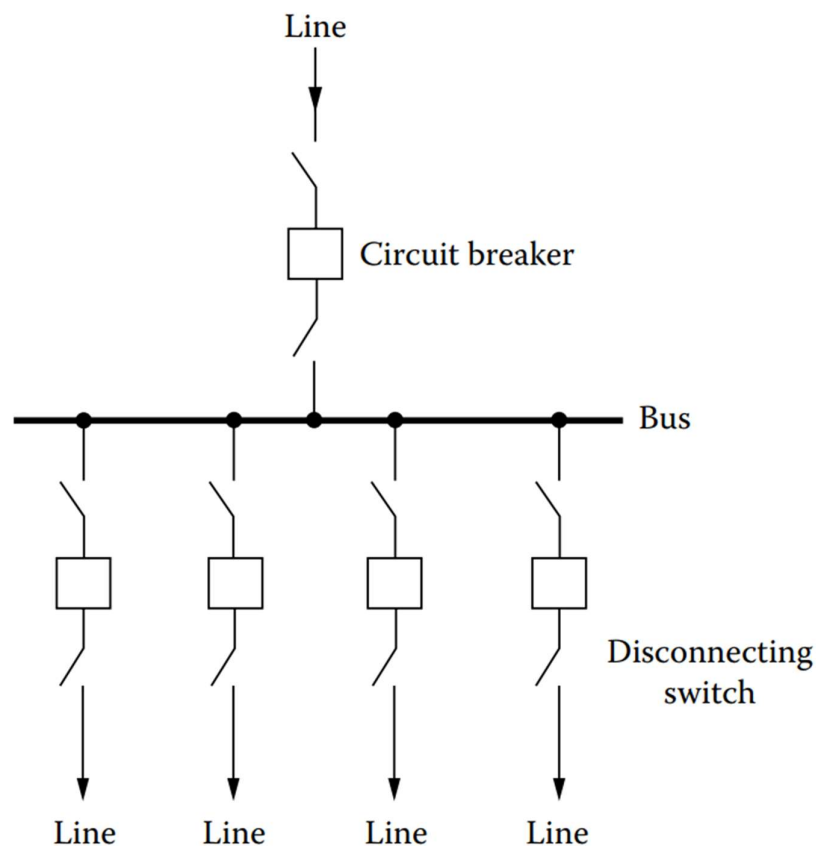


Figura 10 – Esquema de barra simple

2.1.2. Doble Barra interruptor simple

Dispone de dos juegos de barras (B1 y B2) y de un interruptor (52) por posición. Mediante los seccionadores (89), además de aislar las celdas de los interruptores, se selecciona la

barra a la que se quiere conectar. Es habitual disponer de una posición adicional de acoplamiento para acoplar o separar barras, en función de las necesidades del sistema. Es una configuración muy común por su equilibrio entre características, seguridad y coste. Permite separar barras y operar como dos subestaciones de simple barra independientes. Si bien su funcionamiento es sencillo, cualquier falta con fallo de interruptor o falta en barras, afecta a las posiciones conectadas a la barra.

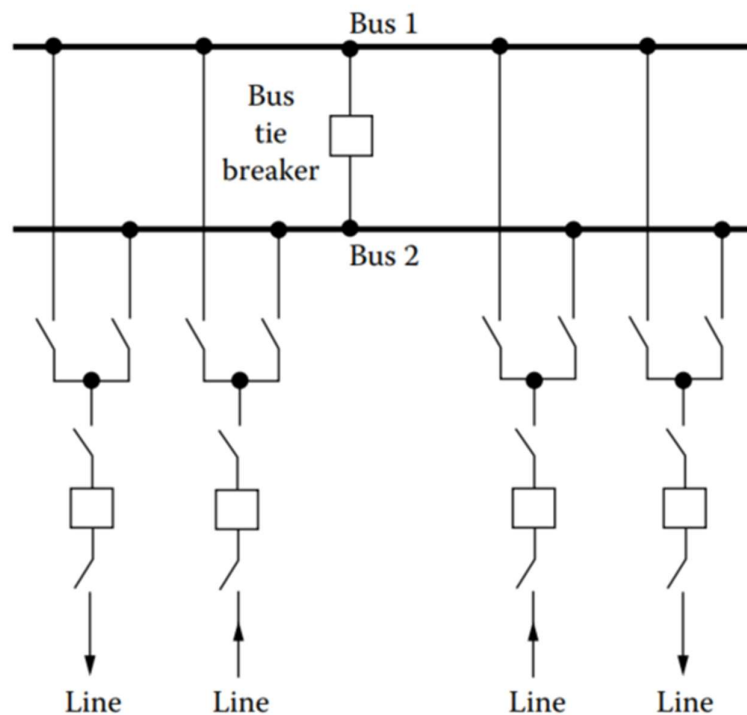


Figura 11 – Típico esquema doble barra interruptor simple

2.1.3. Barra de transferencia

Permite dejar indisponible una celda manteniendo la posición en servicio (a través de la barra de transferencia) mejorando la versatilidad. El coste aumenta al tener que instalar un nuevo embarrado y una posición adicional.

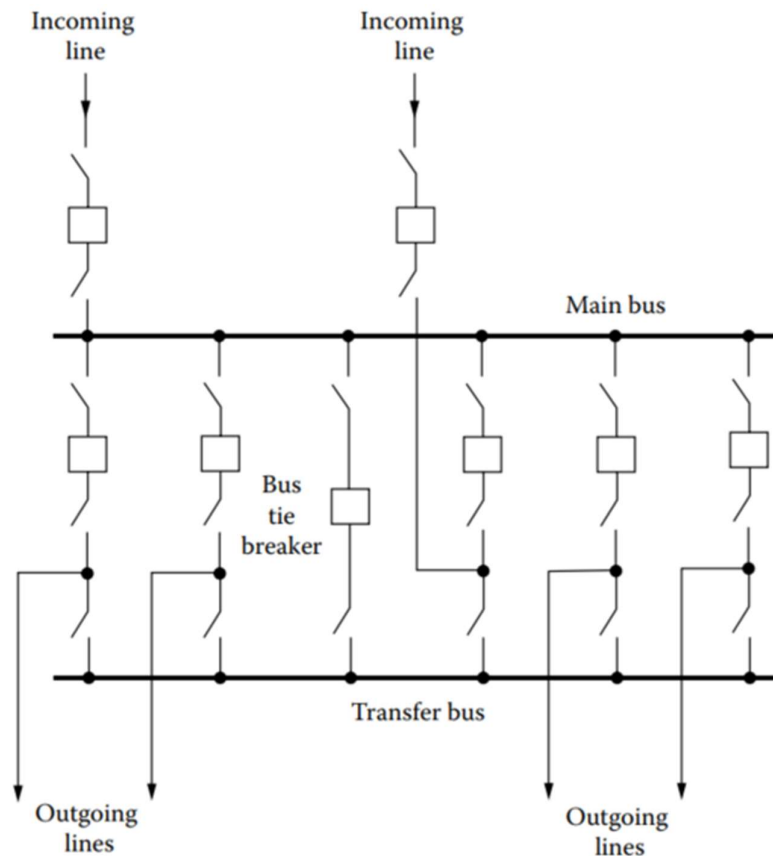


Figura 12-Eschema de barra principal y transferencia

2.1.4. Interruptor y medio

Dispone de dos juegos de barras (B1 y B2) y de tres interruptores (52) por cada calle (dos posiciones con 1+1/2 interruptor por posición). Los seccionadores (89) aíslan las celdas de los interruptores y separan la salida de línea. No es necesaria la posición de acoplamiento por poder acoplar las barras desde cualquiera de las calles.

Es bastante utilizada en subestaciones críticas por su versatilidad, seguridad y capacidad de ampliación, aunque su coste es elevado. Ante faltas, permite el fallo de dos elementos principales sin pérdida del servicio en las posiciones sanas, excepto en la posición con la que se comparte calle. Incluso con indisponibilidad de ambas barras permite mantener las calles en servicio de manera independiente.

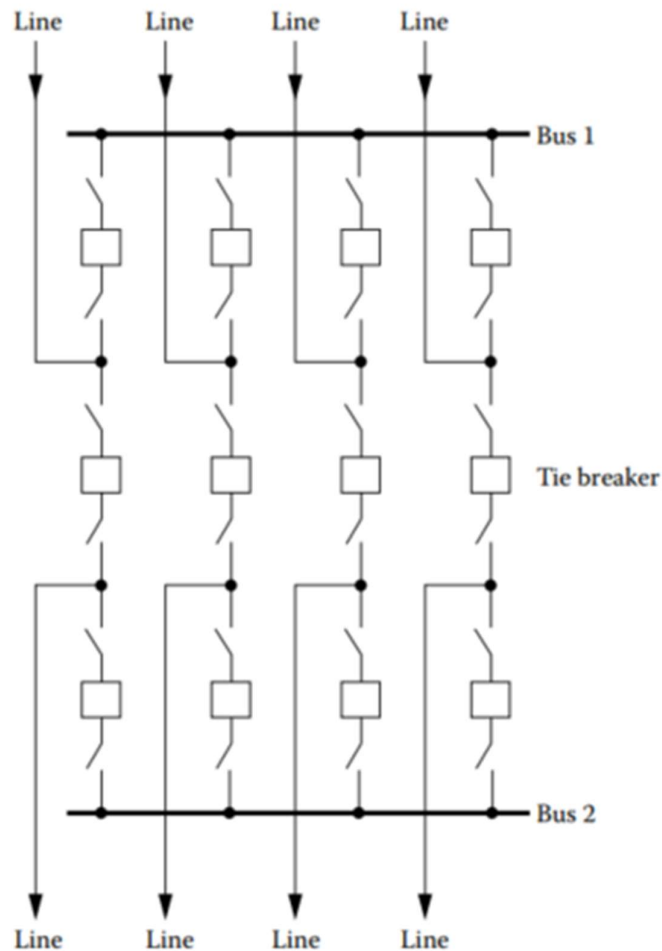


Figura 13 – Esquema de barras interruptor y medio

2.1.5. Doble Barra y Doble Interruptor

Dispone de dos juegos de barras (B1 y B2) y dos interruptores (52) por cada posición.

Este esquema hace uso de dos disyuntores por cada alimentador, que en condiciones normales se encuentran conectados a ambas barras, pero otras veces pueden dividirse en igual número de circuitos en cada barra, posibilitando que durante una falla en una de las barras o del disyuntor automático, solo la mitad de la subestación salga de servicio. debe existir cierta coordinación en la disposición de las barras, de modo tal que, durante una falla, ésta no se extienda a ambas barras. si bien el costo de implementar este esquema es

elevado por los dos disyuntores por alimentador, el nivel de confiabilidad es alto cuando ambas barras están alimentando a todos los circuitos de la subestación [5].

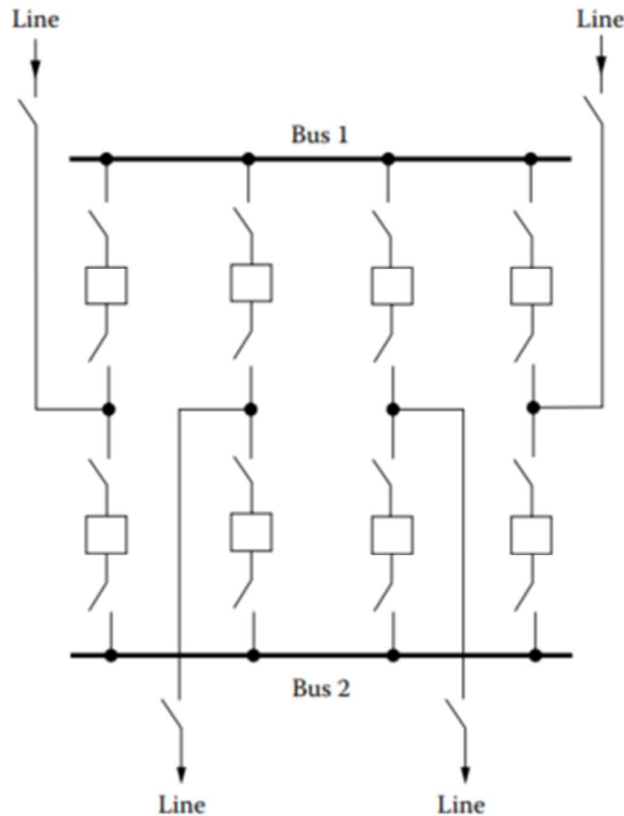


Figura 14 – Esquema de doble barra y doble interruptor

2.1.6. Anillo Simple

Es una configuración sin barras. Se concatenan celdas de interruptor hasta cerrar un anillo y en cada unión de celdas se coloca una posición. Los seccionadores (89) aíslan las celdas de los interruptores y separan la salida de línea. Permite mantener en servicio posiciones sanas ante ciertos fallos o faltas (abriéndose el anillo). Pero ante otras incidencias (fallo doble, indisponibilidad y falta, fallo interruptor, etc.) involucra a todas las posiciones pudiendo afectar gravemente a la red.

Es utilizada, especialmente, para subestaciones de generación o elevadoras, enfrentando dos grupos con dos líneas, cada una de ellas capaz de evacuar toda la potencia que generen los dos grupos. De esta forma, ante fallo simple, se pueden mantener en servicio [2].

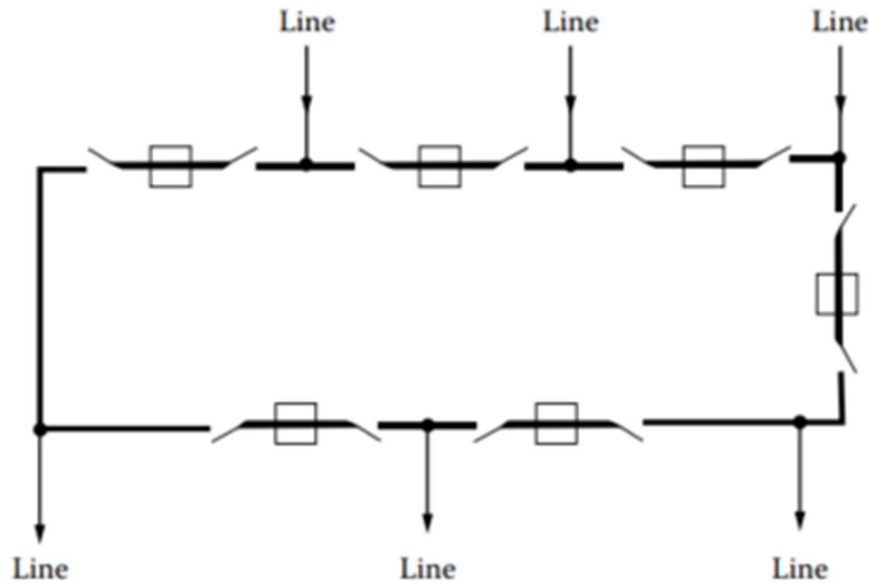


Figura 15 – Conexión de barras en anillo

2.2. Ventajas y desventajas de los distintos arreglos de barras

En la Tabla 1 se puede observar un resumen de las características positivas y negativas de estas configuraciones presentadas [6].

	Esquema de barras	Ventajas	Desventajas
1	Barra simple	Bajo Costo	Falla de la barra o alguno de los interruptores resulta en la baja de todo el sistema
			Dificultad para realizar mantenimientos a equipos del sistema
			La barra no puede ser atendida sin des-energizar la misma
			Solo puede usarse donde la carga puede ser interrumpida

2	Doble barra - doble interruptor	Cada circuito cuenta con dos interruptores dedicados	Más costoso
		Posee flexibilidad por permitir a cada alimentador permanecer conectado a cualquiera de las dos barras	
		Cualquier interruptor del arreglo puede llevarse a mantenimiento sin interrupciones en el servicio	
		Alta confiabilidad	
3	Barra principal y transferencia	Bajo costo inicial y final	Requiere un interruptor extra por alimentador
		Cualquier interruptor del arreglo puede llevarse a mantenimiento sin interrupciones en el servicio	La apertura del circuito para mantenimientos requiere maniobras complejas
		Puede utilizarse dispositivos de potencial sobre la barra principal para reconexión	Falla de la barra o alguno de los interruptores resulta en la baja de todo el sistema
4	Doble barra - interruptor simple	Permite flexibilidad operando con dos barras	Se requiere un interruptor extra para la barra
		Cualquiera de las barras puede ser aislada para mantenimientos	Se requiere cuatro seccionadores por circuito
		A través de selectores cualquier alimentador puede ser transferido de una barra a la otra	El esquema de barras puede ocasionar pérdidas cuando todos los circuitos se conecten a una sola barra
			Alta exposición a fallas en la barra
			El esquema de barras puede ocasionar pérdidas cuando todos los circuitos se conecten a una sola barra
			Falla en el interruptor de línea a barra conlleva a la baja de todos los circuitos sobre el mismo
	Fallas en el interruptor de barra conlleva a la baja de todo el sistema		
5	Barra en anillo	Bajo costo inicial y final	Si una falla ocurre mediante el mantenimiento de un interruptor, el anillo puede ser separado en dos secciones

		Operación flexible para mantenimientos	los circuitos automáticos de protección se tornan complejos en este arreglo
		Cualquier interruptor del arreglo puede llevarse a mantenimiento sin interrupciones en el servicio	Si se utiliza un set simple de reconectores, se deberá sacar fuera de servicio para su mantenimiento
		Requiere solo un interruptor por circuito	Requiere dispositivos de potencial sobre cada circuito
		No se necesita barra principal	La falla de un interruptor durante una falla de circuito contempla la falla en el interruptor más cercano al mismo
		Cada circuito alimentador puede ser sostenido por dos interruptores	
		Todas las aperturas se realizan mediante interruptores	
6	Interruptor y medio	Operación flexible para mantenimientos	1 1/2 interruptor por alimentador
		Alta confiabilidad	La retransmisión y el reenganche automático están algo involucrados ya que el interruptor del medio debe responder a cualquiera de sus circuitos asociados
		Falla del interruptor hacia el lado de la barra representa fuera de servicio solamente para dicho circuito	
		Todas las aperturas se realizan mediante interruptores	
		Cualquiera de las barras puede ser aislada para mantenimientos	
		Falla en la barra no representa fuera de servicio para cualquier alimentador	
		No se requiere desconectar seccionadores para operaciones simples	

Tabla 1 - Comparación entre las configuraciones de barras

2.3. Celdas metal clad

Las celdas de media tensión son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica. Las celdas metal clad son aptas para utilización en subestaciones eléctricas de distribución, donde se requieren compartimientos separados para los diversos componentes de media tensión con el fin de proporcionar un alto nivel de seguridad a las personas y a las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico, disminución de los tiempos de salida de servicio por fallas. Además, cuentan con la versatilidad que el interruptor de potencia es tipo extraíble e incluyen un mecanismo para la interrupción de arco eléctrico que se podría generar cuando el interruptor es removido físicamente del resto de la celda, intercambiando la posición del interruptor de potencia de la celda de conectado a desconectado o viceversa.

Las celdas metal clad poseen diversos compartimientos separados unos de otros a través de placas metálicas que se encuentran aterrizadas e interconectadas por medio de aisladores pasantes de resina epóxica que poseen alta resistividad a la suciedad y esfuerzos electrodinámicos. De esta manera, cada celda está distribuida en espacios para el interruptor de potencia, barras o buses, cables de potencia encargado de la alimentación de barras o para salida de circuitos, transformadores de instrumentación, dispositivos de control y medición, seccionadores con puesta a tierra, etc. Cuando las celdas metal clad están en funcionamiento se mantiene seguro al operario por medio de un bloqueo de seguridad porque al abrir la puerta frontal de la celda se encuentra una placa metálica de protección juntamente con un vidrio de protección impidiendo el acceso al interior del interruptor de potencia. De esta manera se evita ingresar a las partes energizadas que posee la celda para evitar accidentes y si se requiere ingresar a la zona interna de la celda debemos esperar a que se enfríe, aunque, por medio del vidrio (de la zona frontal) podemos verificar el funcionamiento de la zona interior.

El diseño de subestaciones modernas, en los sistemas de potencias, requiere la implementación de celdas metal clad y esto ha llegado hasta los sistemas de distribución

porque se convierte en un criterio de diseño muy importante para las compañías distribuidoras de energía eléctrica. La implementación de celdas metal clad facilita compactar el espacio físico de las subestaciones, de esta manera presenta ciertas ventajas en comparación de las subestaciones exteriores convencionales. Entre las ventajas más relevantes tenemos:

- **Optimizar el espacio físico.** El área para instalar una subestación implementando metal clad es más compacta y, por lo tanto, requerirá menor espacio físico que una subestación convencional; como resultado de diseñar una subestación con metal clad habrá mayor espacio en el terreno físico si se requiere ampliar la subestación en el futuro.

- **Costo de adquisición del terreno.** Muchas veces la inversión en la compra del terreno para instalar la subestación se torna un factor importante por el desembolso que se debe hacer; por lo que, si el diseño de la subestación involucra celdas metal clad las dimensiones requeridas por la subestación serán menores que las dimensiones de una subestación convencional. Como consecuencia, si el terreno es muy costoso reduciríamos el gasto con el diseño implementando metal clad, ya que por ser un diseño compacto las celdas se instalan en un edificio donde para futuras ampliaciones se pueden tener varios pisos o incluso, construir un sótano donde instalar las celdas metal clad. De esta manera, se tendrá flexibilidad para ampliar la capacidad de la subestación por si se desea instalar más celdas metal clad en un futuro.

- **Seguridad de operación.** Toda subestación debe regirse bajo criterios de seguridad, bajo este principio las celdas metal clad tienen la ventaja de no tener partes energizadas en su exterior (carcaza), ya que primero hay que abrir su compuerta de protección principal si se desea ingresar a las partes energizadas de la celda (interruptor de potencia, seccionador, bus, transformadores de medición), además todas las partes energizadas se encuentran aisladas por sectores (espacios metálicos independientes) donde todas las placas metálicas están aterrizadas. Otro factor importante es que al abrir una celda por mantenimiento se pueden abrir el interruptor de potencia desde la parte frontal de la celda, pero si se da una interrupción de arco eléctrico producida por la apertura del interruptor

la celda dispone de un conducto de alivio de gases (en la parte superior) que disipa los gases calientes y ciertas partículas incandescentes de forma segura y a su vez, mantener segura la vida del operario.

- **Menor mantenimiento.** Toda subestación requiere de mantenimiento correctivo y preventivo cada año, pero con las subestaciones diseñadas con metal clad se tienen menores costos de mantenimiento ya que al estar las celdas metal clad instaladas en interiores no mantienen contacto con entes externos como contaminación, lluvia, sol, polvo, vientos, animales, etc., evitando un rápido deterioro de los dispositivos. Por el contrario, las subestaciones convencionales requieren de mayor mantenimiento para evitar contingencias por los agentes externos.

- **Instalación de la subestación.** El tiempo de planificación para instalar todos los equipos en una subestación se ve reducido cuando se diseñan subestaciones con celdas metal clad en vez de las subestaciones convencionales; de esta manera, se logra poner en marcha la subestación en menor tiempo. Las celdas están constituidas por módulos para protección, medición, transporte de la energía, cables de potencia, barras de entrada y salida. De esta manera, una bahía para un circuito de salida viene incluido completo en la celda metal clad. Además, la instalación de la celda metal clad es sencilla en comparación con las subestaciones convencionales evitando así el diseño e instalación de las estructuras con las que se diseñan las bahías de salida de circuito como las estructuras de soporte, barras, interruptores de potencia, seccionadores. Desde la perspectiva de una contingencia, la sustitución de un interruptor de potencia en una celda metal clad requiere menor tiempo de interrupción que una subestación del tipo convencional, ya que sólo se debe extraer el interruptor e insertar el nuevo.

- **Tecnología de diseño.** Las subestaciones con diseños modernos requieren la implementación de tecnologías que reduzcan el espacio de la subestación y a su vez se logre tener una mayor capacidad de potencia, por lo que, con los diseños modernos utilizando metal clad reducimos el espacio ya que las celdas pueden estar fabricadas

aisladas en aceite, aire, en vacío e incluso en gas (SF6). Si se utilizan las últimas, se podrían incorporar las celdas metal clad a las innovadoras subestaciones tipo GIS [4].

2.3.1. Especificaciones técnicas

Las especificaciones que requieren las celdas metal clad están regidas bajo la normal IEEE std. C37.20.2 [7]. Esta norma incluye los requisitos para celdas de tipo estación y blindadas únicamente.

En esta especificación se definen los valores nominales de un conjunto de aparata con designaciones de límites operativos en condiciones especificadas de ambiente, temperatura, aumento de temperatura, etc. Donde el conjunto de aparata comprende una combinación de circuitos primarios y secundarios.

Voltaje nominal (kV rms)	Resistencia a frecuencia normal (kV rms)	BIL (kV)	
4,76		19	60
8,25		36	95
15		36	95
27		60	125
38		80	150

Tabla 2 - Tensión y niveles de aislamiento nominal para celdas metal enclosed según norma IEEE C37.20.2

Las celdas metal clad (ME metal enclosed) deberán tener las siguientes clasificaciones:

- a) Tensión máxima nominal
- b) Frecuencia nominal
- c) Niveles de aislamiento nominales
- d) Corriente continua nominal
- e) Corriente nominal de corta duración
- f) Corriente momentánea nominal

Los ítems *a)*, *b)* y *c)* se aprecian en la Tabla 2

La corriente continua nominal se refiere a la corriente nominal de las barras, la cual podrá ser de 1200, 2000 o 3000 A [7].

La corriente momentánea nominal depende de la corriente máxima que puede soportar el equipo interruptor esta corriente es mejor descrita en la norma IEE PC37.20.4. como así también por el fabricante.

2.3.2. Características constructivas

Constructivamente las celdas metal clad se componen de diversos compartimientos estas se observan en la

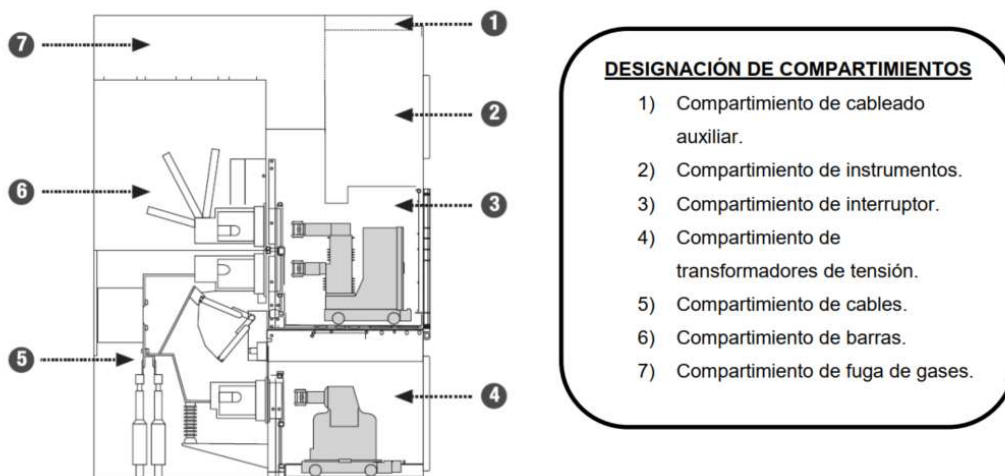


Figura 16 – Compartimientos de una celda metal clad

Compartimiento de instrumentos. Espacio para instalar los equipos de mando y control, a su vez en este espacio se reciben e interconectan las señales internas y externas del tablero. Cada instrumento de baja tensión está aislado de los compartimientos de alta tensión. De manera que, se mantiene seguro el personal de operaciones y mantenimiento mientras se trabajan en los circuitos de control y auxiliares. Cada aparato y contactos auxiliares se instalan en la puerta frontal para tener un fácil acceso y lectura. Sin embargo,

los aparatos que no requieren un acceso o lectura inmediata se instalan dentro del compartimiento.

Compartimiento del interruptor. Desde aquí se inserta o extrae el interruptor de potencia donde una estructura fija recibe y conecta al interruptor con las barras principales de la celda metal clad. Además, cada interruptor posee tres posiciones de operación: extraído, prueba e insertado. También, las señales de control se conectan utilizando enchufes especiales para la realización de pruebas eléctricas en la posición de “prueba” con el interruptor insertado y el compartimiento cerrado. Finalmente, las maniobras necesarias para insertar o extraer al interruptor utilizan un mecanismo o manivela que se acciona desde el frente de la celda y, para mayor seguridad, con la puerta del compartimiento cerrada.

Compartimiento de cables. Permite el acceso de los cables de potencia de alimentación o de salida desde la sección superior o inferior de la celda, y este compartimiento está aislado de los demás. Se pueden utilizar las salidas superiores para conectar los cables en ductos de barra o bujes en el techo. Este compartimiento puede incluir, si así se desea, de cuchillas puesta a tierra, descargadores y aisladores capacitivos (indican presencia de tensión).

Compartimiento principal de barras. Se encuentran los juegos principales de barras de cobre, aisladas y separadas completamente de los demás compartimientos a través de las barreras metálicas. Las celdas metal clad están diseñadas para que el acceso a las barras sea desde el lado posterior para poder inspeccionar o dar mantenimiento. Todas las barras primarias son completamente de cobre con capacidades de 1200 A, 2000 A, 3000 A y 4000 A y sus uniones son plateadas. Una facilidad que incluyen estas barras es que se extienden en ambos extremos para facilitar las futuras expansiones. Según el fabricante se pueden encontrar barras aisladas con manga termo contraíble.

Compartimiento de fuga de gases. Dentro del interior de la celda metal clad las cámaras o túneles ayudan como sistema de escape, proporcionando ventilación a los gases cuando se produce una falla de arco sin que afecte de esta manera al personal por el equipo

dañado. Se cuenta con respiraderos y compuertas que se ubican dentro de este sistema en la parte superior de la celda metal clad y poder liberar la presión. Toda la maniobra de disipación del arco se efectúa con la puerta principal cerrada [4]. El Ducto de escape de gases como se mencionó está ubicado por encima del cuadro y lo atraviesa en toda su longitud. Cada compartimiento posee un deflector en la extremidad superior. La presión generada por el fallo provoca su apertura, permitiendo el pasaje de los gases por el ducto (ver Figura 17).



Figura 17 – Ductos de escape de gases (fuente: TEMI ARC Italia)

Las celdas metal clad se pueden clasificar según su implementación:

- Celda con un interruptor de entrada.
- Celda con un interruptor de salida.
- Celda de enlace.
- Celda de transición.

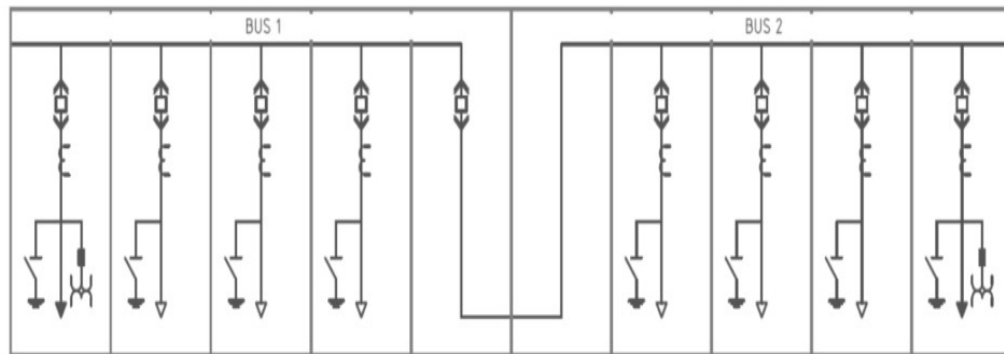


Figura 18 – Diagrama para diseño con celdas metal clad

El diagrama eléctrico correspondiente al diseño (Figura 18), utiliza dos celdas con interruptor de entrada, seis celdas con interruptor de salida, una celda de enlace y una celda de transición, algunas bibliografías no diferencian entre las celdas de entrada y las celdas de salida.

CAPÍTULO 3

3.1. Conceptos básicos de confiabilidad

Teniendo en cuenta que los equipos y sistemas complejos generalmente son reparables, contienen redundancia y deben ser seguros, el término confiabilidad aparece a menudo para referirse a confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad (**RAMS** de su término en inglés; *reliability, availability, maintainability, and safety*). El propósito de la ingeniería de confiabilidad es desarrollar métodos y herramientas para evaluar las cifras RAMS de componentes, equipos y sistemas, así como apoyar a los ingenieros de desarrollo y producción en la construcción de estas características. Para que sea rentable en costo y tiempo, la ingeniería de confiabilidad (RAMS) debe integrarse en las actividades del proyecto, respaldar la garantía de calidad y los esfuerzos de ingeniería simultáneamente.

3.2. Confiabilidad

La **confiabilidad** (del inglés *reliability*) es una característica de un equipo o elemento, expresada por la probabilidad de que realice su función requerida bajo condiciones dadas durante un intervalo de tiempo establecido. Generalmente se designa por **R**. Desde un punto de vista cualitativo, la confiabilidad también se puede definir como la capacidad del equipo o elemento para permanecer funcional. Cuantitativamente, la confiabilidad especifica la probabilidad de que no ocurra ninguna interrupción operativa durante un intervalo de tiempo establecido. Esto no significa que las piezas redundantes no puedan fallar, dichas piezas pueden fallar y repararse en línea (es decir, sin interrupción operativa a nivel del equipo (sistema)). Por tanto, el concepto de confiabilidad se aplica tanto a los elementos no reparables como a los reparables. Para que tenga sentido, una declaración numérica sobre confiabilidad (por ejemplo, $R = 0,9$.) Debe ir acompañada de una definición clara: *Las condiciones de funcionamiento, ambientales, de operación y mantenimiento requeridas, así como la duración de la misión y el estado del elemento al comienzo de la misión (a menudo se asume tácitamente como nuevo o como casi nuevo)* [8].

Un elemento bajo este campo es una unidad funcional o estructural de complejidad arbitraria (por ejemplo, componente (pieza, dispositivo), ensamblaje, equipo, subsistema, sistema) que puede considerarse como una entidad para las investigaciones.

La función requerida especifica la tarea del elemento; para determinadas entradas, las salidas de los elementos deben limitarse dentro de las bandas de tolerancia especificadas (los parámetros de rendimiento siempre deben darse con tolerancias). La definición de la función requerida es el punto de partida para cualquier análisis de confiabilidad, ya que define fallas. Las condiciones de funcionamiento tienen una influencia importante en la confiabilidad y deben especificarse con cuidado. La experiencia muestra, por ejemplo, que la tasa de fallas de los dispositivos semiconductores se duplicará para un aumento de la temperatura de funcionamiento de 10 a 20 ° C. La función requerida y / o las condiciones de operación pueden depender del tiempo. En estos casos, se debe definir un perfil de misión y todas las cifras de confiabilidad se referirán a él. Un perfil de misión representativo y los correspondientes objetivos de confiabilidad deben figurar en las especificaciones del elemento.

A menudo, la duración de la misión se considera como un parámetro t , la función de confiabilidad $R(t)$ es entonces la probabilidad de que no ocurra ninguna falla en el nivel del elemento en un tiempo de $(0, t]$.

Es importante distinguir entre confiabilidad estimada y predictiva. El primero se calcula sobre la base de la estructura de confiabilidad del elemento y las tasas de falla y reparación de sus componentes; el segundo se obtiene de una evaluación estadística de pruebas de confiabilidad o de datos de campo por condiciones establecidas.

3.3. Fallas

Se produce una falla cuando un elemento o equipo del sistema deja de realizar su función requerida. Tan simple como es esta definición, puede resultar difícil aplicarla a elementos complejos. El tiempo libre de fallas, es generalmente una variable aleatoria. Suele ser bastante largo; pero puede ser muy corto, por ejemplo, debido a una falla causada por un

evento transitorio en el encendido. Una suposición general al investigar tiempos sin fallas es que en $t = 0$ el elemento es nuevo o como nuevo y libre de defectos y fallas sistemáticas. Además de su frecuencia, las fallas deben clasificarse según el modo, causa, efecto y mecanismo:

- a) Modo: El modo de una falla es el síntoma (efecto local) por el cual se observa una discontinuidad.
- b) Causa: La causa de una falla puede ser intrínseca, debido a debilidades en el elemento y/o desgaste, o extrínseca, debido a errores, mal uso o mal manejo durante el diseño, producción o uso. Las causas extrínsecas a menudo conducen a fallas sistemáticas, que son deterministas y deben considerarse como defectos. Los defectos están presentes en $t = 0$, los fallos aparecen siempre en el tiempo, incluso si el tiempo hasta el fallo es corto, como puede ser con los fallos sistemáticos o tempranos.
- c) Efecto: El efecto (consecuencia) de una falla puede ser diferente si se considera en el elemento en sí o en un nivel superior. Una clasificación habitual es: no relevante, menor, mayor, crítico (que afecta a la seguridad). Dado que una falla también puede causar más fallas, la distinción entre falla primaria y secundaria es importante.
- d) Mecanismo: El mecanismo de falla es el proceso físico, químico o de otro tipo que conduce a una falla. Las fallas también se pueden clasificar como repentinas o graduales. Dado que la falla no es la única causa de que el elemento esté inactivo, el término general utilizado para definir el estado inactivo (no causado por el mantenimiento preventivo, otras acciones planificadas o la falta de recursos externos) es la falta. La falla es un estado del artículo y puede deberse a un defecto o falla.

3.4. Confiabilidad de sistemas de distribución

El concepto preliminar para congregar los estudios de confiabilidad es la noción de cortes o interrupciones, según la IEEE estos pueden ser los siguientes:

Corte (en inglés *Outages*): describe el estado de un componente cuando no está disponible para realizar su función, un corte puede o no ser una causa de interrupción del servicio a los clientes, esto dependerá de las configuraciones del sistema.

Corte forzado: un corte causado por condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente necesariamente introducido a un estado de fuera de servicio inmediatamente ya sea automáticamente o tan pronto como se puedan realizar las operaciones de conmutación, o una interrupción causada por un funcionamiento incorrecto del equipo o un error humano.

Corte programado: se produce cuando un componente se pone fuera de servicio deliberadamente en un momento determinado, generalmente con fines de construcción, mantenimiento preventivo o reparación. La prueba clave para determinar si una interrupción debe clasificarse como forzada o programada es la siguiente. Si es posible aplazar la interrupción cuando tal aplazamiento es deseable, la interrupción es una interrupción programada; de lo contrario, la interrupción es una interrupción forzada. Posponer una interrupción puede ser deseable, por ejemplo, para evitar la sobrecarga de las instalaciones o una interrupción del servicio a los consumidores.

Corte parcial: “Describe el estado de un componente donde la capacidad del componente para realizar su función se reduce, pero no se elimina por completo” [9].

Corte forzado transitorio: un corte de componente cuya causa se resuelve automáticamente de forma inmediata, de modo que el componente afectado se pueda restablecer, ya sea automáticamente o tan pronto como se pueda volver a cerrar un interruptor, disyuntor o reemplazar un fusible. Un ejemplo de un corte forzado transitorio es un relámpago que no desactiva permanentemente el componente golpeado.

Corte forzado persistente: corte de un componente cuya causa no se resuelve automáticamente de inmediato, pero debe corregirse eliminando el peligro, reparando o reemplazando el componente afectado antes de que pueda volver a poner en servicio. Un

ejemplo de una interrupción forzada persistente es un relámpago que rompe un aislador y, por lo tanto, deshabilita el componente hasta que se pueda reparar o reemplazar.

Interrupción: La pérdida de servicio a uno o más consumidores u otras instalaciones y es el resultado de uno o más cortes de componentes, dependiendo de la configuración de sistema [6].

3.5. Niveles apropiados de confiabilidad en distribución

Se espera que las empresas eléctricas proporcionen un servicio eléctrico continuo y de calidad a sus clientes a un precio razonable haciendo un uso económico de los sistemas y aparatos disponibles. Aquí, el término servicio eléctrico continuo ha significado habitualmente cumplir con los requisitos de energía eléctrica de los clientes según lo exigido, en consonancia con la seguridad del personal y el equipo. Un servicio eléctrico de calidad implica satisfacer la demanda del cliente dentro de los límites de voltaje y frecuencia especificados.

Para mantener un servicio confiable para los clientes, una empresa de servicios públicos debe tener una redundancia adecuada en su sistema para evitar que la interrupción de un componente se convierta en una interrupción del servicio para los clientes, causando la pérdida de bienes, servicios o beneficios. Para calcular el costo de la confiabilidad, se debe determinar el costo de una interrupción. Actualmente en Estados Unidos, existe al menos una comisión de servicios públicos que exige que los servicios públicos paguen los daños causados por interrupciones del servicio [10]. Los costos de confiabilidad se utilizan para revisiones de tarifas y solicitudes de aumentos de tarifas. El análisis económico de la confiabilidad del sistema también puede ser una herramienta de planificación muy útil para determinar los gastos de capital necesarios para mejorar la confiabilidad del servicio al proporcionar el valor real de las inversiones adicionales (e incrementales) en el sistema.

Según [10], no es posible ni deseable evitar todas las fallas de los componentes o combinaciones de fallas de componentes que resulten en interrupciones del servicio. El

nivel de confiabilidad puede considerarse "apropiado" cuando el costo de evitar interrupciones adicionales excede las consecuencias de esas interrupciones para los consumidores. Por lo tanto, el nivel apropiado de confiabilidad desde la perspectiva del consumidor puede definirse como “ese nivel de confiabilidad cuando la suma de los costos de suministro más el costo de las interrupciones que ocurren están al mínimo”

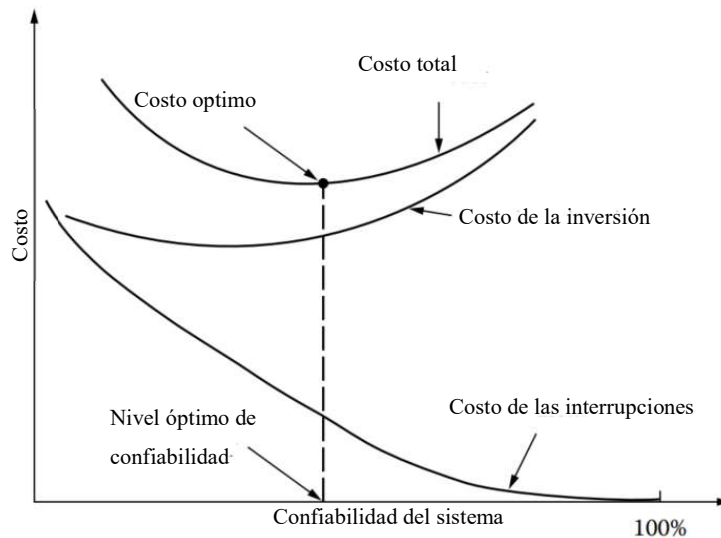


Figura 19 – Costo versus confiabilidad del sistema

La Figura 19 ilustra este concepto teórico. Tenga en cuenta que la mejora de la confiabilidad del sistema y la inversión no están relacionadas linealmente, y que el nivel de confiabilidad óptimo (o apropiado) del sistema corresponde al costo óptimo, es decir, el costo total mínimo. Sin embargo, Billinton [11] señala que “el parámetro más inadecuado quizás no sea el nivel real de confiabilidad, aunque esto no se puede ignorar sino el costo de confiabilidad incremental. ¿Cuál es el aumento de confiabilidad por dólar invertido? ¿Dónde debería colocarse el próximo dólar dentro del sistema para lograr el máximo beneficio de confiabilidad?” En general, una posible seccionalización o reconfiguración para minimizar el número de clientes afectados por una falla del equipo o la duración de la interrupción, la única opción operativa disponible para la empresa de servicios públicos de mejorar la confiabilidad es minimizar la duración de la interrupción en el momento oportuno reparando los equipos averiados.

La experiencia indica que la mayoría de las interrupciones del servicio del sistema de distribución son el resultado de daños causados por elementos naturales, como rayos, viento, lluvia, arboles sobre la línea, y animales. Otras interrupciones son atribuibles a materiales defectuosos, fallas de equipos y acciones humanas, como vehículos que chocan contra postes, grúas que entran en contacto con cables aéreos, tala de árboles, vandalismo y daños en el equipo de excavación cable o aparato enterrado.

3.6. Matemáticas de la confiabilidad

Es posible definir la probabilidad de falla de un componente dado de un sistema como una función en el tiempo:

$$P(T \leq t) = F(t) \quad t \geq 0 \quad (1)$$

Donde

T es un variable cualquiera representando el tiempo de falla

$F(t)$ es la probabilidad de que el componente falle en un tiempo t

Aquí, $F(t)$ representa la distribución de falla, también es conocida como la función de des-confiabilidad (*unreliability function*). Por ende, la probabilidad de que el componente no falle en el desempeño de su función prevista en un momento t dado se define como la confiabilidad del componente. Por tanto, la función de confiabilidad se puede expresar como:

$$\begin{aligned} R(t) &= 1 - F(t) \\ &= P(T > t) \end{aligned} \quad (2)$$

$R(t)$ representa la función de confiabilidad, o sea la probabilidad de que el componente sobreviva a una falla en un tiempo dado t . Si el tiempo de falla es una variable cualquiera T entonces tiene una función de densidad $f(t)$, de la ecuación (2):

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (3)$$

De igual manera, la probabilidad de falla de un sistema dado en un tiempo particular dado de (t_1, t_2) puede darse mediante la función de desconfiabilidad, como:

$$\begin{aligned} \int_{t_1}^{t_2} f(t)dt &= \int_{-\infty}^{t_2} f(t)dt - \int_{-\infty}^{t_1} f(t)dt \\ &= F(t_2) - F(t_1) \end{aligned}$$

O en función de la confiabilidad:

$$= R(t_1) - R(t_2) \quad (4)$$

Aquí, la tasa a la que ocurren las fallas en un intervalo de tiempo dado (t_1, t_2) se define como la tasa de riesgo, o tasa de falla, durante ese intervalo. Es la probabilidad de que ocurra una falla por unidad de tiempo en el intervalo, siempre que no haya ocurrido una falla antes del tiempo t_1 , es decir, al comienzo del intervalo de tiempo. Por lo tanto:

$$h(t) = \frac{R(t_1) - R(t_2)}{(t_2 - t_1)R(t_1)} \quad (5)$$

Si redefinimos el intervalo de tiempo como:

$$\begin{aligned} t_1 &= t \\ t_2 &= t + \Delta t \end{aligned}$$

O sea

$$\Delta t = t_2 - t_1$$

entonces, dado que la tasa de riesgo es la tasa de falla instantánea, se puede definir como:

$$h(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P\{\text{un componente de edad } t \text{ falle en } \Delta t\}}{\Delta t} \quad (6)$$

O

$$\begin{aligned} h(t) &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{\Delta t \cdot R(t)} \\ h(t) &= \frac{1}{R(t)} \left[-\frac{d}{dt} R(t) \right] \\ h(t) &= \frac{f(t)}{R(t)} \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación (3) en esta última tenemos:

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (7)$$

Resolviendo a partir de la igualdad $f(t) = \frac{dF(t)}{dt}$ llegamos a la siguiente ecuación:

$$1 - F(t) = \exp \left[-\int_0^t h(t) dt \right] \quad (8)$$

Introduciendo la ecuación (3) en (8), tenemos:

$$R(t) = \exp \left[-\int_0^t h(t) dt \right] \quad (9)$$

Otra forma de representar la tasa de falla:

$$h(t) = \lambda(t)$$

La ecuación (10), es conocida como función general de confiabilidad.

$$R(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad (10)$$

Suponga que la función de peligro o falla es independiente del tiempo, es decir:

$$h(t) = \lambda \text{ falla/unidad de tiempo}$$

Entonces de la ecuación (8), la densidad de falla es:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (11)$$

Finalmente, la ecuación de confiabilidad puede ser expresada como sigue [6].

$$\begin{aligned} R(t) &= \frac{f(t)}{h(t)} \\ \mathbf{R(t)} &= \mathbf{e^{-\lambda t}} \end{aligned} \quad (12)$$

La expresión (12) es independiente del tiempo. Por lo tanto, una tasa de falla constante hace que la variable aleatoria de tiempo de falla sea una función de densidad exponencial. La figura 11.6 muestra una función de riesgo típica conocida como curva de la bañera. La curva ilustra la tasa de fallas en función del tiempo. El primer período representa el período de mortalidad infantil, que es el período de disminución de la tasa de fallas. Este período inicial también se conoce como período de depuración, período de rodaje, período de quemado o período de vida temprana. En general, durante este período, las fallas ocurren debido a errores de diseño o fabricación.

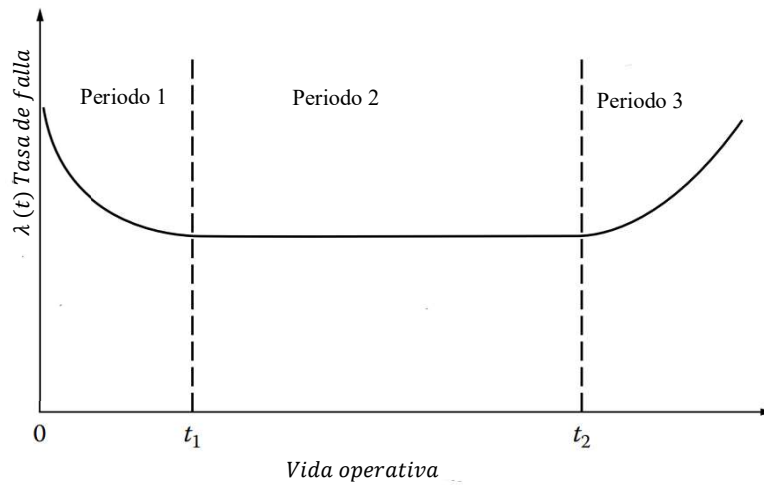


Figura 20 – Curva de la bañera, función de riesgo

El segundo período se conoce como período de vida útil o período operativo normal. Las tasas de falla de este período son constantes y las fallas se conocen como fallas fortuitas, fallas aleatorias o fallas catastróficas, ya que ocurren de manera aleatoria e impredecible. El tercer período se conoce como período de desgaste. Aquí, la tasa de riesgo aumenta a medida que el equipo se deteriora debido al envejecimiento o al desgaste a medida que los componentes se acercan a su "vida útil nominal". Si el tiempo t_2 pudiera predecirse con certeza, entonces el equipo podría reemplazarse antes de que comience esta fase de desgaste [6].

3.6.1. Concepto de componentes simples

Teóricamente, la vida útil, es decir, el tiempo esperado durante el cual un componente sobrevivirá y funcionará con éxito, se puede expresar como:

$$E(T) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (13)$$

Sustituyendo con la expresión (7), se obtiene:

$$E(T) = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt \quad (14)$$

Integrando por partes y recordando que $R_{(t=0)} = 1$ y $R_{(t=\infty)} = 0$, se obtiene:

$$E(T) = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (15)$$

O

$$E(T) = \int_0^{\infty} \left\{ \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right] \right\} dt \quad (16)$$

Nuevamente volvemos al caso de variables constantes, específicamente la tasa de falla, sustituyendo (12) en (15), queda:

$$E(T) = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (17)$$

Teniendo en cuenta que, si el sistema en cuestión no se renueva mediante mantenimiento y reparaciones, sino que simplemente se reemplaza por un buen sistema, entonces la vida útil $E(T)$ también se define como el tiempo promedio hasta la falla (*mean time to failure*) y se denota como sigue:

$$MTTF = \bar{m} = \frac{1}{\lambda} \quad (18)$$

Donde λ es la razón constante de falla.

Del mismo modo, si el sistema en cuestión se renueva mediante mantenimiento y reparaciones, entonces $E(T)$, La vida útil también se define como el tiempo medio entre fallas (*mean time between failures*) y se denota como:

$$MTBF = \bar{T} = \bar{m} + \bar{r} \quad (19)$$

Donde; \bar{T} es el ciclo promedio de tiempo, \bar{m} es el tiempo promedio hasta fallar, \bar{r} es el tiempo promedio de reparación.

Se denota el tiempo promedio de reparación (*mean time to repair*) como el recíproco de la razón de reparo (μ).

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (20)$$

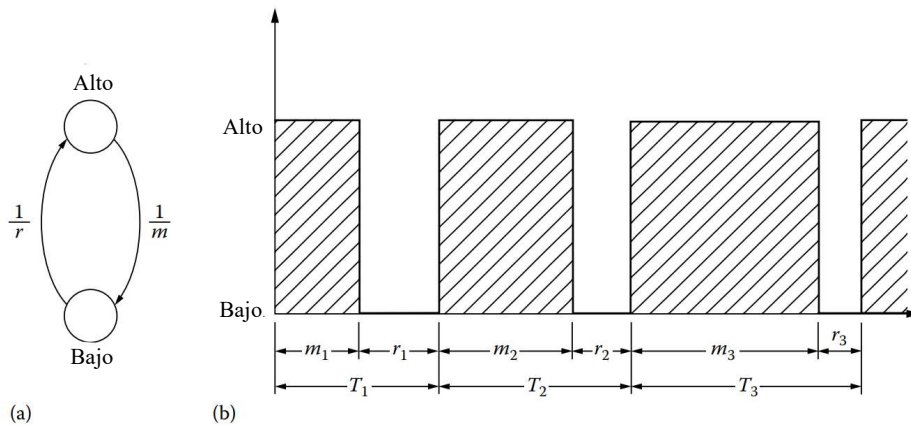


Figura 21 – Modelo de dos estados

Considere el modelo de dos estados que se muestra en la Figura 21. Supongamos que el sistema está en el estado alto (o en servicio) o en el estado bajo (o fuera) en un momento dado. Por lo tanto, el tiempo medio hasta la falla se puede estimar razonablemente como:

$$MTTF = \bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n} \quad (21)$$

Donde m_i es el tiempo observado hasta fallar en un ciclo, n es el número de ciclos.

Similarmente el tiempo promedio de reparación puede ser estimado, utilizando r_i como el tiempo de reparación en un ciclo dado:

$$MTTR = \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \quad (22)$$

Por ende, la ecuación(19) puede ser expresada como:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (23)$$

El recíproco del tiempo medio del ciclo se define como la frecuencia media de fallos y se denota como:

$$\bar{f} = \frac{1}{\bar{T}}$$

O

$$\bar{f} = \frac{\lambda\mu}{\lambda+\mu} \quad (24)$$

Cuando los estados de un componente dado, durante un período de tiempo, se pueden caracterizar por el modelo de dos estados, como se muestra en la Figura 21, entonces se puede suponer que el componente está alto (es decir, disponible para el servicio) o bajo (es decir, no disponible para el servicio). Por tanto, se puede demostrar que:

$$A + U = 1 \quad (25)$$

A es la disponibilidad de un componente (del inglés *availability*), la fracción del tiempo en donde el componente se encuentra en un estado alto. U es la indisponibilidad (del inglés *unavailability*), la fracción de tiempo en donde el componente se encuentra en estado bajo, por consiguiente, sobre el promedio, como el tiempo tiende a infinito, puede mostrarse la disponibilidad como:

$$A \triangleq \frac{\bar{m}}{\bar{T}} = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (26)$$

De otra manera

$$A \triangleq \frac{\bar{m}}{\bar{m} + \bar{r}} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (27)$$

O

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

La indisponibilidad se puede expresar como:

$$U \triangleq 1 - A \quad (28)$$

Reemplazando

$$U \triangleq \frac{\bar{r}}{\bar{r} + \bar{m}} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (29)$$

O

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

3.7. Sistemas series de confiabilidad

Los sistemas en serie se caracterizan por que el funcionamiento de cada ítem que lo compone depende directamente del funcionamiento del componente que lo antecede y precede; es decir, si uno de los componentes falla, falla todo el sistema [12].

3.7.1. Componentes irreparables en serie

La Figura 22 muestra un diagrama de bloques para un sistema que tiene dos componentes conectados en serie. Supongamos que los dos componentes son independientes. Por lo

tanto, para que el sistema funcione y realice su función designada, ambos componentes (o subsistemas) deben funcionar correctamente. Por lo tanto,

$$R_{sys} = P[E_1 \cap E_2] \quad (30)$$

O

$$R_{sys} = P(E_1)P(E_2)$$

Y si asumimos cada componente independiente,

$$R_{sys} = R_1 \times R_2 \quad (31)$$

Para n componentes se obtiene:

$$R_{sys} = R_1 \times R_2 \times R_3 \times \dots \times R_n$$
$$R_{sys} = \prod_{i=1}^n R_i \quad (32)$$

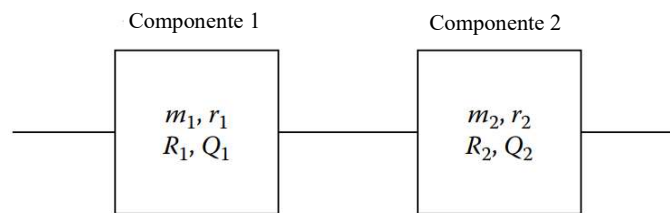


Figura 22 – Diagrama de bloques de un sistema serie de dos componentes

3.7.2. Componentes reparables en serie

Consideremos un sistema en serie con dos componentes, como se muestra en la Figura 22. Suponga que los componentes son independientes y reparables. Por lo tanto, la disponibilidad o la probabilidad de éxito en estado estable (es decir, operación) del sistema se puede expresar como;

$$A_{sys} = A_1 \times A_2 \quad (33)$$

Donde A_{sys} es la disponibilidad del sistema, A_1 la disponibilidad del componente 1 y A_2 la disponibilidad del componente 2, de esta forma también se puede escribir:

$$A_1 = \frac{\bar{m}_1}{\bar{m}_1 + \bar{r}_1}$$
$$A_2 = \frac{\bar{m}_2}{\bar{m}_2 + \bar{r}_2}$$

Sustituyendo;

$$A_{sys} = \frac{\bar{m}_1}{\bar{m}_1 + \bar{r}_1} \times \frac{\bar{m}_2}{\bar{m}_2 + \bar{r}_2}$$
$$A_{sys} = \frac{\bar{m}_{sys}}{\bar{m}_{sys} + \bar{r}_{sys}} \quad (34)$$

Aquí, \bar{m}_1 y \bar{m}_2 son los tiempos promedios para fallar de los componentes 1 y 2 respectivamente, \bar{m}_{sys} es el tiempo promedio para fallar del sistema, \bar{r}_1 y \bar{r}_2 son los tiempos promedios de reparación para los componentes 1 y 2 respectivamente, mientras \bar{r}_{sys} es el tiempo promedio de reparación del sistema. Para n componentes se tiene:

$$A_{sys} = A_1 \times A_2 \times A_3 \dots \times A_n \quad (35)$$

3.8. Sistemas paralelos de confiabilidad

3.8.1. Componentes irreparables en paralelo redundantes

La Figura 23 muestra un diagrama de bloques para un sistema que tiene dos componentes conectados en paralelo. Suponga que los dos componentes son independientes. Por lo

tanto, para que el sistema falle y no pueda realizar su función designada, ambos componentes deben fallar simultáneamente (redundancia). Por tanto, la falta de fiabilidad del sistema es:

$$Q_{sys} = P[\bar{E}_1 \cap \bar{E}_2] \quad (36)$$

Y asumiendo independencia en los componentes:

$$Q_{sys} = P(\bar{E}_1)P(\bar{E}_2)$$

O

$$Q_{sys} = \prod_{i=1}^2 (1 - R_i) \quad (37)$$

Aquí, \bar{E}_i es el evento en que un componente i falla, $Q_i = P(\bar{E}_i)$ es la falta de confiabilidad de un componente i , Q_{sys} es la falta de confiabilidad del sistema.

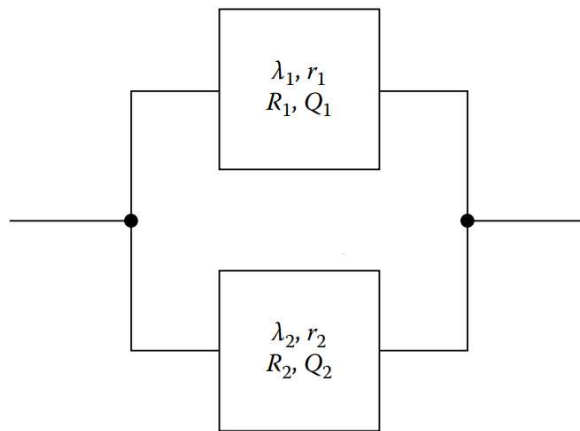


Figura 23 - Diagrama de bloque para un sistema paralelo de dos componentes

Entonces la confiabilidad del sistema viene dada a partir de la probabilidad complementaria como:

$$R_{sys} = 1 - \prod_{i=1}^2 (1 - R_i) \quad (38)$$

Para m componentes la expresión se da como:

$$R_{sys} = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - R_i) \quad (39)$$

3.8.2. Componentes reparables en paralelo redundantes

Consideremos un sistema paralelo con dos componentes como se muestra en la Figura 23. Supongamos que los componentes son independientes y reparables. Por lo tanto, la indisponibilidad o la probabilidad de falla en estado estable del sistema se puede expresar como:

$$U_{sys} = U_1 \times U_2 \quad (40)$$

U_{sys} es la indisponibilidad del sistema, mientras U_i , corresponde a la indisponibilidad de cada elemento i del sistema.

Similar a la expresión (29) se puede escribir es indisponibilidad como sigue:

$$U_{sys} = \frac{\bar{r}_{sys}}{\bar{r}_{sys} + \bar{m}_{sys}} \quad (41)$$

3.8.3. Sistemas en paralelo por participación

Según Lourival Tavares: “La confiabilidad final de un conjunto de equipos, será obtenida por la suma de los productos de las confiabilidades de cada elemento por sus capacidades

de producción, dividido por la suma de las capacidades de producción de esos ítems” [12].
Véase la Figura 24.

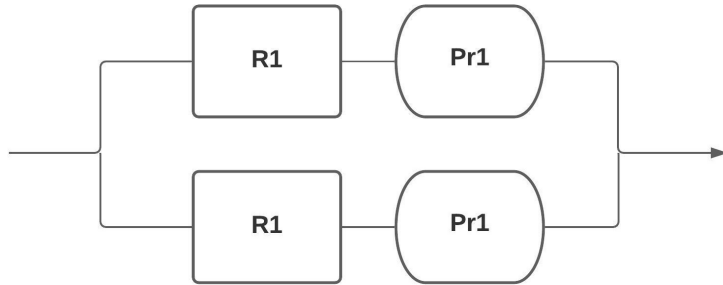


Figura 24 – Esquema de bloques incluyendo producción de cada elemento

Según esta definición, y atendiendo el esquema mostrado, la confiabilidad y análogamente la disponibilidad de un sistema en paralelo está dada por:

$$R_{sys} = \left[\frac{(R_1 \cdot Pr_1) + (R_2 \cdot Pr_2)}{Pr_1 + Pr_2} \right] \quad (42)$$

Donde, R_i es la confiabilidad o disponibilidad de cada elemento, Pr_i es la participación que tiene este elemento dentro del sistema evaluado, mientras que R_{sys} es la confiabilidad o disponibilidad del sistema. Para n elementos se puede expresar la confiabilidad de la siguiente forma:

$$R_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n (R_i \cdot Pr_i)}{\sum_{i=1}^n Pr_i} \quad (43)$$

De la expresión anterior, se concluye que el paro de un equipo no implica el paro del sistema. Esta característica de los sistemas en paralelo se debe al carácter aditivo de las confiabilidades ponderadas con la producción de cada uno de ellos.

Con respecto a la participación en la producción de cada uno los equipos involucrados, es válida la siguiente observación: No necesariamente la sumatoria de las participaciones

debe ser 100% pues, por lo general, las líneas de producción son sobredimensionadas [12].

CAPÍTULO 4

4.1. Modelado de Estaciones en software CYME

El software CYME de la marca Eaton, es un programa de simulaciones de redes eléctricas, una de las opciones de este, es el modelado de Subestaciones.

El programa CYME contiene una opción que permite modelar subestaciones y crear redes anidadas (imbricadas) que pueden ser usadas para representar plantas industriales, centros de control de motores, tableros de control, etc.

El módulo de Modelación detallada de subestaciones de CYME permite la creación de un modelo completo de los componentes de la subestación que se requieren para realizar análisis exhaustivos tales como el tránsito de potencia, efecto en la regulación de la tensión y otros fenómenos dentro de la subestación.

Con el módulo de modelado de subestaciones mejorado del programa CYME, el usuario puede modelar todos los componentes principales de las subestaciones de distribución. Los cálculos realizados con los módulos de análisis CYME pueden tener en cuenta los efectos de estas instalaciones en el sistema de distribución en general para producir resultados que reflejen de cerca la realidad.

El módulo de Modelación detallada de subestaciones permite el modelado trifásico de las subestaciones, en una representación esquemática conectada a la red global. Es utilizado para modelar la interfaz entre el sistema de distribución y el sistema de transmisión o de subtransmisión (Figura 25).

El programa también brinda la capacidad de conectar los alimentadores de distribución a la barra ómnibus apropiada en su subestación. Por lo tanto, el programa CYME puede tener en cuenta las dependencias entre los alimentadores [13].

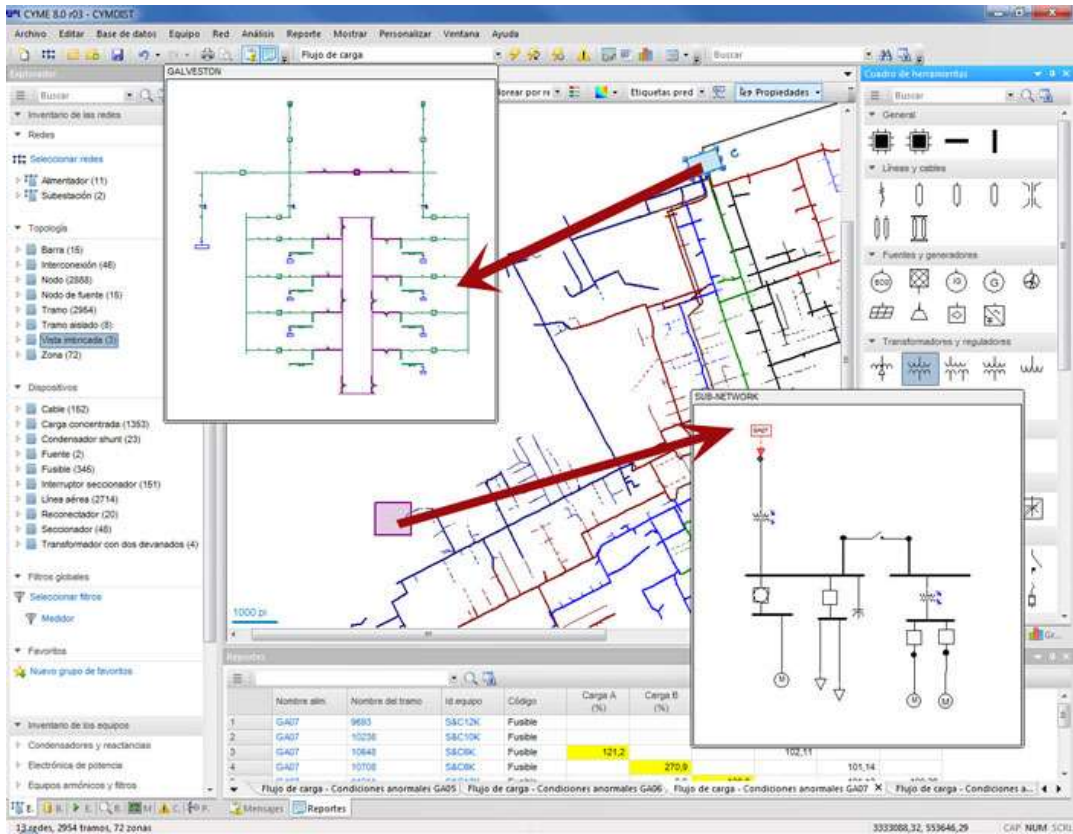


Figura 25 – Vista del software en modelado de Subestaciones

4.1.1. Resultados del análisis

La capacidad de añadir detalles de modelado de maneja ascendente de los alimentadores de distribución proporciona la capacidad de indicar la dependencia entre los alimentadores conectados a la misma barra ómnibus de subestación. Estos datos de valor se traducen en una simulación más precisa del sistema de distribución.

- Análisis de fallas - Capacidad para simular los efectos de una falla de un circuito en los otros circuitos conectados a la misma barra ómnibus. Esto incluye la caída de tensión y la contribución de falla (si DG o DER está presente en la red).
- Distribución de la carga - Capacidad para determinar el factor de diversidad del regulador de tensión y/o transformador de la subestación.

- Evaluación del impacto de los DER - Capacidad, a través de una simulación de flujo de carga, para identificar el flujo de potencia inverso de un alimentador a otro, o incluso al sistema de transmisión/subtransmisión.
- Análisis de contingencia - Simplifica el análisis de contingencia permitiendo simular fácilmente un transformador de subestación fuera de servicio (y por lo tanto todos los alimentadores conectados a este transformador).

4.2. Análisis de flujo de potencia

El programa de Análisis de flujo de potencia es el módulo del programa de análisis de redes eléctricas CYME que permite realizar estudios de flujos de potencia en redes eléctricas trifásicas. Este módulo ofrece herramientas analíticas muy potentes y técnicas alternativas de resolución.

El objetivo de un programa de flujo de potencia es de analizar el desempeño de una red eléctrica en régimen permanente bajo diferentes condiciones de explotación. Se trata de la herramienta de análisis de base para el planeamiento, el diseño y la explotación de cualquier red de energía eléctrica, ya sea de transporte o de distribución de energía, pública o industrial.

El programa de Análisis de flujo de potencia emplea los métodos más modernos de producto de matriz dispersa por vector y algoritmos de solución múltiple:

- Newton-Raphson completo
- Fast Decoupled
- Gauss-Seidel

El programa de Análisis de flujo de potencia es el principal módulo de análisis de redes de transporte de energía eléctrica e industriales del programa CYME y puede interfacear los módulos siguientes:

Análisis de cortocircuito: para los estudios de fallas que consideran las condiciones de pre-falla del sistema.

Análisis armónico: para el cálculo de la frecuencia fundamental del sistema y de los perfiles de corriente requeridos para el cálculo de los índices de distorsión armónica.

Estabilidad transitoria: para fijar las condiciones iniciales del sistema requeridas por los modelos de control de la red para los estudios de estabilidad en régimen transitorio.

Arranque de motores en régimen dinámico: para el cálculo de las caídas de tensión en todo el sistema los estudios de arranque de motores síncronos y asíncrono.

4.3. Análisis de fallas

El análisis de fallas es una herramienta esencial para determinar las corrientes de cortocircuito que resultan de diferentes fenómenos de fallas, evaluar las ubicaciones de las fallas, identificar en la red eléctrica los equipos con insuficiente capacidad asignada y dimensionar sus diversos componentes. El software CYME brinda un módulo de análisis de fallas completo para ayudar a los ingenieros a evaluar el efecto de cortocircuitos de gravedad variable sobre la confiabilidad global del sistema.

4.3.1. Características

Conocer la magnitud de corriente de cortocircuito que puede presentarse en cualquier punto de la red eléctrica es crucial para garantizar su confiabilidad. El nivel anormal de corriente producido por las fallas ejerce un esfuerzo importante en los equipos eléctricos y su dimensionamiento incorrecto podría producir daños en equipos, lesiones en el personal y tiempo de inactividad del sistema.

El módulo de análisis de fallas del software CYME es muy completo y ofrece varios análisis y funcionalidades que ayudan a los ingenieros a evaluar detalladamente los problemas relativos a los cortocircuitos. El módulo permite realizar:

- Cálculos de cortocircuito convencional
- Cálculos de cortocircuito CEI
- Cálculos de cortocircuito ANSI®
- Análisis de fallas serie
- Análisis de fallas simultáneas
- Análisis de huecos de tensión
- Localizador de fallas
- Verificación de las capacidades nominales de los equipos

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 5

5.1. Descripción del trabajo

Este proyecto es de carácter cuantitativo pues se utilizó modelos matemáticos para la obtención de índices de desempeño de todo el sistema de media tensión de la Estación Campo Dos, también se estudió estadísticamente el esquema de barras actual y de arreglos alternativos, de la misma forma este trabajo se compone de un enfoque cualitativo, puesto que se procede a describir los diferentes tipos de configuración de barras para finalmente tomar una elección.

5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

Se recurrió a cálculos analíticos de confiabilidad y disponibilidad, para ello se recabaron datos de fallas y fueros de servicios de los diferentes alimentadores de la Estación Campo Dos. Estos cálculos sirvieron para seleccionar la mejor alternativa, la cual posteriormente se llevó a un escenario de simulación comparándola con el esquema actual de barras de la Estación, finalmente se realizó un análisis económico de la propuesta.

5.2. Justificación

La eficiencia y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica son variables de suma importancia cuando se trata de una empresa de servicio público como la ANDE, la cual presta servicio significativo y este a su vez influye sensiblemente en las actividades de la comunidad, así como en el funcionamiento de importantes centros industriales.

Hoy en día, se requiere que las Subestaciones y Estaciones eléctricas sean confiables, flexibles y eficientes, para de esta manera reducir el número de tasas de fallas al año, así como también poder realizar maniobras de mantenimiento en ellas sin interrumpir el servicio, de tal forma a no afectar a los usuarios.

Teniendo en cuenta que la única fuente para suministrar energía eléctrica a la zona urbana e Industrial del Distrito de J Eulogio Estigarribia se hace en una línea de distribución radial con recurso limitados, lo que hace más susceptible dejar fuera de servicios a los usuarios ante contingencias de fallas o necesidad de servicio. Del total de alimentadores en servicios, solo dos de ellos tienen recursos para transferir la carga sobre otros alimentadores proveniente de la ES-CZU, la cual es la Estación aledaña más cercana. Sin embargo, la distancia entre ambas Estaciones es de más de 40 km lo cual hace que se tenga un limitado respaldo de los alimentadores. Toda esta situación genera que la Estación Campo Dos sea un componente fundamental para atender la carga de dicha zona, y por lo tanto debe reunir las condiciones operativas favorables que permita realizar el trabajo tanto de mantenimientos como de otras contingencias operativas.

Con la implementación de mejoras en la configuración de las barras en 23 KV se permitirá contar con alternativas técnicas operacionales para facilitar cualquier trabajo, con lo cual se podrá flexibilizar los pedidos de mantenimientos preventivos o correctivo sin incurrir en pérdida de cargas, beneficiándose la empresa eléctrica ANDE y los usuarios de la zona con un suministro más confiable y continuo.

5.3. Finalidad del proyecto

Con este proyecto se busca mejorar el servicio de energía eléctrica como también la capacidad de la Estación Campo Dos, por medio de la reconfiguración del patio de 23 kV.

5.4. Metas

Proponer al menos un esquema de barras en 23 kV, viable para su ejecución en la Estación Campo Dos.

5.5. Objetivos

5.5.1. Objetivos generales

- Evaluar las alternativas de reconfiguración de barras en 23 kV de la estación Campo Dos de la ANDE.

5.5.2. Objetivos específicos

- Realizar recopilación de datos del estado actual de los equipos y las posiciones de barras dentro de la Estación CDO.
- Establecer criterios para la selección de las configuraciones de barras que se consideraran en el proyecto.
- Efectuar el análisis técnico de los esquemas de barras factibles a ser considerados.
- Realizar cálculos de dimensionamiento de los componentes del esquema de barras seleccionado.
- Simular el funcionamiento de la configuración de barras en 23 kV, a modo de observar su adaptación al sistema de distribución actual de la zona.
- Evaluar económicamente la reconfiguración de conexión de barras en 23 kV.

5.6. Beneficiarios

Con este proyecto se beneficiará directamente la empresa ANDE como también los usuarios de la red de las zonas que sirve la Estación CDO.

5.7. Producto

Estudio de factibilidad de utilizar un nuevo juego de barras para el sistema de media tensión 23 kV de la Estación Campo Dos.

5.8. Localización física y cobertura espacial

La localización espacial del proyecto se aprecia en la sección 6.1, la Estación Campo Dos se encuentra en el distrito de Juan Eulogio Estigarribia, alimenta a través de ocho alimentadores gran parte del distrito e inclusive otros departamentos (Tabla 3).

Alimentador	Zonas de influencia
CDO3	Raúl A. Oviedo, Higinio Morinigo, Tembiapora
CDO4	Centro de J.E. Estigarribia, 3 de Febrero
CDO5	Colonia Bergthal, 3 de Febrero, San Antonio
CDO6	Exclusivo
CDO7	Centro de J.E. Estigarribia
CDO8	José Domingo Ocampo
CDO9	Misión del Divino Salvador
CDO10	Sommerfel, Campito

Tabla 3 – Zonas de influencias de los alimentadores

Este proyecto incidirá sobre el servicio eléctrico de todas estas zonas mencionadas.

5.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Relevamiento de datos de la ES-CDO, específicamente de cortes del suministro
- Procesamiento de los datos relevados.
- Cálculo de índices de confiabilidad actuales del arreglo de barras a partir de cortes programados y accidentales en general.
- Cálculo de índices de confiabilidad actuales del arreglo de barras a partir de cortes programados y accidentales únicamente competente a las barras y sus interruptores.
- Cálculos estimados de índices de confiabilidad de arreglos propuestos.
- Selección de alternativa a desarrollar
- Selección de equipos y dimensionamiento de estos.
- Realización de planos constructivos y esquemas de conexiones de la propuesta.
- Simulación de cortocircuitos y flujo de carga del arreglo actual versus propuesta.
- Realización de presupuesto de la alternativa seleccionada.
- Elaboración de análisis técnico económico del arreglo seleccionado.

5.10. Recursos necesarios

5.10.1. Recursos humanos

- Alumno proyectista
- Tutor del Proyecto Final de Grado

5.10.2. Recursos materiales

- Cámara fotográfica y filmadora (propio).
- Computadora (prestado).
- Licencia de software
- Impresora.
- Papel.
- GPS
- Cinta métrica
- Transporte (combustible y pasaje).
- Materiales de oficina.
- Libros.

5.11. Factibilidad técnica

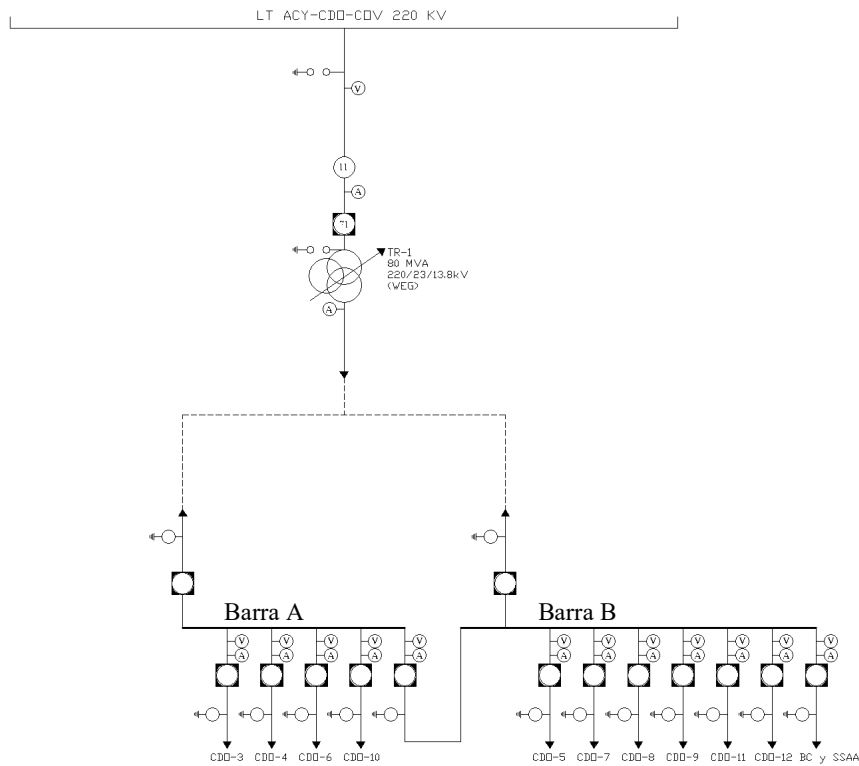


Figura 26 – Esquema adoptado de configuración de barras

La mejor solución técnica a la cual se ha llegado para resolver el problema planteado es la adopción de una configuración de barras simples seccionadas con posibilidad de acople en celdas de media tensión con interruptores extraíbles (Figura 26). Con ello se logra mejorar la disponibilidad del sistema de distribución de media tensión en un 0,041%, por otra parte, se mejorará la robustez de los equipos principales en 23 kV, pudiendo tomar cargas entre sí, siempre y cuando se realicen los acoples fuera de la Estación.

Los equipos seleccionados tienen mayor vida útil, y según el fabricante son libres de mantenimiento por lo que se esperan ahorros operativos importantes. Cumplen con las especificaciones requeridas para su uso, y además son equipos ya utilizados en otras Estaciones de la ANDE, por lo que se asume la disponibilidad de los mismos en el mercado.

5.12. Factibilidad económica

A continuación, se elaborará el flujo de caja para realizar la evaluación económica de la solución propuesta, para lo cual se construirán los componentes del flujo de beneficios y costos del proyecto.

5.12.1. Beneficios

En la Tabla 24, se muestran los beneficios de la implementación de la solución propuesta. La memoria de cálculo se encuentra en el Anexo 1.1.6.

5.12.2. Costos

En la tabla Tabla 25, se muestra los costos de la implementación de la solución propuesta. La memoria de cálculo se encuentra en el Anexo 1.2.

5.12.3. Evaluación económica

5.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada

Para la determinación del flujo de caja se tuvo en cuenta el costo total de la implementación de la solución propuesta y los beneficios obtenidos con la misma. En la Tabla 4, se muestra los detalles de flujo de caja proyectada.

Año	Total egresos	Total Ingreso	Flujo
0	G 4.564.590.400	G 3.088.480.000	-G 1.476.110.400
1		G 228.064.625	G 228.064.625
2		G 235.808.026	G 235.808.026
3		G 243.551.426	G 243.551.426
4		G 251.294.827	G 251.294.827
5		G 259.038.228	G 259.038.228
6		G 266.781.628	G 266.781.628
7		G 274.525.029	G 274.525.029
8		G 282.268.429	G 282.268.429

9		G 290.011.830	G 290.011.830
10		G 297.755.231	G 297.755.231
11		G 305.498.631	G 305.498.631
12		G 313.242.032	G 313.242.032
13		G 320.985.433	G 320.985.433
14		G 328.728.833	G 328.728.833
15		G 336.472.234	G 336.472.234

Tabla 4 – Flujo de caja proyectado a 15 años

5.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

Con el flujo de caja proyectada, para un periodo de 10 años se obtuvo un TIR igual a 12%, lo cual, considerando una tasa de interés del 9% (valor según descuentos e intereses del BCP), a priori se puede decir que el proyecto es rentable. Si considerásemos un periodo de horizonte de proyecto de 15 (usualmente utilizado para proyectos de largo plazo como los financiados por la CAF¹), se obtiene un TIR de 16%.

5.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN)

Como el caso anterior se realiza dos cálculos del VPN, para un periodo de 10 años se obtiene un VPN de 176.258.448 Gs, mientras que para un periodo de 15 años el VPN aumenta a 701.461.586 Gs.

5.12.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Como se observa en Anexo 1.3.2, el periodo de recuperación de la inversión es de 9 años.

¹ Corporación Andina de Fomento (Banco de Desarrollo de Latino América)

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 6

6.1. Estación Campo Dos

La Estación Campo Dos espacialmente se encuentra en el distrito de J. E. Estigarribia sobre la Ruta PY02, Figura 27.



Figura 27 - Ubicación de la Estación Campo Dos

La Estación Campo Dos (ES-CDO en cuanto sigue), administrativamente corresponde a la zona Este de la ANDE. Fue puesta en servicio en el año 1981, inicialmente con un transformador 220/23 kV - 41,7 MVA, el cual fue reemplazado en el año 2014 por un transformador 220/23 kV de 80 MVA. , De esta manera se duplico la capacidad de dicha estación para atender el crecimiento de la carga en la zona, consecuente a las actividades industriales en la zona². En ese mismo año se aumenta también la capacidad de conexión y la cantidad de alimentadores de la ES-CDO.

² Según Gerencia Técnica COR Este de la ANDE.

6.2. Configuración de barras existente

Para este trabajo una configuración de barras involucra a las barras de 23 kV, como así también a los interruptores tanto de entrada como de salida del juego de barras, en este proyecto se abarcó esta parte del circuito de la Estación, desde la salida del transformador hasta cada uno de los interruptores de salida de los alimentadores.

Actualmente la ES-CDO se conecta de manera flotante a la línea de 220 kV (Acaray – Coronel Oviedo), contando con un transformador de 80 MVA, 220/23/13,8 kV, de la marca WEG, el cual alimenta las dos posiciones de barra en 23 kV que a su vez cuenta con ocho salidas o alimentadores. En la Figura 28 se observan los detalles mencionados

La salida del equipo transformador se encuentra directamente conectada y de manera independiente a las barras A y B, por medio de conductores aislados en un arreglo de dos conductores de 240 mm² Cu por cada fase, siendo subterráneo el trazado desde el equipo hasta las barras. Los equipos de maniobra y protecciones de estas barras son los seccionadores e interruptores respectivamente. En el caso de la barra A, se discontinuó el uso del seccionador 13 por falla de este en abril del 2015. De las barras saltamos a los distintos alimentadores (CDO-3, CDO-4, CDO-5, CDO-6, CDO-7, CDO-8, CDO-9 y CDO-10), las protecciones de cabecera utilizados en el patio de 23 kV son reconectadores, todos de la marca Westinghouse modelo ESV, los cuales son utilizados como protecciones dentro del trazado de la línea de distribución de media tensión, dichos equipos reconectadores se encuentran en la intemperie, las posiciones de CDO-5 y CDO-6 se hallan sobre un pórtico conectado a la barra A. CDO-1 y CDO-2 son posiciones discontinuadas actualmente, sin embargo, se llevó en cuenta datos de estos para realización de cálculos históricos. Otro descarte importante en el esquema es el seccionador 13, el cual según libro de novedades fue retirado por falla y no se logró reponer. Las barras utilizadas en este esquema son de aluminio con una sección de 200 mm² en forma de cilindros, además, la instalación cuenta con dos transformadores de 200 kVA cada uno para servicios auxiliares, conectados a las barras A y B respectivamente,

también un conjunto de banco de capacitores (9 MVAR) conectados a la barra A (Figura 28), estos no se consideraron en el estudio de confiabilidad.

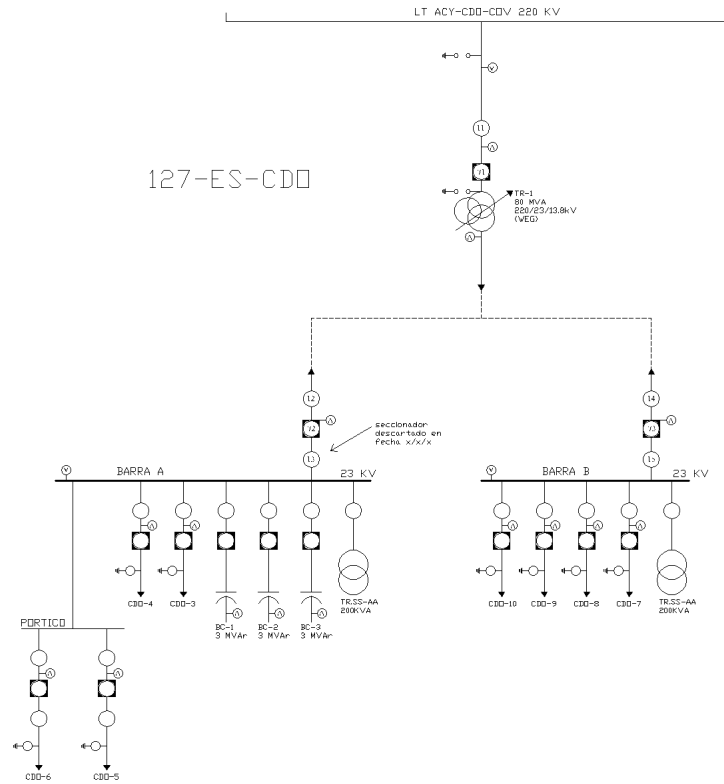


Figura 28 - Esquema actual de barras 23 kV de la Estación Campo Dos

6.3. Estudio de confiabilidad

Una manera de medir la calidad del servicio eléctrico en la coyuntura del cliente y empresa es por medio de la confiabilidad o disponibilidad del sistema, por lo que mejorar este índice es de fundamental importancia para la empresa pues se convierte directamente en beneficios.

Atendiendo al esquema de barras existente se procedió a la realización de diagrama de bloques, en donde cada unidad representa la capacidad de ofrecer continuidad del elemento, para finalmente obtener la disponibilidad actual del sistema.

Para la realización de este estudio se revisaron los libros de novedades de la Estación en donde se puede observar las fallas ocurridas y los fuera de servicios de la instalación,

esto se compiló en una base de datos (Anexo 1.2.1), se recabaron datos presentando los siguientes campos; la fecha, el tipo de falla, el tiempo de recuperación en horas y los equipos afectados. Se evaluaron los eventos desde abril del 2004 hasta marzo del 2017. Las aperturas más frecuentes encontradas fueron los recierres sin éxito de los alimentadores, con un total de 669 casos, esto puede ser por diferentes razones que afectan a los alimentadores, sin embargo, implican disminución en la disponibilidad del sistema.

A fin de obtener una curva representativa de la confiabilidad de cada interruptor se utilizó la expresión (12), el cual caracteriza la probabilidad de que un equipo falle en el tiempo, esta respuesta se observa en la Figura 29, siendo el interruptor más propenso a falla correspondiente al CDO-4, mientras, el más proclive a sobrellevar una falla es el interruptor del alimentador CDO-7, de esta forma se puede clasificar de una manera escalonada los interruptores más tendenciosos a fallas y realizar los correspondientes mantenimientos y verificaciones de rutina.

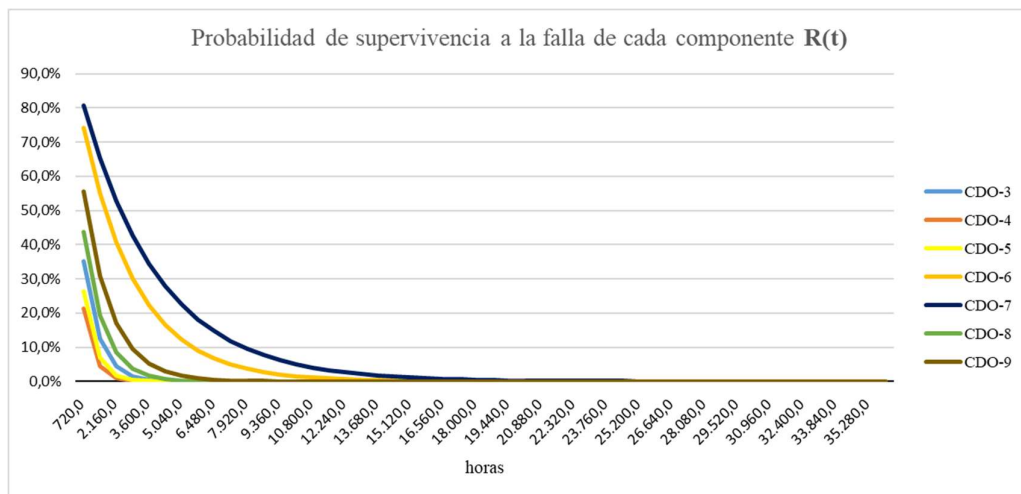


Figura 29 - Probabilidad de no fallar de los interruptores de la Subestación Campo Dos

Utilizando lo expuesto en la sección 3.6, se diseñó el esquema de bloques propuesto en la Figura 30, el arreglo actual corresponde a barras simples interruptores simples, se entiende que las protecciones aguas abajo del TR-1, de ambas barras se encuentran en serie, mientras que cada interruptor de alimentador se encuentran en paralelo, hay que

añadir, cada interruptor contribuye en un porcentaje dado dentro de la producción, este es estimado posteriormente. Cada bloque cuenta con un valor de:

- MTTR (mean time to repair), tiempo promedio de reparación
- MTTF (mean time to fail), Tiempo promedio en el cual se produce la falla
- Tasa de falla (λ)

Estos valores se observan en la Tabla 5, asimismo los valores de disponibilidad de cada equipo del arreglo actual, exceptuando el interruptor CDO-10 el cual ha entrado en servicio a finales del estudio, imposibilitando la apreciación de disponibilidad de este, aislando este equipo se pudo calcular la disponibilidad total del sistema.

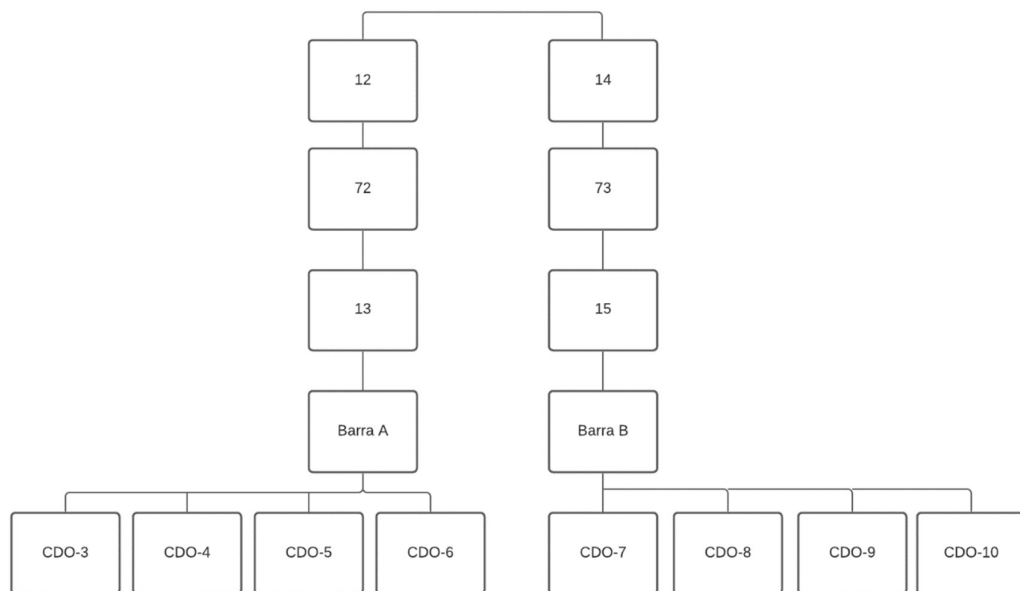


Figura 30 - Diagrama de confiabilidad actual del arreglo de barras

Equipo	Periodo total (año)	Tasa de falla (falla/hora)	Tiempo medio de rep. (hs) r	Tiempo medio para fallar (hs)	Indisponibilidad	Disponibilidad comp.
Interruptor CDO-3	7.00000	0.001447	1.6455	689.2309	0.238177%	99.761823%
Interruptor CDO-4	11.00000	0.002142	1.1928	465.7266	0.255461%	99.744539%
Interruptor CDO-5	5.00000	0.001856	1.6861	537.0127	0.313003%	99.686997%
Interruptor CDO-6	5.00000	0.000416	2.3033	2,403.0300	0.095759%	99.904241%
Interruptor CDO-7	10.00000	0.000296	1.9164	3,377.2836	0.002268%	99.943288%
Interruptor CDO-8	2.00000	0.001145	1.6395	871.5033	0.008942%	99.812227%
Interruptor CDO-9	2.00000	0.000818	1.6220	1,220.7780	0.008846%	99.867310%
Interruptor CDO-10	-	-	-	-	-	-
Seccionador 12	13.00000	0.000018	1.2500	56,518.7500	0.001106%	99.997788%
Seccionador 13	13.00000	0.000009	1.5000	113,038.5000	0.001327%	99.998673%
Seccionador 14	10.00000	0.000012	7.1500	84,472.8500	0.008464%	99.991536%
Seccionador 15	10.00000	0.000012	7.1500	84,472.8500	0.008464%	99.991536%
Interruptor 72	13.00000	0.000115	2.4715	8,692.9131	0.002186%	99.971576%
Interruptor 73	10.00000	0.000024	3.5165	42,236.4835	0.004163%	99.991675%
Barra A	13.00000	0.000044	1.8920	22,606.1080	0.001674%	99.991631%
Barra B	10.00000	0.000036	1.8033	28,158.1967	0.002135%	99.993596%

Tabla 5 - Disponibilidad de cada componente del patio de media tensión

En la Tabla 5 se calcularon solamente valores de disponibilidad para cada equipo, a modo de representar la del sistema, se utilizó el método mostrado en las secciones 3.7.2 y 3.8.3, entonces se procedió a asignar valores a la participación de cada rama paralela en el esquema de bloques de confiabilidad, para estimar dicha participación, se acudió a tomar valores de carga en horarios picos (Tabla 36), se promediaron estos valores y se utilizaron como los índices de aporte en el estudio, en la Tabla 6 se observan dichos números.

Rama paralela	Aporte estimado
CDO-3	0.191328588
CDO-4	0.193698079
CDO-5	0.092028034
CDO-6	0.050106109
CDO-7	0.172237275
CDO-8	0.172237275
CDO-9	0.065117664

Tabla 6 - Estimación de aporte de cada rama paralela, fuente: Centro de Operación de Distribución zona Centro

Finalmente siguiendo el diagrama y utilizando la Tabla 5 y Tabla 6, se encontró el valor actual de la disponibilidad del sistema, siendo del **99.7685%** (Ver Anexo 1.2.2).

Este valor corresponde a la disponibilidad de todo el sistema de la Estación, pues se computaron todas las fallas inclusive los eventos relacionados a la línea de distribución.

6.4. Propuesta de alternativas

Para proponer las alternativas se ajustó el estudio buscando un índice que reflejará la disponibilidad del arreglo actual de barras, se filtraron los datos del (Anexo 1.2.1.), utilizando únicamente los ítems que representan mantenimientos, fueras de servicios programados y fallas directas de los interruptores y equipos, posteriormente se volvió a realizar los cálculos de la sección anterior (Tabla 7) y con las participaciones obtenidos en la Tabla 6, se obtuvo una disponibilidad de **99.8989%**, esto representa directamente la capacidad de mantener en servicio el sistema eléctrico del arreglo de barras actual, por ende, se utilizaron los índices de cada elemento bajo esta premisa para obtener una estimación de posibles alternativas con sus respectivos efectos en la confiabilidad de la Estación. El diagrama de bloques referente es el mismo utilizado en la sección anterior.

Se consideraron según las investigaciones realizadas (sección 2.1), tres alternativas de reconfiguración de barras para estudio se citan a continuación:

Doble barra doble interruptor

Barra principal y transferencia

Interruptor y medio

Se optó por estas alternativas pues, son las más utilizadas a nivel regional, así también se valoraron a partir del aumento de confiabilidad y del aspecto económico.

Equipo	Cantidad de fallas	Tiempo de recuperación total (hs)	Periodo de estudio (hs)	Disponibilidad comp.
Interruptor CDO-3	9	22.58	52,596	99.957063%
Interruptor CDO-4	20	55.37	78,894	99.929822%
Interruptor CDO-5	10	47.35	35,064	99.864961%
Interruptor CDO-6	4	10.81	26,298	99.958894%
Interruptor CDO-7	4	16.83	43,830	99.961602%
Interruptor CDO-8	1	3.88	8,766	99.955704%
Interruptor CDO-9	1	1.00	8,766	99.988592%
Interruptor CDO-10	-	-	-	-
Seccionador 12	1	2.50	113,040	99.997788%
Seccionador 13	1	1.50	113,040	99.998673%
Seccionador 14	1	7.15	84,480	99.991536%
Seccionador 15	1	7.15	84,480	99.991536%
Interruptor 72	10	22.97	61,362	99.962573%
Interruptor 73	2	7.03	84,480	99.991675%
Barra A	5	9.46	113,040	99.991631%
Barra B	3	5.41	84,480	99.993596%

Tabla 7 - Disponibilidad del arreglo de barras actual, con eventos discriminados

6.4.1. Doble barra doble interruptor

En la Figura 14, se puede ver el tipo de conexionado de barras, donde se utilizan dos interruptores (uno por cada barra) por cada posición de alimentador, para el cálculo de este caso se utilizaron los valores de disponibilidad de la Tabla 7, sin embargo se bosquejó un diagrama de bloques acorde al arreglo, este se aprecia en la Figura 31, se consideraron como un sistema redundante, cada posición cuenta con dos caminos desde el transformador de potencia, y a la vez estos se encuentran en paralelo. Asignando las disponibilidades del arreglo actual (Tabla 7), con sus respectivas aportaciones calculadas en la Tabla 6, finalmente se obtuvo una disponibilidad de **99,9999661059%** con el arreglo dado.

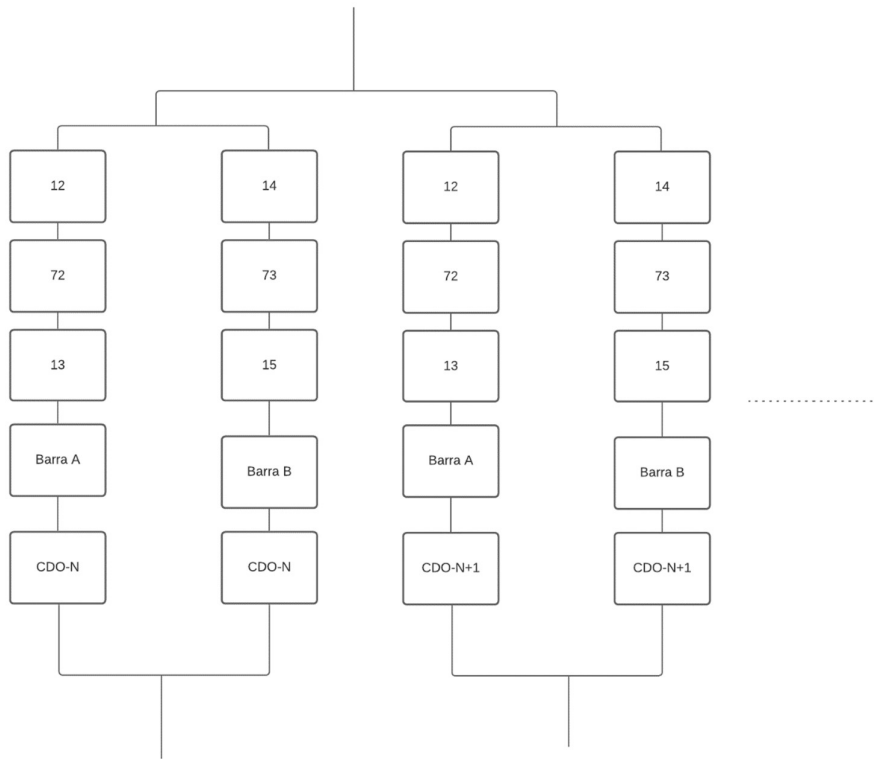


Figura 31 - Diagrama para arreglo de doble barra doble interruptor

A fin de apreciar el valor de disponibilidad en este arreglo se consideraron los siguientes supuestos: (a) Para los elementos agregados al esquema (un interruptor por cada posición) se consideró disponibilidad del 100 %. (b) Se utilizó la disponibilidad actual de la barra B como la disponibilidad de la segunda barra del arreglo considerado, como así también la de sus interruptores y seccionadores agua arriba.

6.4.2. Interruptor y medio

Esta conexión se presenta en la Figura 13, es un arreglo de dos barras en donde se agrega un interruptor por cada dos posiciones, pudiendo servir una posición desde otra, siempre y cuando no sea al cien por cien de su capacidad, pues el interruptor sufriría mayor esfuerzo para lograrlo, además la carga podría sobrepasar los ajustes del interruptor principal. Nuevamente se utilizaron los resultados del arreglo original para computar la confiabilidad de este sistema, se esbozó el diagrama de bloques, Figura 32, en este caso

un primer interruptor (CDO-N) es alimentado directamente de la barra A, con la posibilidad de servirse a través de un interruptor auxiliar (INT_i) y el interruptor del segundo alimentador (CDO-N+1) por la barra B, así también tiene la misma posibilidad de servicio el segundo interruptor. Reduciendo el sistema y utilizando los niveles de aporte se obtuvo un valor de disponibilidad de **99,9924333%**.

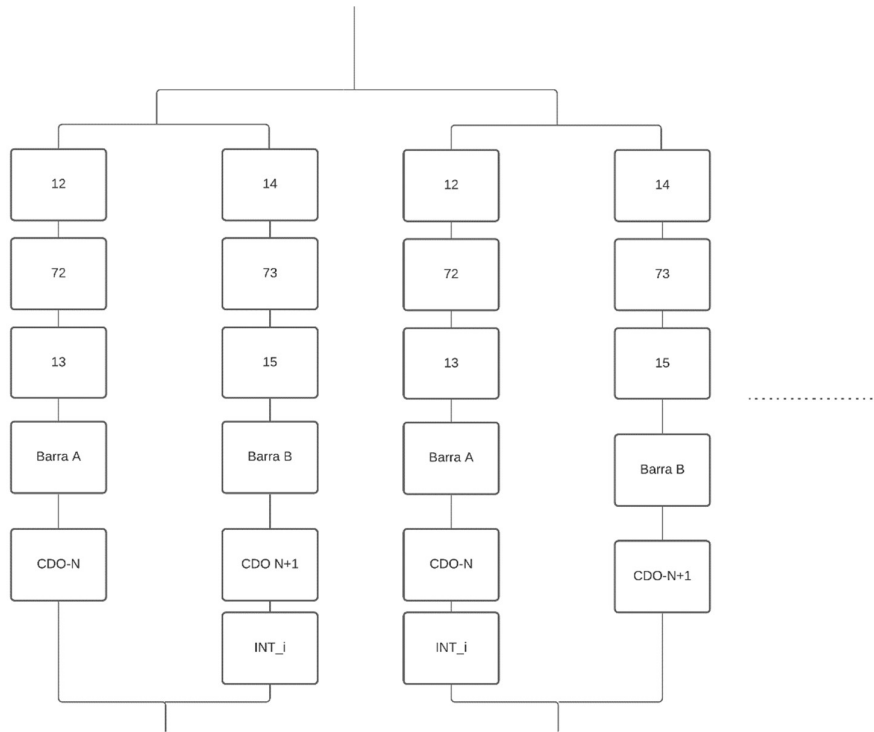


Figura 32 - Diagrama de confiabilidad para el arreglo de interruptor y medio

En este caso se consideraron los siguientes supuestos: (a) Suponiendo el caso en donde la carga es servida por el interruptor medio (INT_i), este solo podrá asistir al sistema en un 50%, por ende, se considera la indisponibilidad de cada interruptor principal reducida a la mitad de su valor real, reflejando de esta manera la desventaja principal de este arreglo. (b) Se utilizó la disponibilidad actual de la barra B como la disponibilidad de la segunda barra del arreglo considerado, como así también la de sus interruptores y seccionadores agua arriba. (c) Se emparejaron 3 conjuntos de interruptores (adicionando 3 interruptores al esquema), queda libre uno de ellos el cual se conectará a ambas barras o bien a una

nueva salida (CDO-10). (d) La disponibilidad del interruptor agregado (INTi) se considera como ideal.

6.4.3. Barra principal y de transferencia

Este arreglo se observa en la Figura 12, cada interruptor cuenta con dos posibles conexiones a la fuente, ya sea de la barra A o de la barra B por medio de un interruptor de transferencia, esto se plasma en el diagrama de bloques de la Figura 33, otra vez se utilizaron los índices del arreglo actual, se redujeron las mallas y se obtuvo un valor de confiabilidad de **99,999965992%**

Se realizaron los siguientes supuestos: (a) Se agrega un interruptor al esquema (TRF), se encargará de transferir por medio de una barra auxiliar la carga de un interruptor del arreglo, por esa razón se considera la disponibilidad del elemento agregado como el promedio de las probabilidades de fallas de dos interruptores corbatas a la vez, permutando los mismos, pues este elemento solo podrá asistir a uno de ellos. (b) La disponibilidad de la barra de transferencia se estima como la disponibilidad actual de la barra B.

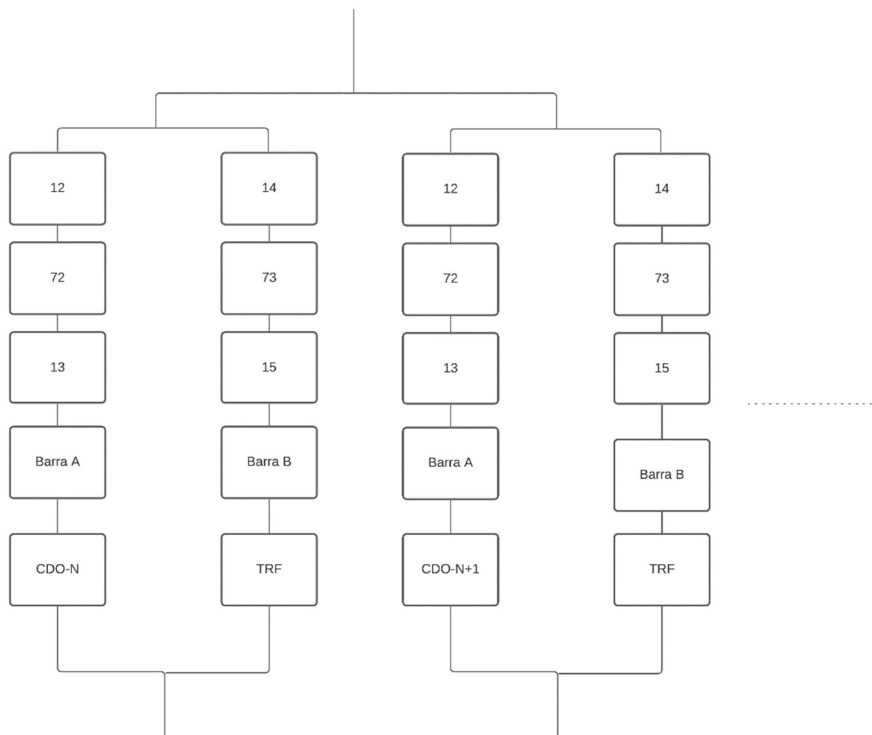


Figura 33 – Diagrama de confiabilidad del arreglo de barra simple y transferencia

6.5. Celdas de media tensión

Las celdas media tensión proveen grandes ventajas en las instalaciones de distribución de energía eléctrica, son utilizadas por requerir menor espacio para su instalación, las características principales se observan en la sección 2.3.

Según entrevistas realizadas a los operadores de Estaciones con estos equipos, las celdas requieren de menos mantenimiento y poseen mayores capacidades en cuanto a sus interruptores, en la ES-CDO se utilizan como interruptores de cabecera reconectores, los cuales poseen desventajas, citadas a continuación.

- Los reconectores no cuentan con un relé 50 (instantáneo), encargado de abrir el circuito casi instantáneamente, en caso de llegar a una corriente previamente ajustada, normalmente por debajo de la corriente de cortocircuito en la salida, en caso de presencia de estas corrientes el reconector abrirá el circuito con un

retardo propio de la curva tiempo-corriente, provocando mayores desgastes en los equipos.

- La corriente de cortocircuito máximo de estos reconectores es menor a la de interruptores dedicados (metal enclosed).
- La curva tiempo corriente son más precisas en un interruptor a las de un reconector.
- Comparado a los interruptores metal enclosed, estos últimos poseen mayor aislación y mejor operatividad, pues son compactas.

La empresa ANDE, está utilizando estos equipos en sus Estaciones más robustas y zonas con poco espacio en terreno, a la vez esta tecnología está desplazando los arreglos de barra en intemperie. Para dilucidar lo mencionado, se realizó indagación de las Estaciones del interior del país, pues son homologas a la estudiada, se examinaron 59 establecimientos, encontrándose que el 71% de las Estaciones del interior utilizan celdas en arreglos de barras simples e interruptores metal enclosed (Figura 34).

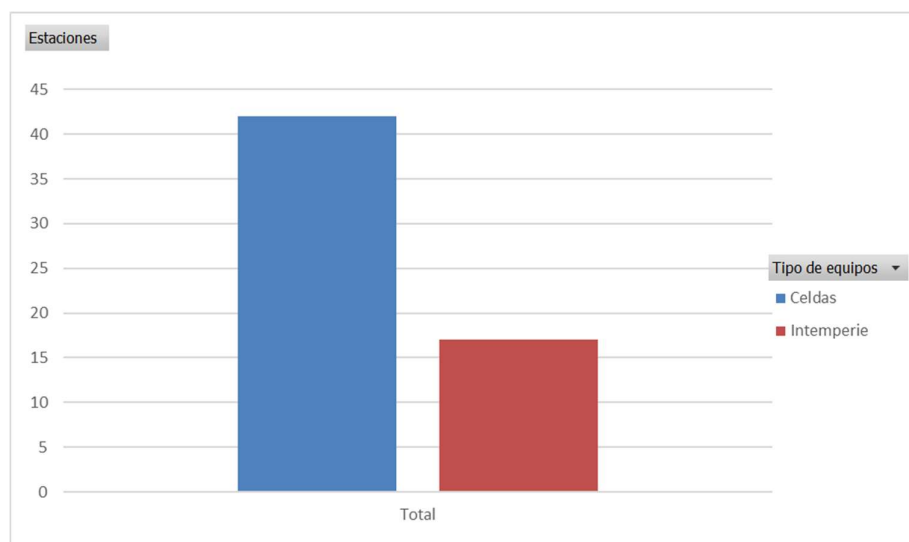


Figura 34 – Equipos utilizados en Estaciones del interior, fuente: GT ANDE

6.5.1. Confiabilidad en celdas metal clad

En este apartado se buscó estimar la confiabilidad de un arreglo de barras en celdas metal clad, para ello este estudio se basó en fuentes estadísticas [14], En la Figura 35, se aprecia una parte del recopilatorio de la institución CIGRE³, el cual provee valores posibles de adoptar para la densidad de falla por año entre interruptores metal enclosed e interruptores de intemperie.

Major Failures per Breaker Year	Minor Failures per Breaker Year	Sample Size Breaker Years	
.0061	.0364	14,214	Metal-Enclosed
.0100	.0715	32,139	Non-Metal-Enclosed
.0088	.0608	46,353	Total

Figura 35 – Comparación de densidad de fallas entre interruptores ME y convencionales, fuente: [14]

En general se puede adoptar a través de un promedio de estos datos; la tasa de falla de un interruptor metal enclosed como el 52% de un interruptor convencional, y bajo esta premisa se repiten los cálculos del apartado 6.4, acogiendo una densidad de falla a un factor 0,52 para interruptores y manteniendo los valores únicos para el resto de los componentes, con esta suposición finalmente se consiguieron las aproximaciones vistas en la Tabla 8.

Las diferencias en el aumento de disponibilidad son nimias al comparar los arreglos en intemperie y arreglos en celdas metal clad, sin embargo, las celdas poseen beneficios en

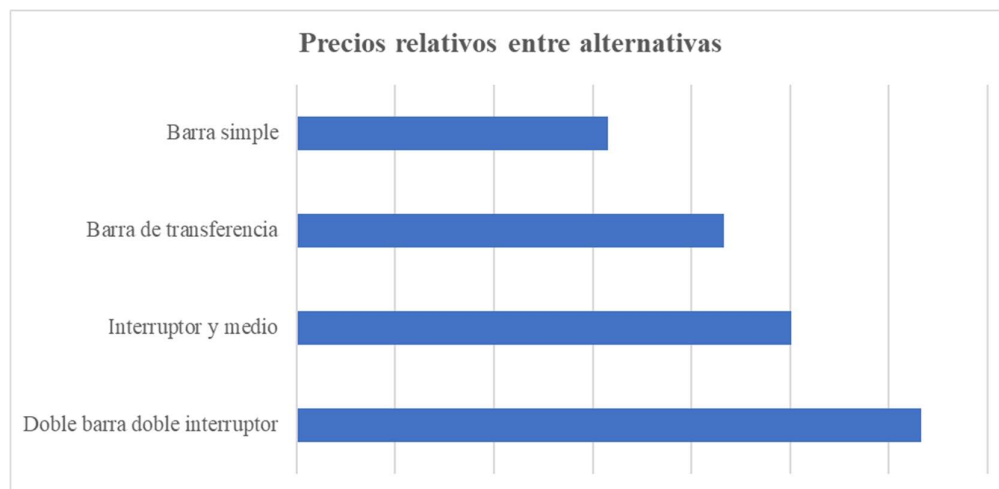
³ Global community committed to the collaborative development and sharing of power system expertise

cuanto a construcción y maniobrabilidad, colaborando a la mejora de la calidad de la energía.

6.5.2. Costos de los arreglos en celdas de media tensión

Los costos son mayores en un arreglo de celdas metal clad, contrastado a los arreglos en intemperie actualmente utilizadas en la ES-CDO, sin embargo, las dimensiones de la Estación no son compatibles para la realización de instalación de nuevas barras sin afectar la continuidad del servicio, por ese motivo este proyecto abarca la reutilización de los equipos, más bien, posterior al mismo se busca que estos se puedan utilizar como dispositivos de protección en las líneas de distribución, mejorando el servicio en zonas de un alimentador, recuperando del mismo modo parte de la inversión. En un arreglo de barras blindadas la construcción civil e instalaciones se pueden realizar sin afectar a la continuidad de servicio, como así también el riesgo de accidentes eléctricos en obreros. Se escoge por ese conocimiento, actualizar el circuito de barras e interruptores de la estación, al sistema de Celdas Metal Clad.

Comparativamente los costos se aprecian en la Figura 36, oscilando el aumento de un arreglo de doble barra doble interruptor (el más costoso entre las alternativas) aproximadamente como el 46% del costo de un arreglo en barra de transferencia y como el 100,6% de un arreglo a barra sencilla.



**Figura 36 – Costos comparativos entre alternativas, instalación en celdas fuente:
propia**

6.6. Contraste de las alternativas según disponibilidad

Del cálculo analítico se pudo obtener los valores de disponibilidad de los arreglos propuestos, se plantea la Tabla 8 para contrastar las diferentes alternativas, para cada caso se aprecia la ganancia de disponibilidad.

Estos números no difieren mucho entre sí, por lo que en este estudio se realiza una valoración de las ventajas y desventajas de estas alternativas para finalmente seleccionar una de ellas. Además, se evalúa el tipo de equipos que mejoraran la confiabilidad del arreglo. Mirando los costos relativos y el aumento de demanda se puede dar analogía a la curva presentada en la Figura 19, donde el aumento de costos de inversión se dispara a partir del punto óptimo, mientras que los costos de interrupciones no compensan la inversión, por esa razón en este trabajo se selecciona el arreglo de barras simples instaladas en celdas metal clad.

Cálculo de confiabilidad por esquemas de conexión de barras			
	Esquema	Disponibilidad	Respecto al actual
Intemperie	Doble barra doble interruptor	99,99996610595%	0,10103042524%
	Barra de transferencia	99,99996599237%	0,10103031166%
	Interruptor y medio	99,99243332386%	0,09349764315%
Celdas	Barra simple interruptor simple	99,93985947222%	0,04092379151%
	Doble barra doble interruptor	99,99998301748%	0,10104733677%
	Barra de transferencia	99,99998299587%	0,10104731516%
	Interruptor y medio	99,99486290947%	0,09592722876%

Tabla 8 - Diferencias de los arreglos propuestos respecto al actual

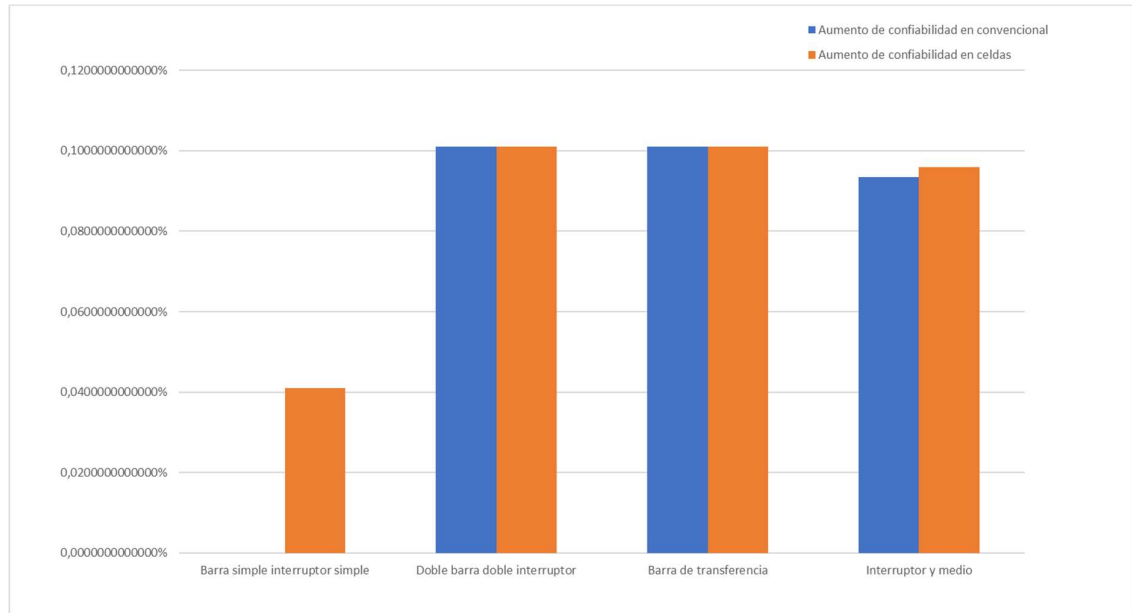


Figura 37 – Aumento de la confiabilidad en las diferentes alternativas

CAPÍTULO 7

En este capítulo se desarrollan las simulaciones del arreglo propuesto, además se seleccionan, dimensionan y calibran los diferentes equipos a utilizar en el proyecto.

7.1. Selección de equipos

7.1.1. Celdas de media tensión

Se seleccionan los paneles de la marca Siemens modelo Simoprime 24 kV (interruptores extraíbles), ya que las mismas cumplen con las normas:

- IEC 62271-200, 24 kva, 25 kA, 1s
- IEEE C37.20.2, sección 2.3.1.

El encapsulado cuenta con protecciones IP 4X (protección contra cuerpos extraños solidos), las principales características de este equipo se citan a continuación:

7.1.1.1. Compartimiento del dispositivo de conmutación

- Todas las operaciones de conmutación se realizan con puerta de alto voltaje cerrada
- Alivio de presión hacia arriba
- Panel con recubrimiento de polvo con resina epoxi
- Mecanismos de funcionamiento de la persiana por separado para
 - Compartimiento de barras
 - Compartimiento de conexión
- Las contraventanas y mamparas metálicas conectadas a tierra garantizan la clase de mampara PM
- Resistente a la presión de la puerta de alto voltaje en caso de arcos internos en el panel
- Conductos metálicos en el lateral para el tendido de cables de control
- Enclavamiento entre la puerta de alto voltaje y el carro del disyuntor asegura el acceso basado en interbloqueo

7.1.1.2. Compartimiento de barras

- Alivio de presión hacia arriba y a través del conducto de alivio de presión trasero
- Barras de distribución de cobre plano, atornilladas de panel a panel
- Para corrientes normales nominales hasta 2500 A (barra seleccionada a partir del Anexo 1.2.3.)
- Las cubiertas superiores atornilladas brindan acceso basado en herramientas
- Opcional:
 - Electrodo de acoplamiento para sistema de detección de voltaje capacitivo
 - Barras colectoras aisladas
 - Partición transversal de barras entre paneles

7.1.1.3. Compartimiento de conexión

- Alivio de presión hacia arriba a través del conducto de alivio de presión trasero
- Adecuado para la conexión de
 - Cables XLPE de un solo núcleo hasta máx. 4 x 500 mm² por fase
 - Cables XLPE de tres hilos hasta máx. 3 x 300 mm² por panel
- Las contraventanas se abrirán por separado para permitir la prueba de cables.
- Embarrado de puesta a tierra
- Conexión por delante o por detrás
- Uso de transformadores de corriente tipo bloque
- Las cubiertas traseras atornilladas del compartimiento de conexión brindan acceso con herramientas para paneles con conexión desde la parte posterior
- Puerta de alto voltaje con enclavamiento y tabiques atornillados entre el Compartimiento de conexión y el compartimiento del dispositivo enclavamiento y acceso basado en herramientas para paneles con conexión desde el frente

7.1.1.4. Compartimiento de baja tensión

- Para acomodar toda protección, control, medición y equipo de medición

- Particionado seguro al tacto desde la parte de alto voltaje
- El compartimiento de bajo voltaje se puede quitar, los cables del bus y los cables de control están enchufados

7.1.1.5. Enclavamientos

- Las condiciones de enclavamiento se cumplen según IEC 62271-200/VDE 0671-200
- El seccionador de puesta a tierra solo se puede operar con el carro del disyuntor en posición de prueba
- La carretilla del disyuntor solo se puede mover con el disyuntor "ABIERTO" y seccionador de tierra "ABIERTO"
- La codificación mecánica en el carro del disyuntor evita la inserción de carros de interruptores de circuito similares para corrientes normales nominales más bajas en paneles con corrientes normales nominales más altas
- Enclavamiento de la puerta de alto voltaje contra el carro del disyuntor
- La puerta de alto voltaje solo se puede abrir cuando el carro de disyuntor está en posición de prueba

7.1.1.6. Diseños del panel

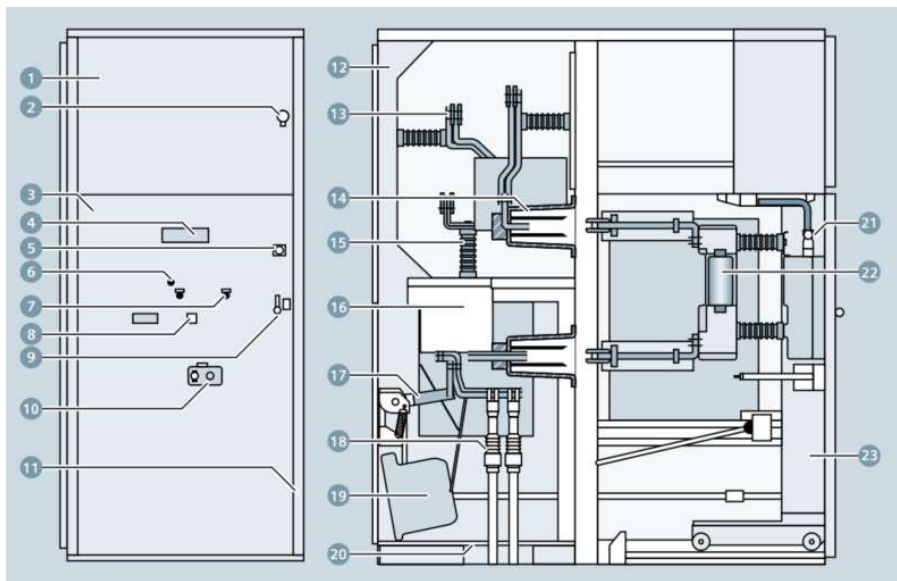


Figura 38 – Principales partes de la celda Simoprime

Según Figura 38, las partes de este equipo son:

- 1) Puerta del compartimiento de baja tensión
- 2) Apertura para bloquear o desbloquear la puerta del compartimiento de baja tensión
- 3) Puerta de alto voltaje
- 4) Ventana de inspección para comprobar la carretilla del dispositivo de conmutación
- 5) Apertura para bloquear o desbloquear la puerta de alta tensión
- 6) Apertura para carga mecánica del resorte de cierre del interruptor automático
- 7) Aberturas para el funcionamiento continuo (ON / OFF) del disyuntor
- 8) Ventana de inspección para lectura de indicadores
- 9) Manija de puerta
- 10) Aberturas para el funcionamiento de la carretilla del dispositivo de conmutación
- 11) Apertura para funcionamiento del seccionador de puesta a tierra
- 12) Conducto de alivio de presión
- 13) Barras colectoras
- 14) Bushings
- 15) Aisladores de postes
- 16) Transformador de corriente tipo bloque
- 17) Opción: Seccionador de puesta a tierra a prueba de fallos
- 18) Extremos de sellado de cables
- 19) Opción: transformador de tensión
- 20) Barra colectora de puesta a tierra
- 21) Conector enchufable de baja tensión
- 22) Botellas de vacío
- 23) Carro del dispositivo de conmutación
 - A. Compartimiento para dispositivos de conmutación
 - B. Compartimiento de embarrado
 - C. Compartimiento de conexión
 - D. Carro con disyuntor de vacío
 - E. Compartimiento de baja tensión

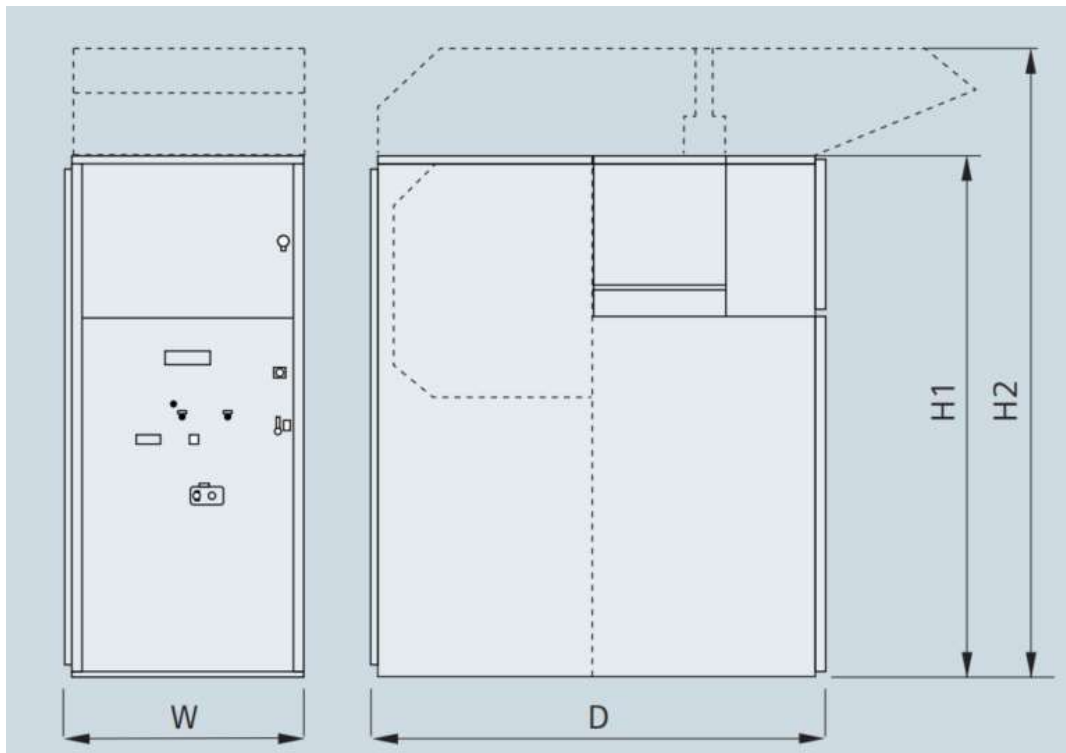


Figura 39 – Dimensiones de las celdas Simoprime

Según Figura 39, las dimensiones son:

W = 1000 mm (para interruptores de 2500 A), 800 mm (para interruptores de 1250 A o menores) 500 mm (para seccionadores)

H1 = 2250 mm

H2 = 2728 mm (adicional, cañerías de despresurización)

D = 1900 mm

Para remplazos del panel se deberá dejar como mínimo 2000 mm de pasillo, mientras que la distancia mínima de la celda con las paredes debe ser de 150 mm [15].

7.1.2. Interruptores con sus compartimientos

Se seleccionan interruptores de la misma marca de celdas, Siemens, modelo 3AH5, equipo ya utilizado en nuevas subestaciones de la ANDE [16], este es un interruptor de potencia al vacío (Figura 40), cada interruptor estará integrado al carro de su respectiva

celda, este carro es una estructura metálica con ruedas que permite al interruptor ser retirado por en frente del panel, esto es esencial para mitigar los peligros de trabajos programados del sistema de distribución o de la Estación, permitiendo la visualización de un corte en el sistema.



Figura 40 – Interruptor siemens 3AH-5 con apertura en vacío

En la Figura 41 se puede apreciar las partes de este interruptor, este cuenta con:

Polos del interruptor, un polo del interruptor consta del tubo de maniobra al vacío (5) y de los soportes del tubo. Los tubos al vacío están aislados en aire y son accesibles libremente. Esto facilita la limpieza de las piezas aislantes bajo condiciones adversas. El tubo de maniobra al vacío está fijado rígidamente al soporte superior del tubo (6). La parte inferior del tubo está fijada al soporte inferior del tubo (7) de forma móvil en dirección axial. Los refuerzos (8) absorben las fuerzas exteriores de los procesos de maniobra y la fuerza de contacto.

Caja del mecanismo de funcionamiento, todo el mecanismo de funcionamiento con los disparadores, contactos auxiliares, dispositivos de indicación y mando está alojado en la caja del mecanismo. El alcance de los equipos secundarios depende del caso de aplicación y ofrece una gran variedad de opciones para satisfacer casi todas las exigencias.

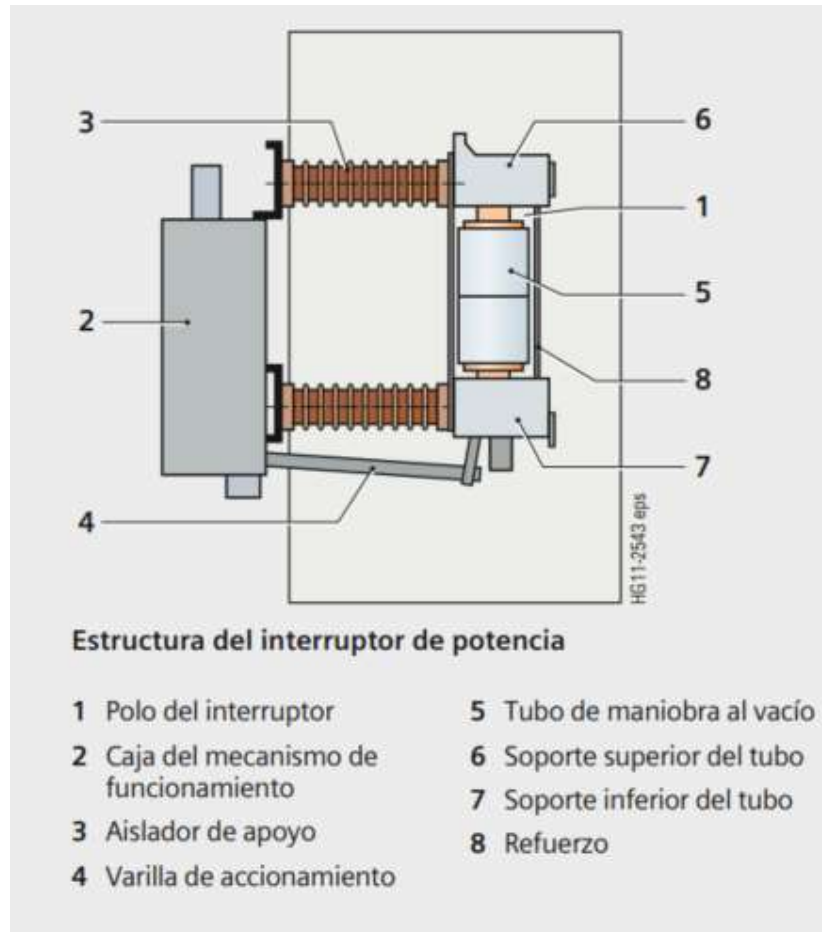


Figura 41 – Partes y estructura del interruptor 3AH5

Mecanismo de funcionamiento, para el accionamiento del interruptor se dispone de mecanismos a resorte, así como de mecanismos con acumulación de energía. En el mecanismo manual a resorte, el proceso de cierre tiene lugar automáticamente después del tensado manual del resorte de cierre. Los resortes de apertura o de contacto se tensan simultáneamente durante la maniobra de cierre, lo cual significa que se dispone de un mecanismo con acumulación de energía para la maniobra de apertura. En el mecanismo motorizado o manual con acumulación de energía, el resorte de cierre se tensa de forma eléctrica o manual. Se engatilla después de haber finalizado el proceso de tensado y actúa como acumulador de energía. Para efectuar la maniobra de cierre, el resorte de cierre se des-engatilla localmente de forma mecánica (pulsador de CIERRE) o a distancia por vía eléctrica. Durante el proceso de cierre, el resorte de cierre tensa los resortes de apertura o

los resortes de presión de contacto. El resorte de cierre, ahora relajado, se vuelve a tensar automáticamente a través del motor o a mano. Ahora, los resortes tienen acumulada la secuencia de maniobras APERTURA – CIERRE – APERTURA.

Normas, los interruptores de potencia 3AH5 cumplen con las normas siguientes:

- IEC 62271-100 (antes IEC 60056)
- IEC 62271-1 (antes IEC 60694)
- VDE 0671 (antes VDE 0670 Parte 100 y VDE 0670 Parte 1000)

Todos los interruptores de potencia al vacío 3AH5 cumplen con las clases de endurancia E2, M2 y C2 según IEC 62271-100.

Diseño libre de mantenimiento

El modelo 3AH5 es libres de mantenimiento:

- Bajo condiciones normales de servicio según IEC 62271-1 (antes IEC 60694).
- Hasta 10.000 ciclos de maniobra,
 - sin re engrases ni reajustes.
 - y dentro de sus tolerancias, las características son independientes de la frecuencia de maniobras o de tiempos de parada sin maniobras. Esta característica es de vital relevancia para mantener los índices estudiados en este proyecto.

7.1.2.1. Dimensionamiento de los interruptores

Este nuevo sistema contará con una llegada de línea desde el transformador de potencia al arreglo de barras, esta entrada estará compuesta de una celda con un interruptor, la corriente máxima es calculada en el (Anexo 1.2.3) entonces revisando los estándares se selecciona para este interruptor de entrada el 3AH5 273-4, el cual tiene como especificaciones:

- Tensión nominal: 24 kV
- Corriente asignada en servicio continuo: 2000 A
- Distancia entre polos: 210 mm

- Corriente de cierre en corto circuito a 50 HZ: 50 kA
- Corriente de cierre en c.c.: 20 kA

Se tendrán interruptores para cada salida de los alimentadores como también para acople de barra, como los ajustes de los interruptores actuales se encuentran entre (300 a 360 A) según [16], en este nuevo arreglo se selecciona para salidas y acople el interruptor 3AH5 272-1, el cual tiene las siguientes especificaciones:

- Tensión nominal: 24 kV
- Corriente asignada en servicio continuo: 800 A
- Distancia entre polos: 210 mm
- Corriente de cierre en corto circuito a 50 HZ: 40 kA
- Corriente de cierre en c.c.: 16 kA (mayor al actual, reconectores de 6 kA)

Ambos sub-modelos de interruptores soportan una tensión de impulso tipo rayo de 125 kV [17], las dimensiones de estos interruptores escogidos se ven en la Figura 42, extendidas en la Tabla 9.

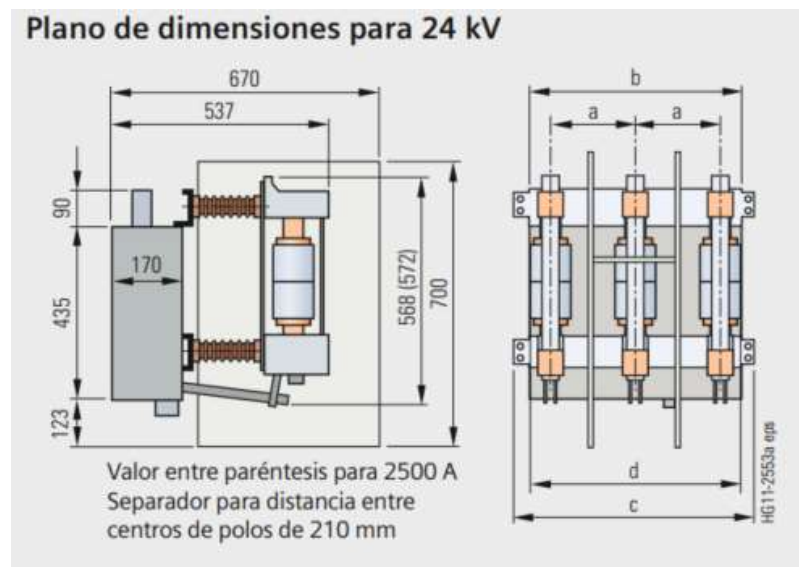


Figura 42 - Dimensiones de los interruptores seleccionados

Modelo	a (mm)	b (mm)	c (mm)	d (mm)
3AH5 272-1	210	534	592	530
3AH5 273-4	210	534	592	541

Tabla 9 – Valores de dimensiones de los interruptores en milímetros

7.1.3. Descripción de las barras

Se utilizarán barras de cobre macizo, los cuales son accesorios incluidos en las celdas seleccionadas en el apartado 7.1.1, estas podrán unirse mecánica y eléctricamente con las barras de la celda siguiente. Las barras, uniones y derivaciones de fase serán completamente aisladas en fábrica utilizando material aislante epóxica, retardante a la llama. En las uniones y derivaciones se proveerá de cubiertas aislantes removibles. Las barras seleccionadas poseen capacidades de transporte de 2500 A y corto circuito de 25 kA, localizándose dentro de los rangos de equipos conectados a dichas barras.

Las barras dispondrán de puntos que permitan su conexión a tierra mediante elementos portátiles de puesta a tierra [18]. La barra de tierra se dispondrá de forma que permita la conexión de prensas de puesta a tierra u otros dispositivos en todas las celdas.

7.1.4. Conductores aislados

Se utilizará para las líneas de llegada al arreglo conductores aislados de cobre de 500 mm² de sección, posee tres filamentos, con doble aislación. La corriente máxima admisible de estos conductores es de 806 A, por cada alimentación de barra se utilizarán dos conductores por fase llegando a 1612 A la corriente admisible por cada conexión (Anexo 2.7) en-robusteciendo de esta manera el arreglo, además se podrá conectar desde una conexión ambas barras sin sobrepasar los límites de carga de los conductores, estos se conectarán al transformador y a la celda de entrada, flechándose en canaletas subterráneas.

Para cada salida de alimentadores se utilizarán conductores de cobre de 240 mm², aislados, saldrán de cada celda conectados agua abajo a los diferentes alimentadores, la corriente máxima de estos conductores es de 360 A, por lo que cada interruptor se ajustara con sus valores anteriores, por debajo de este límite.

7.2. Construcciones civiles e instalaciones

7.2.1. Esquema de conexiones

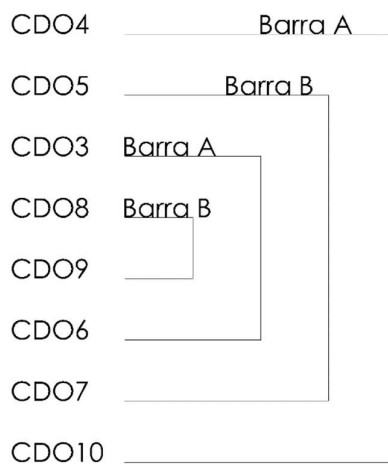


Figura 43 – Redistribución de posiciones

El conexionado será en barra sencilla. A fin de disminuir la frecuencia de posibles esfuerzos electrodinámicos en las barras se redistribuyen las posiciones de los equipos interruptores de alimentadores, basándose en la curva de supervivencia a la falla (Figura 29), esta curva es caracterizada por todos los eventos de fallas en dichos interruptores (accidentales y programados) de esa manera refleja el comportamiento de las redes aguas abajo, entonces se organizan estos de mayor a menor tendencia a falta, y se distribuyen como se observa en la Figura 43, con esta deducción se elaboró el esquema final de conexiones de las barras (Figura 44). Las posiciones CDO11 y CDO 12 quedan como reserva para futuras ampliaciones del sistema de distribución.

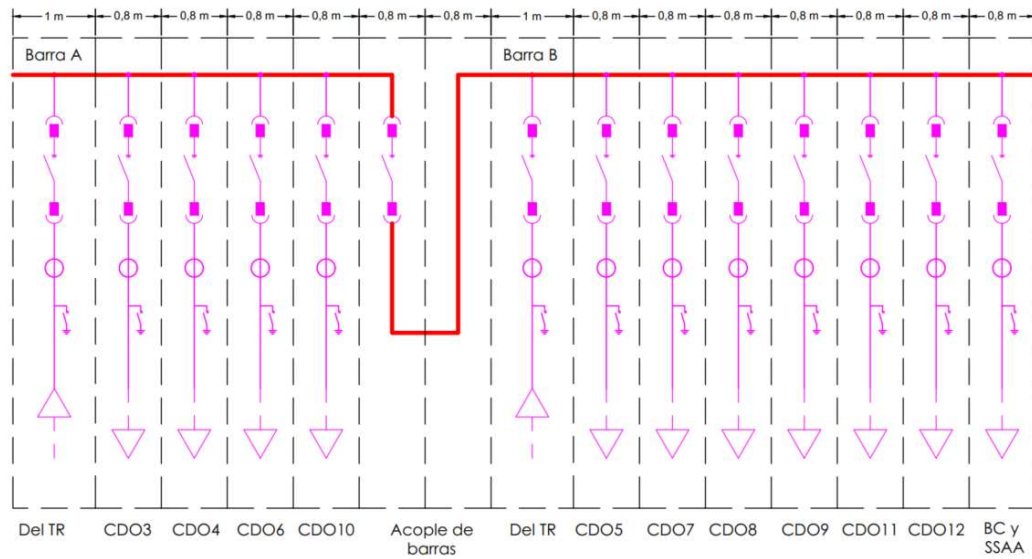


Figura 44 – Esquema de barras 23 kV en celdas

La barra A y B, se alimentarán de manera independiente, sin embargo, cada interruptor correspondiente a las posiciones de llegada se dimensionó de manera que pueda alimentar ambas barras a la vez, parecido al embarrado anterior, no obstante, en este arreglo se podrá acoplar las barras, permitiendo el retiro de carro de los interruptores de llegada sin afectar la continuidad del sistema. Como se observa en el esquema, las celdas adyacentes unas a las otras en conjunto tendrán una longitud total de 12,4 m, por lo que se prevé la ampliación del local actual con el propósito de tener una disposición ideal de las instalaciones, los planos previstos se aprecian en el Anexo 1.2.4, en la Figura 45 se observa en vista área las construcciones a realizar.

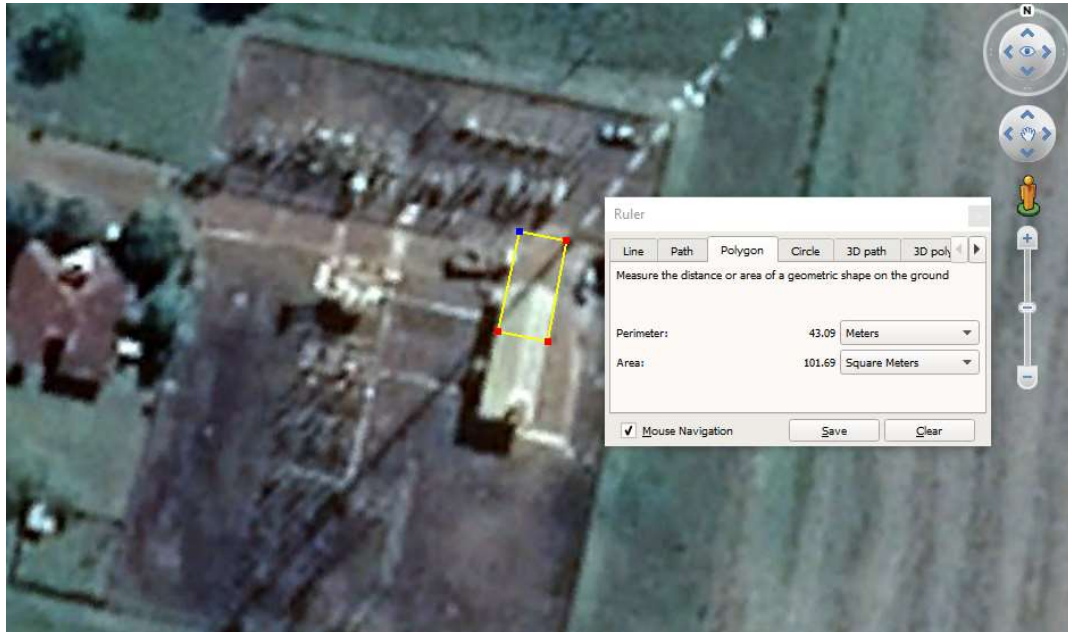


Figura 45 – Vista aérea de edificaciones

7.3. Simulaciones

Se realizaron simulaciones con el software CYME 8.1 con licencia perteneciente a la empresa ANDE, a fin de conocer los valores de corto circuito y flujo de carga de los arreglos actuales y los propuestos.

7.3.1. Toma de datos

Para esta sección del trabajo, se tomaron datos de la demanda actual del sistema, específicamente la demanda máxima, se capturaron estos a partir de las anotaciones realizadas por los operadores, en lapso de un mes, específicamente del mes de febrero del año 2018, mes con mayor demanda de la Estación (Anexo 2.6), a partir de estos datos se realizaron las simulaciones.

Se calculó la desviación estándar y relativa de los datos tomados, para el modelado en flujo de carga se adoptaron las demandas promedias puesto que las muestras (máximas)

se encontraron en el criterio de dos veces la desviación estándar [19], también se comprobó la inexistencia de maniobras en las fechas de demanda máxima Tabla 10.

Alimentadores	CDO3	CDO4	CDO5	CDO6	CDO7	CDO8	CDO9
Promedio	275,955	254,455	273,591	70,5455	262,045	147,136	49,6818
Max.	334	297	324	87	398	282	95
Desv. St	38,5023	35,7154	42,3305	19,8128	45,7056	52,3016	12,6091
Desv. %	14%	14%	15%	28%	17%	36%	25%

Tabla 10 – Demandas máximas, promedios y desviaciones de los alimentadores

7.3.2. Esquema actual de barras

Se modeló el esquema actual de barras de la ES-CDO, se utilizaron datos de la impedancia actual de la Estación [20], aguas arriba del transformador de potencia Tabla 11. Los valores de R2 y X2 (secuencia negativa) se tomaron como iguales a la secuencia homopolar (R1 y X1).

R0 (Ω)	X0 (Ω)	R1 (Ω)	X1 (Ω)
0,02776	0,67539	0,03841	1,07947

Tabla 11 – Impedancias de la fuente ES-CDO, fuente: GT/MEQ ANDE

Se cargaron los valores arriba descritos, como impedancia de fuente de la Estación, esto es de importancia para el cálculo de corrientes de corto circuito, comprobando de esa manera la capacidad de los interruptores ante este tipo de fallas.

En la **Figura 46**, se puede apreciar el modelo de la fuente del secundario del TR-01, este se conecta en estrella con neutro aterrado, se le adopta una tensión de fuente de 23,5 kV y una capacidad de 80 MVA, así también la impedancia expuesta en la Tabla 11.

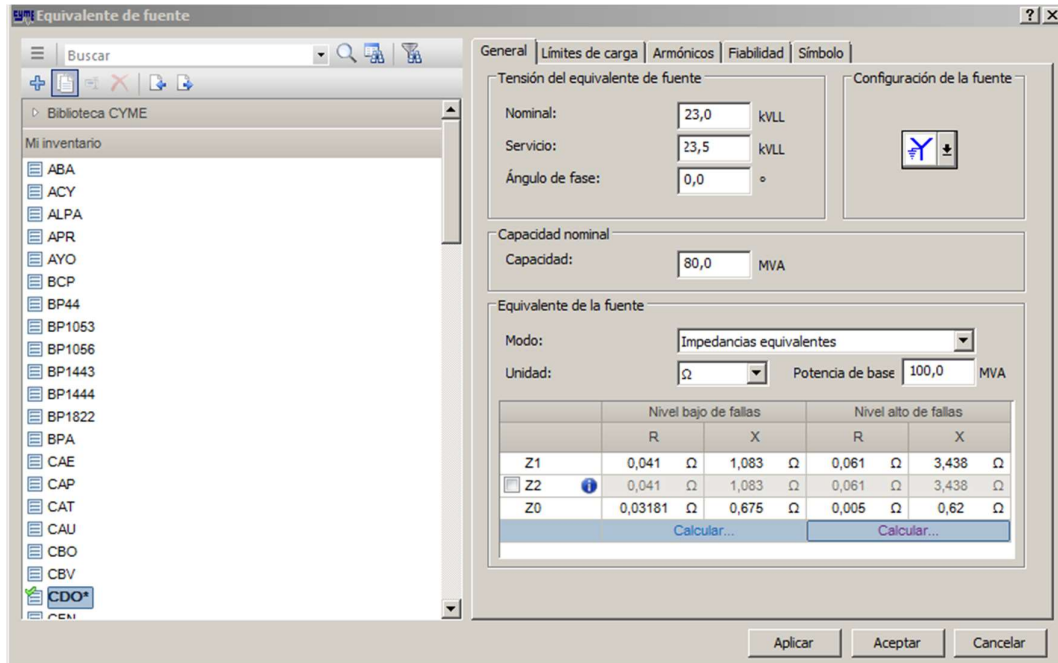


Figura 46 – Modelado de la fuente en software CYME

7.3.3. Flujo de carga escenario inicial

Utilizando el esquema inalámbrico del software CYME, se modeló el arreglo actual de la ES-CDO, desde el transformador de potencia hasta las salidas de los alimentadores, también se incluyeron los transformadores de servicios auxiliares y los bancos de capacitores. Se modeló detalladamente el esquema base de la ES-CDO, y se corrió flujo de carga con los valores de demanda presentados en la Tabla 10, los resultados se pueden apreciar en la Figura 47.

En la Figura 47 se puede observar los valores de corriente en los distintos puntos del arreglo actual, se desglosó los resultados obtenidos en la salida del transformador y cada barra.

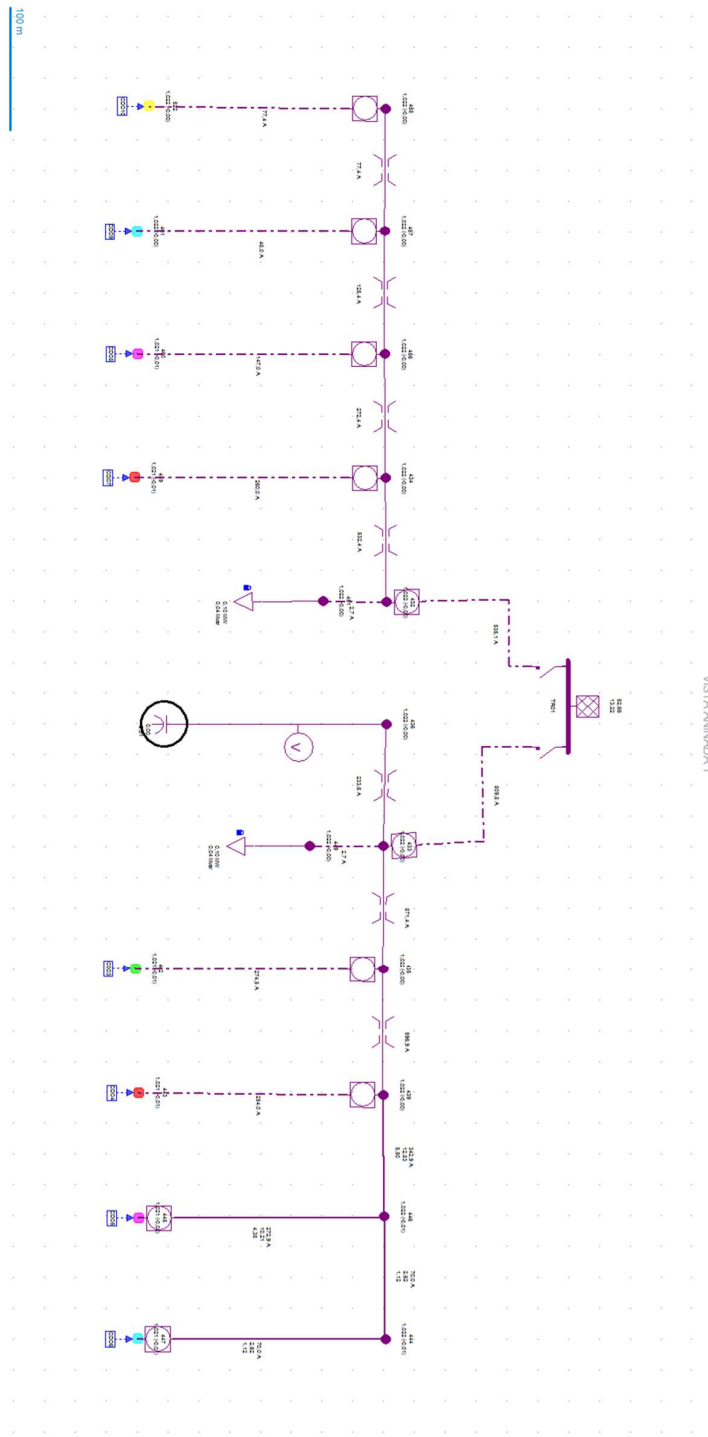


Figura 47 – Vista anidada y flujo de carga del esquema base

Cuadro de flujo de carga									
Barra A									
Fase	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23498,8	23,5	13,6	809,7	9986,3	9875,1	4464	12730	
B	23498,8	23,5	13,6	809,7	9986,3	9875,1	4464	15645	
C	23498,8	23,5	13,6	809,7	9986,3	9875,1	4464	14810	
				Total:	27521	25099	11307	43362	4065,7

Tabla 12 – Resultados del flujo de carga sobre barra A

Cuadro de flujo de carga									
Barra B									
Fase	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23497,6	23,5	13,6	527,9	9148	9119	840,5	14164,7	
B	23497,6	23,5	13,6	527,9	9148	9119	840,5	15406,3	
C	23497,6	23,5	13,6	527,9	9148	9119	840,5	15648	
				Total:	27448	27361	2177	45219	2759,8

Tabla 13 - Resultados del flujo de carga sobre barra B

Cuadro de flujo de carga									
Fuente – 1									
Fase	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23500	23,5	13,6	1336,8	18096,2	17553,3	4399,2	26861	2388,65
B	23500	23,5	13,6	1336,8	18096,2	17553,3	4399,2	31018	2402,56
C	23500	23,5	13,6	1336,8	18096,2	17553,3	4399,2	30375	2427,33
				Total:	54019	52370	13231	88431	6825,54

Tabla 14 - Resultados del flujo de carga sobre la fuente

En la Tabla 12, se aprecia el resultado de flujo de carga sobre la barra A, este se corrió teniendo en cuenta una corriente equilibrada, la corriente máxima a soportar por esta barra ronda los 809 A en este escenario, en la Tabla 13, se observan los resultados de corriente sobre la barra B, un promedio de 528 A, por último, la suma de estos dos valores se puede apreciar en la Tabla 14.

En la Figura 48 se aprecia el estado de sobrecarga de los elementos del arreglo actual, se denota entre 80% a 90% la carga sobre el conductor principal que alimenta la barra A así también sobre el pórtico de los alimentadores CDO-6 y CDO-7, y más del 100% en los seccionadores de llegada a las barras. El factor de utilización del transformador de potencia TR-01 se encuentra en 67,7 % según el flujo de carga.

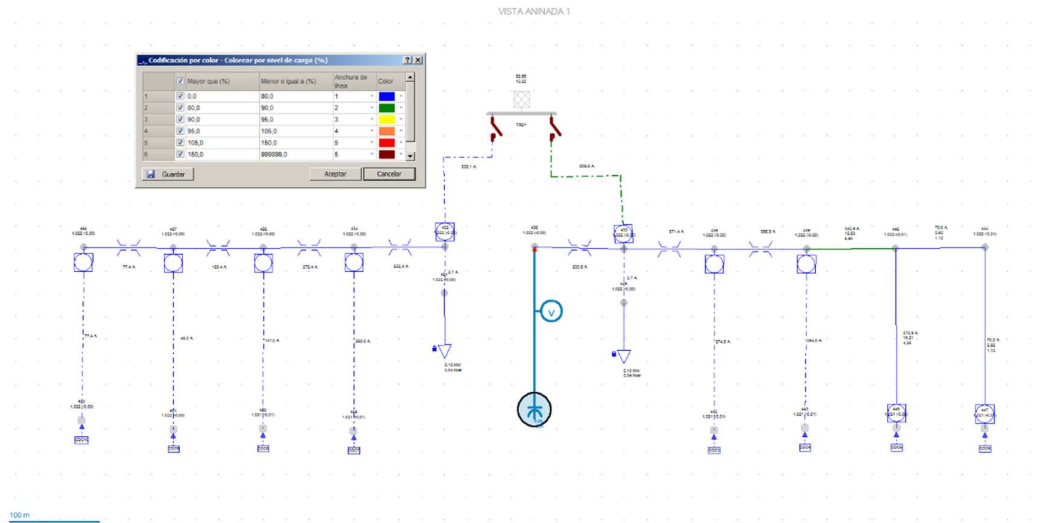


Figura 48 – Estado de sobrecarga sobre los elementos del arreglo actual

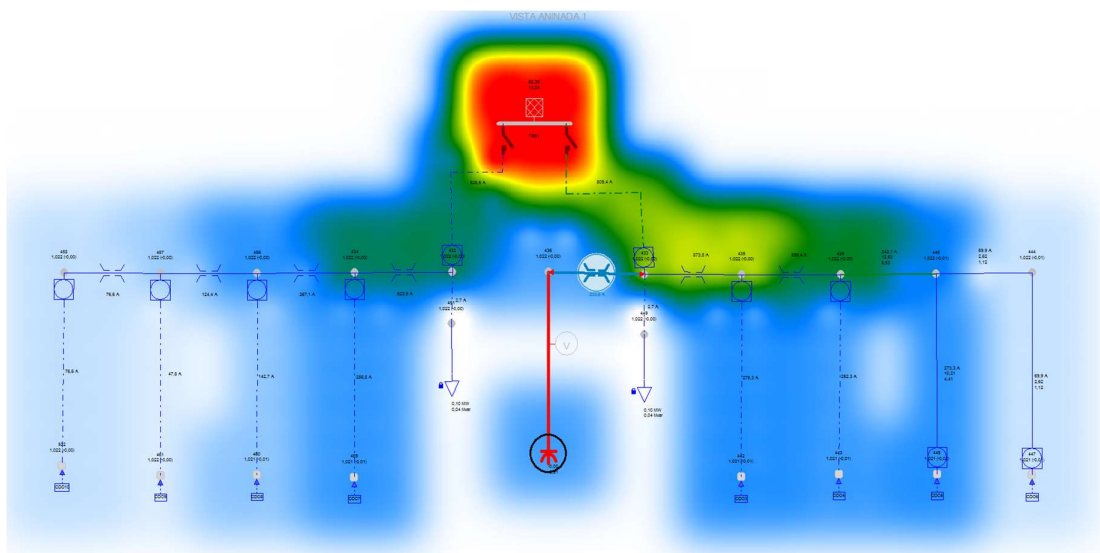


Figura 49 – Nivel de corriente en escenario base

7.3.4. Flujo de carga sobre configuración propuesta

Primeramente, se procedió a modelar el esquema de barras propuesto, se utilizó la misma fuente anterior, con los mismos valores de impedancia pues estos no sufrirían modificaciones en este escenario. Se le asignó la longitud propuesta en los planos

constructivos a las diferentes llegadas de alimentación al juego de barras. Los conductores que alimentaran las barras fueron asignados como cables aislados de 500 mm² en configuración 2x3, en zangas como se aprecia en Anexo 1.2.5.2.

Se modelaron las barras, de tipo Cobre de 2500 A, como las seleccionadas en el apartado anterior, en el marco de la simulación estas ofrecen una impedancia menor a las barras de aluminio, a cada sección de barra se le estipuló una medida de 0,8 m, además se configuró el arreglo de conductores de llegada como establecido en el apartado 7.1.4. Sobre este modelo se corrió flujo de carga en dos estados de maniobra, como se observa en la Figura 44, se utilizará un interruptor de acople entre las barras A y B, posterior se simuló el esquema con este interruptor abierto y cerrado.

7.3.4.1. Flujo de carga con interruptor de acople abierto

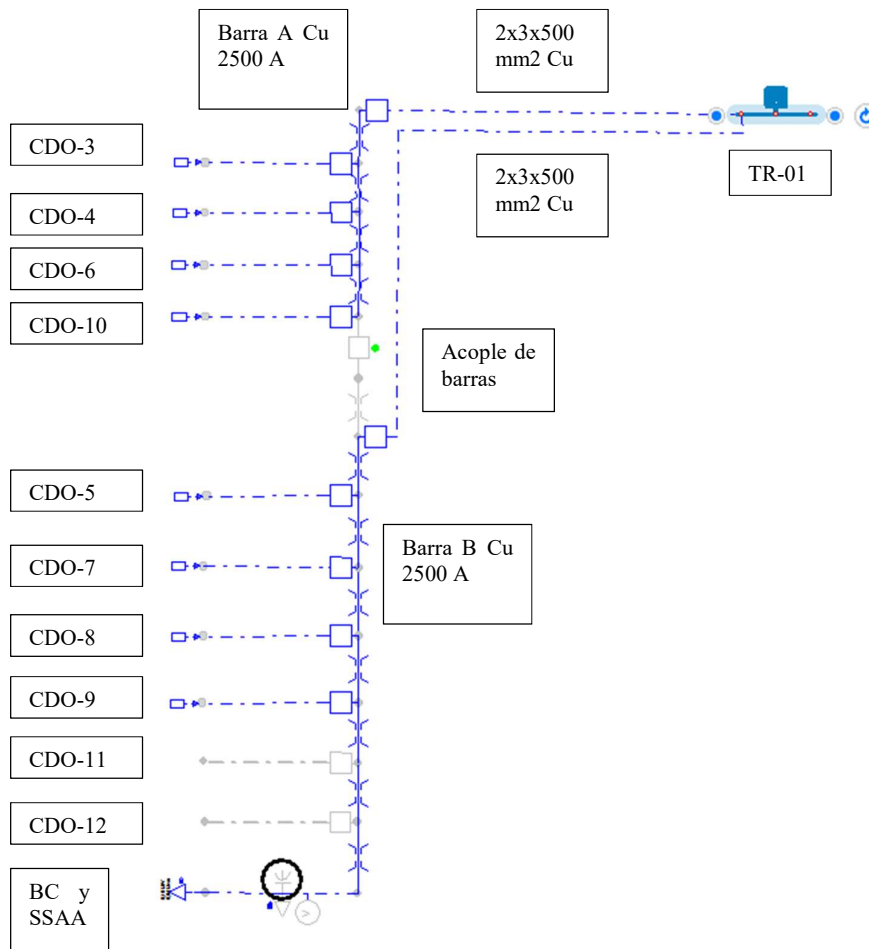


Figura 50 – Estado de sobrecarga del nuevo arreglo de barras, interruptor de acople abierto

En la Figura 50, se observa el modelado del arreglo de barras propuesto en celdas de media tensión, bajo simulación de flujo de carga no existen tramos sobrecargados en el esquema, siendo este uno de los beneficios de aplicar este proyecto.

Primeramente, se mantuvo el interruptor de acople entre barras abierto, obteniéndose los siguientes resultados en cuanto a cargas.

Cuadro de flujo de carga									
BARRA A									
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23498,5	23,5	13,6	676,1	9173,6	8363,9	3768,3	12730,5	
B	23498,5	23,5	13,6	676,1	9173,6	8363,9	3768,3	15645,8	
C	23498,5	23,5	13,6	676,1	9173,6	8363,9	3768,3	14810,8	
				Total:	27521	25092	11305	43362	4058,7

Tabla 15 – Resultados del flujo de carga sobre barra A celdas

Cuadro de flujo de carga									
BARRA B									
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23498,4	23,5	13,6	674,3	9148,5	9119,7	725,1	14164,7	
B	23498,4	23,5	13,6	674,3	9148,5	9119,7	725,1	15406,3	
C	23498,4	23,5	13,6	674,3	9148,5	9119,7	725,1	15648	
				Total:	27445	27359	2175	45219	2756,99

Tabla 16 - Resultados del flujo de carga sobre barra B celdas

Cuadro de flujo de carga									
Fuente									
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23500	23,5	13,6	1326,8	18001,9	17453,4	4409,8	26861,8	2265,67
B	23500	23,5	13,6	1326,8	18001,9	17453,4	4409,8	31018,8	2271,06
C	23500	23,5	13,6	1326,8	18001,9	17453,4	4409,8	30375,5	2278,96
				Total:	54006	52360	13229	88431	6815,69

Tabla 17 - Resultados del flujo de carga sobre fuente celdas

Se aprecia en esta configuración una distribución coherente entre las corrientes de las barras, así también una disminución considerable de las pérdidas, esto debido a la robustez de los conductores de alimentación y al equilibrio de corrientes entre las barras como así también los conductores no estarán sobrecargados como el escenario inicial, por otra parte, la implementación de barras de cobre disminuye la impedancia del circuito, todos estos factores logran esta disminución de pérdidas.

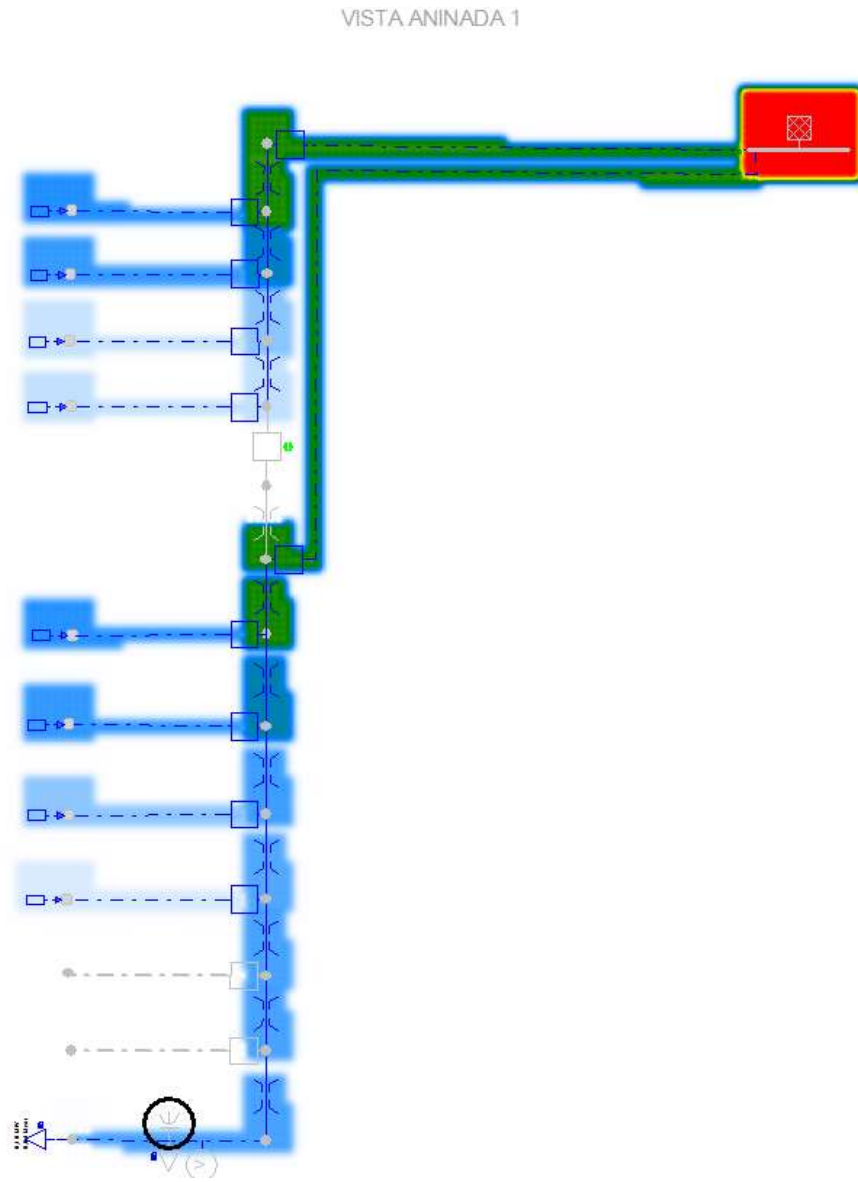


Figura 51 - Nivel de corriente en arreglo de celdas con acople abierto

7.3.4.2. Flujo de carga con interruptor de acople cerrado

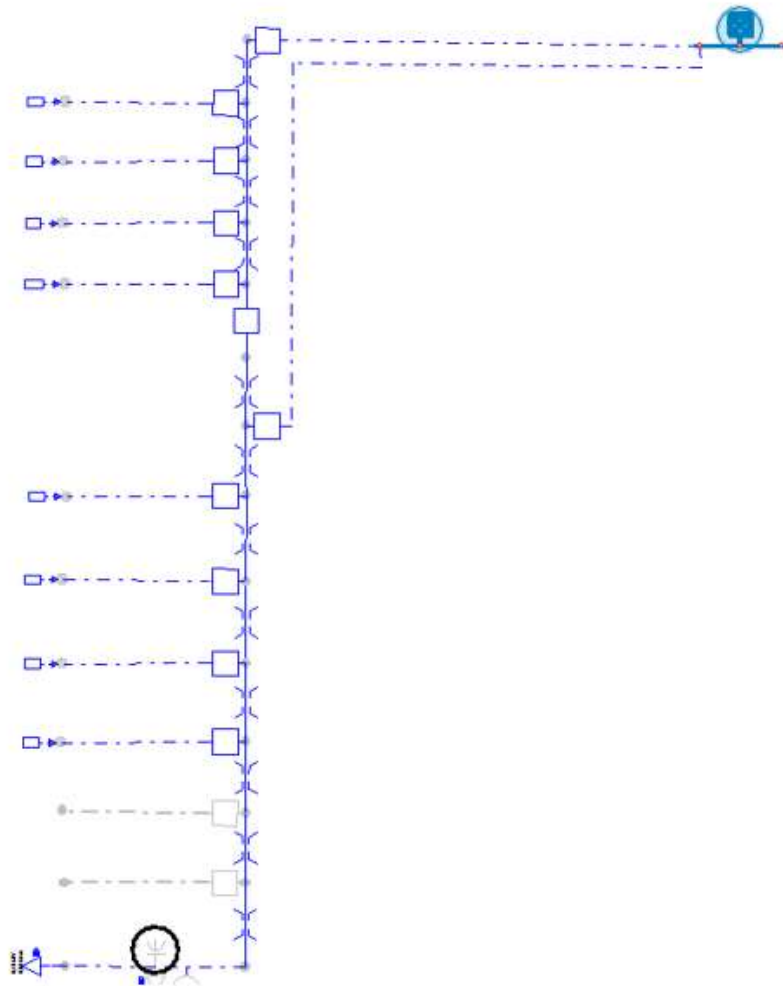


Figura 52 - Estado de sobrecarga del nuevo arreglo de barras, interruptor de acople cerrado

Para esta simulación se mantuvo cerrado el interruptor de acople entre barras para predecir su comportamiento, en cuanto a pérdidas desde la fuente no se aprecian diferencias, sin embargo, en cuanto a la distribución de corriente entre los conductores de alimentación de las barras se aprecia una notable diferencia.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentación barra A									
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23499	24	13,6	781	10590	10245	2681	12731	
B	23499	24	13,6	781	10590	10245	2681	15646	
C	23499	24	13,6	781	10590	10245	2681	14786	
				Total:	31770	30735	8042	43337	4059,5

Tabla 18 – Resultados del flujo sobre alimentación de barra A acople cerrado

Cuadro de flujo de carga									
Alimentación barra B									
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	KVA AB	Pérdidas kW
A	23499	24	13,6	546	7413	7208	1729	14131	915,97
B	23499	24	13,6	546	7413	7208	1729	15373	915,98
C	23499	24	13,6	546	7413	7208	1729	15590	
				Total:	22239	21625	5187	45094	2756,99

Tabla 19 - Resultados del flujo sobre alimentación de barra B acople cerrado

En la Tabla 18 y Tabla 19, se presentan los resultados del flujo manteniendo cerrado el interruptor de acople entre barras, sobre los conductores que alimentan la barra A circula una corriente mayor, sin embargo, esto no influye en la sobrecarga de los mismos como tampoco influye en las pérdidas globales.

Ahora bien, este interruptor de acople entre barras se utilizará para la alimentación de una barra por medio de la otra, liberando un circuito de alimentación, esto se llevó a simulación a fin de observar las posibles sobrecargas en ese escenario.

VISTA ANINADA 1

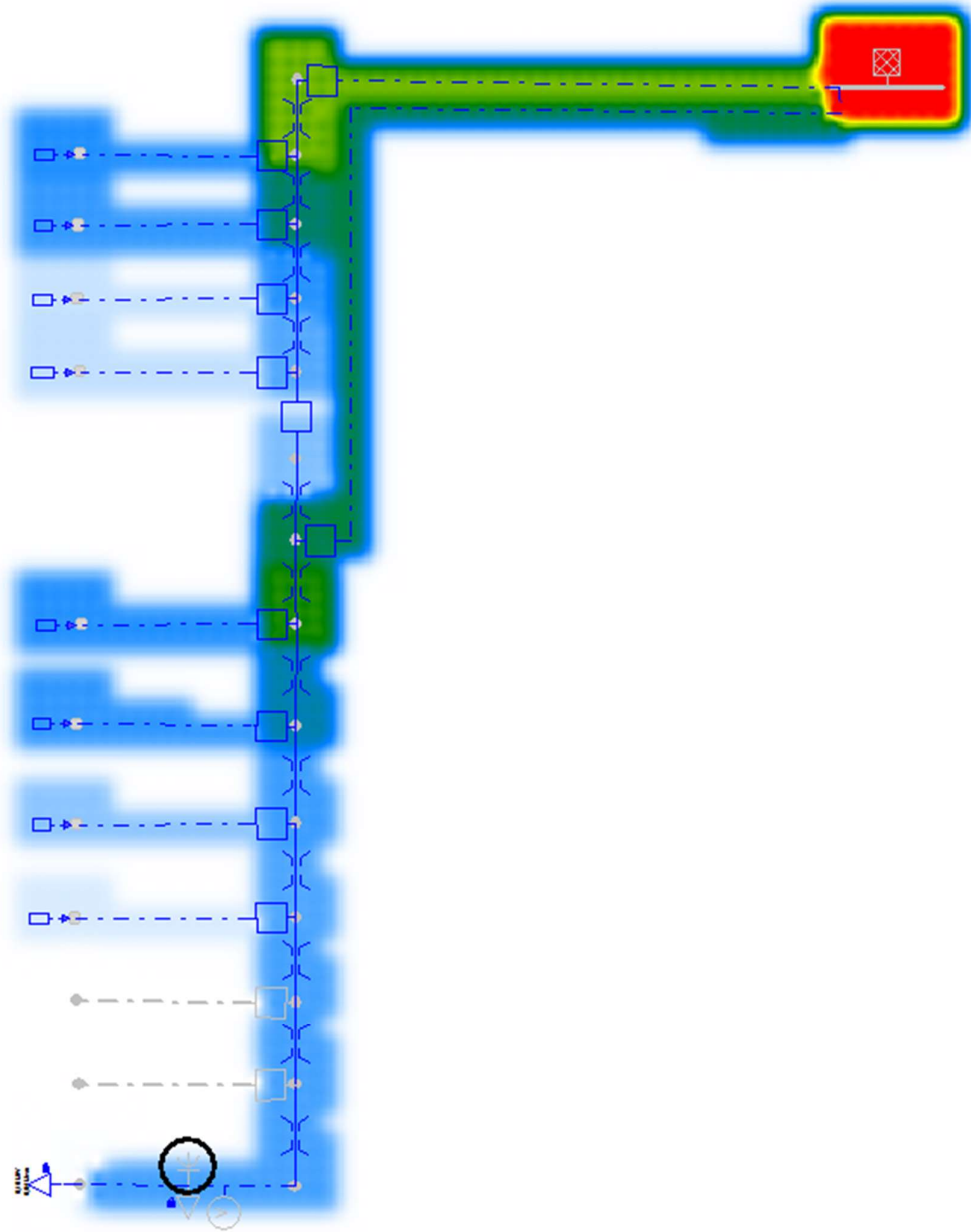


Figura 53 – Nivel de corriente en celdas con acople cerrado

7.3.4.3. Alimentación de una barra a la otra

VISTA ANINADA 1

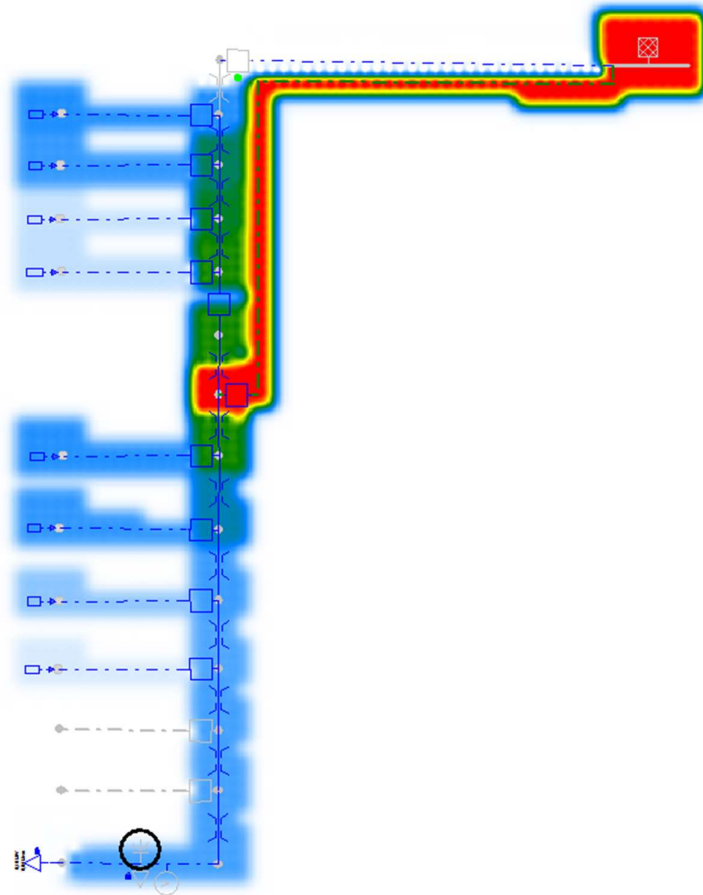


Figura 54 – Nivel de corriente alimentación de barra A abierto, barras acopladas

Figura 54 muestra la maniobra en donde la barra A es alimentada desde la barra B, se valora como el conductor de llegada a la barra B es sobrecargada por sobre el 80%, pero se podrá utilizar esta configuración en horarios de cargas medias, para la liberación de los equipos de alimentación de barra A.

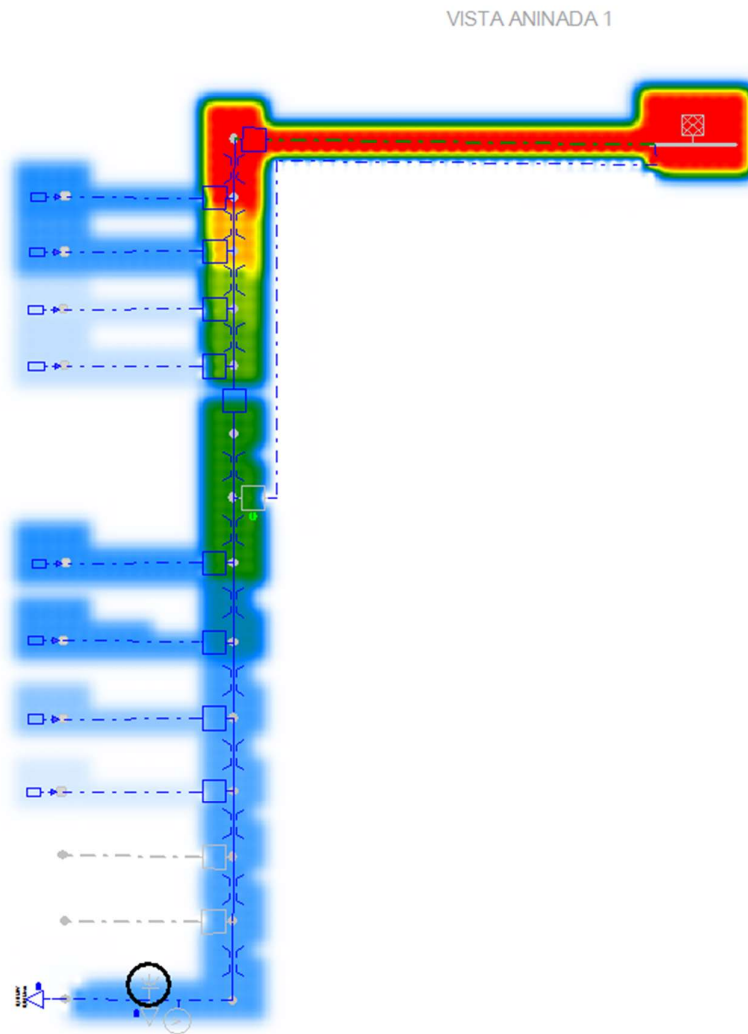


Figura 55 - Nivel de corriente alimentación de barra B abierto, barras acopladas

Figura 55, Aquí se aprecia como la barra B es alimentada desde la barra A, el conductor de llegada se sobrecarga por sobre el 80%, las barras no sufrirán sobrecargas en este caso y el sistema se mantendrá estable, sin embargo, a fin de utilizar esta maniobra se deberá realizar en horarios con demanda media.

7.3.5. Niveles de cortocircuitos

En este apartado, se busca obtener los valores de cortocircuitos principalmente sobre los interruptores, se corrió el módulo de cortocircuitos con las configuraciones apreciadas en la Figura 56. Se utilizó una impedancia de 13,33 ohm como impedancia de cortocircuito (medida estipulada según norma IEC), la tensión de cálculo es la tensión de servicio, en este caso de 23,5 kV. Los niveles de cortocircuitos son prácticamente iguales en cualquier punto de este arreglo por su cercanía a la fuente, estos se observan en la Tabla 20, el valor máximo corresponde al cortocircuito fase-fase-tierra (LLG) llegando a un valor de 5539 A.

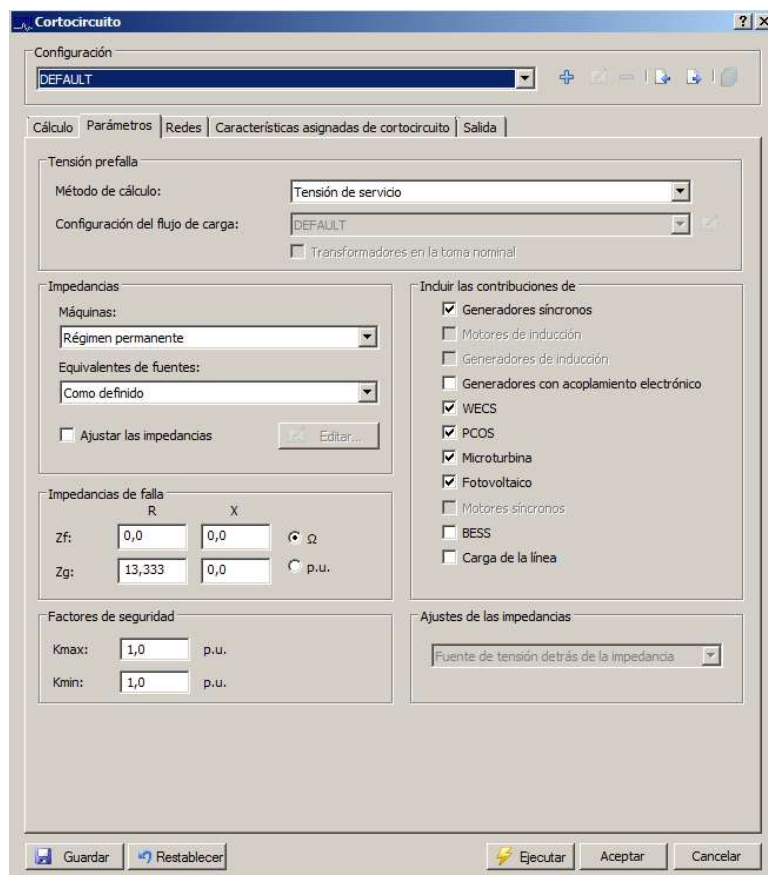


Figura 56 – Configuración de cortocircuitos de la simulación

Cuadro de cortocircuito							
Fuente							
LLL	LLG	LL	LG	LG min	I(A)	I(B)	I(C)
3946	5539	3417	5430	997	1326,8	1326,8	1326,8

Tabla 20 – Niveles de cortocircuito en el arreglo

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La confiabilidad de los interruptores calculado a partir de todos los eventos recabados de los libros de novedades de la Estación fue utilizada para la reconfiguración de las posiciones en la propuesta del nuevo arreglo de barra. Se calculó la confiabilidad para las diferentes alternativas solamente considerando los eventos relacionados directamente con el arreglo de barras. Luego se obtuvieron los mejores índices de confiabilidad en los diferentes arreglos estudiados, realizándose una comparación entre el aumento de confiabilidad y costos relacionados, para finalmente seleccionar el arreglo de barras simples con interruptor de acople entre barras, con celdas de media tensión tipo metal clad. Esta alternativa arrojó una mejora de disponibilidad del 0,041% con la mitad del costo del mejor arreglo.

Se simularon computacionalmente la configuración de barra actual y la configuración propuesta. En la configuración actual se observa sobrecarga sobre los seccionadores de alimentación de barras. Sobre el conductor que alimenta la barra A, en demanda máxima se obtuvo una corriente de 809 A, mientras la corriente sobre el conductor de alimentación de la barra B es de 528 A. En el escenario de la alternativa propuesta las corrientes de los conductores de alimentación de barras son similares, siendo la diferencia entre estas corrientes apenas de 0,3%, consecuente a la redistribución de los alimentadores sobre las barras, la distribución de los alimentadores entre las barras con el criterio de confiabilidad se relacionó con la corriente entre barras. Al cerrar el acople de barras el conductor de alimentación de la barra A tiene mayor carga, llevando la diferencia a 30%. Apartando en estado de acople una alimentación de barra se observa sobrecarga sobre el conductor activo.

Los valores de cortocircuito obtenidos en simulaciones quedan dentro de los parámetros de equipos seleccionados para la alternativa propuesta, siendo la corriente máxima de cortocircuito de 5539 A, por debajo de los 16 kA y 20 kA de corriente de cortocircuito nominal de los equipos seleccionados.

VI. CONCLUSIONES

Se realizaron cálculos de confiabilidad para estimar el estado de la configuración actual de barras como también para proponer las nuevas configuraciones, el arreglo en celdas de barras e interruptores simples ofreció mayor confiabilidad sin un aumento excesivo en los costos, razón de su selección.

Se dimensionó los diferentes elementos del arreglo de barras, y se seleccionaron equipos ya utilizadas por la empresa en sus instalaciones de media tensión. Los equipos y elementos seleccionados cumplen con los criterios de la empresa.

Se simuló el funcionamiento de la configuración propuesta para discurrir respecto a la configuración actual, se realizaron con el software CYME, módulos de corto circuito y flujo de carga, en ambos casos se logró llegar a resultados dentro de los criterios establecidos.

Por último, se desarrolló un análisis económico de la alternativa propuesta encontrándose factible el proyecto.

VII. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio completo de confiabilidad de los alimentadores para obtener un valor total del sistema de distribución a fin de mejorar el servicio. En términos de investigación se encontró una relación entre demanda y confiabilidad por lo que se recomienda seguir esta línea de investigación.

Realizar las instalaciones propuestas y monitorear constantemente los nuevos índices de calidad del mismo para estudios posteriores.

En el nuevo arreglo se recomienda además mantener abierto el interruptor de acople en régimen de operación normal, solo cerrar en condiciones de necesidad para trabajos programados, o acoples agua abajo de la Estación entre alimentadores de diferentes barras. Asimismo, se recomienda configurar los equipos interruptores con los ajustes anteriores de cada alimentador, ajustando la apertura instantánea por debajo de la corriente máxima de cortocircuito.

ANEXO

Anexo 1: Resumen ejecutivo

1.1. Beneficios

1.1.1. Beneficio por mejora de la confiabilidad

Al mejorar la confiabilidad del sistema se estima un ingreso por energía facturada, este se calcula a partir de los índices de confiabilidad obtenidos en el capítulo 6.

Según datos del Centro de Operaciones, se observa una carga máxima de la Estación de 54 MW en hora pico, este se considera por un periodo de 2 horas, y una demanda media de 45 MW durante 22 horas (Tabla 37), de esta manera se calcula la energía que se podría suministrar al 100% de confiabilidad:

$$\begin{aligned} \text{Energía}_{100\%} &= [(2h * 54.000 \text{ kW}) + (22h * 45.000 \text{ kW})] * 365,25 \\ &= 401.044.500 \text{ kwh año} \end{aligned}$$

Sin embargo, la energía suministrada teniendo en cuenta la disponibilidad del arreglo actual se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Energía}_{99,8989\%} &= 401.044.500 * 0,998989 \\ &= 400.639.044 \text{ kwh año} \end{aligned}$$

Con la propuesta del nuevo arreglo se tendrá una ganancia en la energía provista por la empresa:

$$\begin{aligned} \text{Energía}_{ganancia} &= \left[400.639.044 * \frac{0,999398544722}{0,998989} \right] - 400.639.044 \\ &= 164.246 \text{ kwh año} \end{aligned}$$

A partir de este dato se puede calcular el costo de esta energía a suministrar, el cual según el departamento financiero de la empresa se engloba a 375 Gs el kWh:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro} &= 164.246 \text{ kwh año} * 375 \text{ Gs kWh} \\ &= 61.592.125 \text{ Gs año} \end{aligned}$$

1.1.2. Beneficio por disminución de pérdidas

Como se observa en el capítulo 7 se obtiene una mejora en cuanto a las pérdidas debido a efectos de la robustez del arreglo este en demanda máxima es de 10 kW, suponiendo este como demanda media también, se calcula este beneficio.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro} &= 10 \text{ kW} * 24 * 365,25 \text{ días} * 375 \text{ Gs} \\ &= 32.872.500 \text{ Gs año} \end{aligned}$$

1.1.3. Beneficio por disminución de mantenimientos

Costos de mantenimientos	
Viáticos (6 personales, 5 días)	₡ 12.600.000
Costos de móvil	₡ 1.000.000
Repuestos	₡ 120.000.000
Total	₡ 133.600.000

Tabla 21 – Estimación de costos de mantenimientos anuales

1.1.4. Beneficio por reposición de equipos reconectores

Costos de cambios de equipos	
Viáticos (10 personales, 60 días)	₡ 306.000.000
Costos de móvil	₡ 6.000.000
Equipos interruptores de 16 kA 1200 A (10 un.)	₡ 1.122.000.000
Equipos interruptores de 16 kA 2400 A (2 un.)	₡ 603.000.000
Cambio de conductores sobrecargados (480 m Cu 500 mm ²)	₡ 554.880.000
Accesorios varios	₡ 80.400.000

Total	₺ 2.672.280.000
--------------	------------------------

Tabla 22 – Costos aproximados de cambios de equipos

1.1.5. Beneficio por reutilización de equipos de la Estación

Reutilización de reconectores ESV	
Costo del RC (10 un.) menos depreciación (10 años)	₺ 482.400.000
Viáticos (3 personales, 20 días)	₺ -30.600.000
Preparación de estructura HHPO (10 un.)	₺ -35.600.000
TOTAL	₺ 416.200.000

Tabla 23 – Beneficios monetarios de la reutilización de equipos

1.1.6. Monetización de los beneficios y consideraciones económicas

Consideraciones	
Inflación	0,012
Crecimiento energético	0,065
Beneficios	
Ahorro año 1, mejora de confiabilidad	₺ 61.592.125
Mantenimiento	₺ 133.600.000
Gastos por mejoras de la estación en su configuración base	₺ 2.672.280.000
Disminución de perdidas	₺ 32.872.500
Reutilización de equipos en línea de distribución	₺ 416.200.000

Tabla 24 – Valoración monetaria de los beneficios del proyecto

1.2. Costos

Concepto	Cantidad	Unidad	Precio unit.	Total
Construcciones Civiles	1	Gral.	₺ 126.000.000	₺ 126.000.000
Registros R1	4	un.	₺ 560.000	₺ 2.240.000
Canalizaciones tipo1	17	m.	₺ 165.000	₺ 2.805.000
Canalizaciones tipo2	24	m.	₺ 95.600	₺ 2.294.400
Tuberías PEAD 35 in2	400	m.	₺ 21.500	₺ 8.600.000
Conductor Cu 500 mm2	420	m.	₺ 1.156.000	₺ 485.520.000
Conductor Cu 240 mm2	1210	m.	₺ 685.200	₺ 829.092.000
Celdas 24 kV 1000 mm	2	un.	₺ 67.850.000	₺ 135.700.000
Celdas 24 kV 800 mm	12	un.	₺ 65.400.000	₺ 784.800.000
Celda 24 kv 800mm bus rissing	1	un.	₺ 45.800.000	₺ 45.800.000
Interruptor 3AH5 800 A, 16 kA	11	un.	₺ 105.639.000	₺ 1.162.029.000
Interruptor 3AH5 2500 A, 20 kA	3	un.	₺ 126.890.000	₺ 380.670.000
Conectores y accesorios	1	Gral.	₺ 25.000.000	₺ 25.000.000
Red de tierras	1	Gral.	₺ 52.000.000	₺ 52.000.000
Seguridad y salud	1	Gral.	₺ 35.520.000	₺ 35.520.000
Mano de Obra	1	Gral.	₺ 486.520.000	₺ 486.520.000
TOTAL				₺ 4.564.590.400

Tabla 25 – Costo total del proyecto

1.3. Cálculo del VPN o VAN

Año	Total egresos	Total Ingresos	Flujo	VPN anual	Historial VPN
0	₺ 4.564.590.400	₺ 3.088.480.000	-₺ 1.476.110.400		
1		₺ 228.064.625	₺ 228.064.625	₺ 209.233.601	₺ 209.233.601
2		₺ 235.808.026	₺ 235.808.026	₺ 198.474.897	₺ 407.708.498
3		₺ 243.551.426	₺ 243.551.426	₺ 188.066.388	₺ 595.774.886
4		₺ 251.294.827	₺ 251.294.827	₺ 178.023.591	₺ 773.798.477
5		₺ 259.038.228	₺ 259.038.228	₺ 168.357.074	₺ 942.155.551
6		₺ 266.781.628	₺ 266.781.628	₺ 159.073.168	₺ 1.101.228.720
7		₺ 274.525.029	₺ 274.525.029	₺ 150.174.592	₺ 1.251.403.311
8		₺ 282.268.429	₺ 282.268.429	₺ 141.661.007	₺ 1.393.064.318
9		₺ 290.011.830	₺ 290.011.830	₺ 133.529.503	₺ 1.526.593.821
10		₺ 297.755.231	₺ 297.755.231	₺ 125.775.027	₺ 1.652.368.848
11		₺ 305.498.631	₺ 305.498.631	₺ 118.390.755	₺ 1.770.759.603
12		₺ 313.242.032	₺ 313.242.032	₺ 111.368.420	₺ 1.882.128.023
13		₺ 320.985.433	₺ 320.985.433	₺ 104.698.594	₺ 1.986.826.617
14		₺ 328.728.833	₺ 328.728.833	₺ 98.370.941	₺ 2.085.197.558

15		G 336.472.234	G 336.472.234	G 92.374.428	G 2.177.571.986
----	--	---------------	---------------	--------------	-----------------

Tabla 26 – Cálculo del VPN o VAN a 15 y 10 años (Gs)

Para calcular el VPN, simplemente se resta el VPN acumulado de la inversión inicial, entonces para 10 años se tiene:

$$\begin{aligned} VPN_{10 \text{ años}} &= VPN \text{ acumulado a 10 años} - Inversión \text{ inicial} \\ &= 176.258.448 \text{ Gs} \end{aligned}$$

Para un periodo de 15 años se obtiene:

$$\begin{aligned} VPN_{15 \text{ años}} &= VPN \text{ acumulado a 15 años} - Inversión \text{ inicial} \\ &= 701.461.586 \text{ Gs} \end{aligned}$$

En ambos casos el VPN es mayor a cero.

1.3.1. Cálculo de la TIR

Para el cálculo de la TIR se utilizó las funciones de hojas de cálculo Excel, el cual lo calcula a partir del flujo de caja incluyendo la inversión inicial como un valor negativo, obteniéndose los siguientes:

TIR a 10 años	12%
TIR a 15 años	16%

Tabla 27 – Cálculo de la TIR a 10 y 15 años

1.3.2. Recuperación de la inversión

Se obtuvo el periodo de recuperación de la inversión teniendo en cuenta la Tabla 26, se restó por cada año el VPN acumulado de la inversión inicial, se observa que esta diferencia se vuelve positiva en el año 9.

Anexo 2: Ingeniería de diseño

2.1. Datos de fuera de servicio

<i>Fechas</i>	<i>Fallas</i>	<i>Tiempo de Recuperación</i>	<i>Unidad 2</i>	<i>Equipos</i>	<i>Equipo</i>
4/30/2004	recierre	0,266666667	horas	Int.	CDO-1
12/11/2004	recierre	0,216666667	horas	Int.	CDO-1
12/11/2004	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
10/25/2005	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
10/28/2005	recierre	0,116666667	horas	Int.	CD01
10/28/2005	recierre	0,016666667	horas	Int.	CD01
11/1/2005	recierre	0,666666667	horas	Int.	CD01
11/19/2005	abierto	0,25	horas	Int.	CD02
11/4/2005	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
11/4/2005	cir. Abierto	0,333333333	horas	Int.	CD01
11/18/2005	recierre	0,466666667	horas	Int.	CD01
12/4/2005	abierto	0,333333333	horas	Int.	CD02
12/4/2005	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CD02
11/21/2005	recierre	0,216666667	horas	Int.	CD01
12/5/2005	recierre	1,916666667	horas	Int.	CD04
11/24/2005	recierre	0,216666667	horas	Int.	CD01
12/1/2005	recierre	0,5	horas	Int.	CD01
12/5/2005	recierre	1,816666667	horas	Int.	CD01
12/16/2005	recierre	0,633333333	horas	Int.	CD04
12/6/2005	recierre	0,166666667	horas	Int.	CD01
12/6/2005	recierre	0,2	horas	Int.	CD01
12/7/2005	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
12/16/2005	recierre	0,383333333	horas	Int.	CD01
12/21/2005	recierre	0,05	horas	Int.	CD02
12/17/2005	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01
12/23/2005	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD04
12/23/2005	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD04
12/19/2005	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
12/19/2005	recierre	0,8	horas	Int.	CD01
1/10/2006	recierre	0,3	horas	Int.	CD04
12/22/2005	recierre	0,383333333	horas	Int.	CD01
1/2/2006	recierre	0,15	horas	Int.	CD01
1/6/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
1/12/2006	recierre	0,1	horas	Int.	CD01

1/12/2006	recierre	0,2	horas	Int.	CD01
1/12/2006	recierre	0,5	horas	Int.	CD01
1/23/2006	explosion	4,4	horas	LINEA 23KV	
1/12/2006	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
1/12/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01
1/24/2006	cir. Abierto	1,916666667	horas	89 LINEA Y 89 BARRA	
1/24/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD04
1/19/2006	recierre	0,05	horas	Int.	CD01
2/5/2006	recierre	1,233333333	horas	Int.	CD04
1/23/2006	recierre	0,566666667	horas	Int.	CD01
1/24/2006	cir. Abierto	1,983333333	horas	Int.	CD01
1/24/2006	recierre	0,05	horas	Int.	CD01
2/5/2006	recierre	0,7	horas	Int.	CD01
2/23/2006	recierre	0,016666667	horas	Int.	CD02
2/23/2006	recierre	0,45	horas	Int.	CD02
2/23/2006	recierre	0,216666667	horas	Int.	CD04
3/3/2006	recierre	0,133333333	horas	Int.	CD02
2/5/2006	recierre	0,966666667	horas	Int.	CD01
2/6/2006	recierre	0,05	horas	Int.	CD01
3/9/2006	recierre	0,566666667	horas	Int.	CD04
2/6/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01
3/9/2006	recierre	0,016666667	horas	Int.	CD02
3/3/2006	recierre	0,616666667	horas	Int.	CD01
3/9/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01 Y CD04
3/9/2006	recierre	0,65	horas	Int.	CD01
3/30/2006	recierre	0,566666667	horas	Int.	CD02
3/9/2006	recierre	0,55	horas	Int.	CD01
4/14/2006	recierre	1,266666667	horas	Int.	CD04
4/14/2006	recierre	0,45	horas	Int.	CD04
3/10/2006	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
3/22/2006	recierre	0,133333333	horas	Int.	CD01
4/3/2006	recierre	0,1	horas	Int.	CD01
4/14/2006	recierre	3,583333333	horas	Int.	CD01
4/14/2006	abierto	0,05	horas	Int.	CD01
4/14/2006	abierto	0,033333333	horas	Int.	CD01
4/14/2006	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CD01
4/14/2006	cir. Abierto	0,166666667	horas	Int.	CD01
4/15/2006	cir. Abierto	0,95	horas	Int.	CD01
4/25/2006	recierre	0,366666667	horas	Int.	CD04
6/1/2006	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CD04
4/15/2006	recierre	0,1	horas	Int.	CD01
6/8/2006	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CD04
4/21/2006	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01

4/25/2006	recierre	0,416666667	horas	Int.	CD01
6/8/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
6/14/2006	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CD01
6/14/2006	recierre	0,15	horas	Int.	CD01
6/20/2006	recierre	0,05	horas	Int.	CD01
6/25/2006	recierre	1,033333333	horas	Int.	CD01
6/25/2006	recierre	0,916666667	horas	Int.	CD01
7/11/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD04
7/11/2006	cir. Abierto	0,5	horas	Int.	CD04
6/26/2006	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CD01
6/30/2006	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
7/4/2006	recierre	0,05	horas	Int.	CD01
7/11/2006	recierre	0,966666667	horas	Int.	CD01
7/12/2006	recierre	0,183333333	horas	Int.	CD01
7/23/2006	recierre	0,466666667	horas	Int.	CD01
7/23/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
7/25/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
8/16/2006	recierre	0,183333333	horas	Int.	CD01
9/8/2006	recierre	0,3	horas	Int.	CD04
8/16/2006	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
8/22/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01
9/17/2006	mantenimiento	2,833333333	horas	LINEA KM 227	
9/20/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD04
9/20/2006	recierre	1,033333333	horas	Int.	CD04
8/25/2006	recierre	0,383333333	horas	Int.	CD01
9/8/2006	recierre	1,1	horas	Int.	CD01
9/14/2006	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CD01
10/3/2006	recierre	0,3	horas	CAMBIO DE SECCIONADOR	
9/28/2006	recierre	1,266666667	horas	Int.	CD01
9/30/2006	recierre	0,583333333	horas	Int.	CD01
10/1/2006	recierre	2,8	horas	Int.	CD01
10/3/2006	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
10/6/2006	recierre	0,75	horas	Int.	CD04
10/5/2006	recierre cruceta inclinada	2,416666667	horas	Int.	CD01 Y CD02 Y CD04
10/10/2006	recierre	1,2	horas	Int.	CD04
10/5/2006	recierre	1,416666667	horas	Int.	CD01
10/25/2006	cir. Abierto	0,25	horas	Int.	CD02
10/25/2006	cir. Abierto	0,15	horas	Int.	CD02
10/5/2006	recierre	0,216666667	horas	Int.	CD01
10/10/2006	recierre	0,266666667	horas	Int.	CD01

10/24/2006	recierre	0,183333333	horas	Int.	CD01
10/28/2006	recierre	0,833333333	horas	Int.	CD01
10/28/2006	recierre	1,083333333	horas	Int.	CD01
10/28/2006	recierre	1,216666667	horas	Int.	CD01
11/6/2006	recierre	1,383333333	horas	Int.	CD01
11/9/2006	cir. Abierto	0,6	horas	Int.	CD01
11/18/2006	recierre	1,366666667	horas	Int.	CD04
11/19/2006	recierre	0,8	horas	Int.	CD04
11/13/2006	recierre	0,033333333	horas	Int.	CD01
11/14/2006	recierre	0,783333333	horas	Int.	CD01
12/20/2006	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CD02
11/17/2006	recierre	0,1	horas	Int.	CD01
11/22/2006	recierre cruceta rota	0,033333333	horas	Int.	CD01
12/20/2006	recierre	0,2	horas	Int.	CD01
12/22/2006	recierre	0,333333333	horas	Int.	CD01
12/23/2006	recierre	0,7	horas	Int.	CD01
12/23/2006	recierre	0,233333333	horas	Int.	CD01
1/11/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
1/15/2007	recierre	0,083333333	horas	Int.	CD01
1/18/2007	recierre	0,1	horas	Int.	CD01
1/19/2007	recierre	0,433333333	horas	Int.	CD04
1/18/2007	recierre	0,2	horas	Int.	CD01
1/19/2007	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
1/19/2007	recierre	0,066666667	horas	Int.	CD01
2/4/2007	recierre	1,4	horas	Int.	CD02
1/19/2007	recierre	0,166666667	horas	Int.	CD01
2/4/2007	recierre	0,25	horas	Int.	CD02
2/6/2007	cir. Abierto	0,266666667	horas	Int.	CD04
1/24/2007	recierre	0,233333333	horas	Int.	CD01
1/25/2007	recierre	0,233333333	horas	Int.	CD01
1/27/2007	cir. Abierto	0,983333333	horas	Int.	CD01
2/20/2007	recierre	0,616666667	horas	Int.	CD04
2/4/2007	recierre	1,833333333	horas	Int.	CD01
2/23/2007	mantenimiento	5	horas	Int.	52-BC-123KV
2/25/2007	recierre	0	horas	Int.	CDO-1
2/6/2007	recierre	0,133333333	horas	Int.	CD01
2/6/2007	recierre	0,166666667	horas	Int.	CD01
2/17/2007	recierre	2	horas	Int.	CD01
2/20/2007	recierre	0,133333333	horas	Int.	CD01

2/27/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
3/5/2007	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-1
3/5/2007	recierre	0,283333333	horas	Int.	CDO-1
3/12/2007	recierre	0,7	horas	Int.	CDO-2
3/6/2007	cir. Abierto	0,183333333	horas	Int.	CDO-1
3/15/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
3/15/2007	recierre	0,75	horas	Int.	CDO-2
3/15/2007	recierre	0,566666667	horas	Int.	CDO-4
3/27/2007	cir. Abierto	0,25	horas	Int.	CDO-4
3/7/2007	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-1
3/8/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
3/8/2007	recierre	0,55	horas	Int.	CDO-1
3/12/2007	cir. Abierto	0,7	horas	Int.	CDO-1
4/22/2007	mantenimiento	1,183333333	horas	Int.	CDO-4
3/15/2007	recierre	0,75	horas	Int.	CDO-1
3/27/2007	cir. Abierto	0,916666667	horas	Int.	CDO-1
5/7/2007	recierre	0,716666667	horas	Int.	CDO-2
5/7/2007	cir. Abierto	0,1	horas	Int.	CDO-2
5/7/2007	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-2
3/30/2007	cir. Abierto	0,333333333	horas	Int.	CDO-1
4/22/2007	mantenimiento	0,483333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
4/24/2007	recierre	0,2	horas	Int.	CDO-1
5/22/2007	cir. Abierto	1,016666667	horas	Int.	CDO-2
5/22/2007	cir. Abierto	0,1	horas	Int.	CDO-4
5/30/2007	recierre	1,45	horas	Int.	CDO-4
4/26/2007	recierre	1,5	horas	Int.	CDO-1
6/24/2007	recierre	1,833333333	horas	Int.	CDO-4
6/24/2007	sin tensión	0,066666667	horas		ES-CDO
5/15/2007	cir. Abierto	0,116666667	horas	Int.	CDO-1
5/21/2007	abierto. Seccionador	5,283333333	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
7/8/2007	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-2
7/24/2007	recierre	0,633333333	horas	Int.	CDO-4
7/24/2007	recierre	0,416666667	horas	Int.	CDO-4
7/25/2007	cir. Abierto	0,816666667	horas	Int.	CDO-4
7/26/2007	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-7
7/28/2007	recierre	0			CDO-4
8/29/2007	recierre	0			CDO-4
5/21/2007	aislador roto	2,383333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
9/21/2007	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
9/22/2007	recierre	0,666666667	horas	Int.	CDO-4
9/27/2007	cir. Abierto	0,383333333	horas	Int.	CDO-4
6/20/2007	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-1
6/27/2007	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-1

7/8/2007	recierre	1,183333333	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
9/20/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
9/28/2007	recierre	0,916666667	horas	Int.	CDO-1
10/6/2007	recierre	0,766666667	horas	Int.	CDO-1
10/6/2007	recierre	0,566666667	horas	Int.	CDO-1
10/6/2007	recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-1
10/6/2007	recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-1
10/11/2007	mantenimiento	3,05	horas	Int.	banco de capacitor
10/6/2007	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-1
10/8/2007	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-1
10/11/2007	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
10/15/2007	recierre	4,816666667	horas	Int.	CDO-2 y CDO-4
10/16/2007	recierre	0,983333333	horas	Int.	CDO-2
10/21/2007	recierre	1,433333333	horas	Int.	CDO-2
10/21/2007	recierre	2,85	horas	Int.	CDO-4
10/11/2007	recierre	0,716666667	horas	Int.	CDO-1
10/12/2007	recierre	0,2	horas	Int.	CDO-1
10/12/2007	recierre	0,433333333	horas	Int.	CDO-1
10/27/2007	recierre	0	horas	Int.	CDO-2
10/12/2007	recierre	0,85	horas	Int.	CDO-1
10/21/2007	recierre	3,733333333	horas	Int.	CDO-1
10/22/2007	cir. Abierto	0,216666667	horas	Int.	CDO-1
11/1/2007	recierre	0,3	horas	Int.	CDO-2
10/24/2007	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-1
11/1/2007	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
10/29/2007	recierre	7,416666667	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
11/5/2007	recierre	0,8	horas	Int.	CDO-2
10/30/2007	recierre	2,3	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
10/30/2007	descargadores averiados	1,7	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
11/9/2007	recierre	1,416666667	horas	Int.	CDO-2
11/9/2007	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-4
11/1/2007	recierre	1,416666667	horas	Int.	CDO-1
11/9/2007	recierre	0,7	horas	Int.	CDO-4
11/16/2007	sin tensión	0,183333333	horas	Int.	LT-2
11/2/2007	recierre	0,516666667	horas	Int.	CDO-1
11/6/2007	cir. Abierto	0,216666667	horas	Int.	CDO-1
11/18/2007	recierre	0,566666667	horas	Int.	CDO-2
11/9/2007	recierre	1,483333333	horas	Int.	CDO-1

11/9/2007	recierre	0,966666667	horas	Int.	CDO-1
11/18/2007	mantenimiento	1,633333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
11/19/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
11/19/2007	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CDO-4
11/19/2007	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
11/18/2007	recierre	3,083333333	horas	Int.	CDO-1
11/18/2007	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-1
12/11/2007	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
11/19/2007	recierre	1,033333333	horas	Int.	CDO-1
12/22/2007	recierre	0		Int.	CDO-2
12/22/2007	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
12/23/2007	sin tensión	0,766666667	horas		ES-CDO
11/19/2007	recierre	1,266666667	horas	Int.	CDO-1
11/24/2007	recierre	1,05	horas	Int.	CDO-1
12/4/2007	aislador roto	1,85	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
12/26/2007	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-2
12/29/2007	recierre	0,716666667	horas	Int.	CDO-4
12/30/2007	cir. Abierto	0,333333333	horas	Int.	CDO-2
1/11/2008	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
12/19/2007	cir. Abierto	1,15	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
1/11/2008	recierre	0,883333333	horas	Int.	CDO-4
12/23/2007	cir. Abierto	0,916666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
1/16/2008	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
12/24/2007	aislador roto	2,8	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
1/31/2007	mantenimiento	0,216666667	horas	Int.	CDO-2
2/19/2008	mantenimiento	3,333333333	horas		TR-55 AA/23KV
2/26/2008	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-2
12/26/2007	recierre	0,3	horas	Int.	CDO-1
3/2/2008	recierre	0		Int.	CDO-1
3/7/2008	línea y barra	0			seccionadores
1/11/2008	recierre	0,25	horas	Int.	CDO-1
3/15/2008	recierre	1	horas	Int.	CDO-4
3/28/2008	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
3/28/2008	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
4/2/2008	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
1/31/2008	mantenimiento	1,333333333	horas	Int.	CDO-1
4/14/2008	mantenimiento	0,633333333	horas	Int.	CDO-4
4/15/2008	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-4

4/21/2008	abierto línea y barra	0,216666667	horas	Int.	CDO-4
2/2/2008	recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-1
4/29/2008	recierre cruceta rota	0,966666667	horas	Int.	CDO-4
5/14/2008	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
5/14/2008	mantenimiento	0			banco de batería
5/22/2008	recierre	0			línea y barra
2/2/2008	recierre	4,833333333	horas	Int.	CDO-1
6/29/2008	cambio de transformador	10,733333333	horas		
3/2/2008	mantenimiento	2,366666667	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
3/9/2008	mantenimiento	1,85	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
4/12/2008	recierre	0,85	horas	Int.	CDO-1
7/22/2008	recierre	0		Int.	CDO-1
4/28/2008	cir. Abierto	0,45	horas	Int.	CDO-1
8/2/2008	recierre cruceta rota	0		Int.	CDO-4
8/8/2008	cir. Abierto	0,433333333	horas	Int.	CDO-2
8/8/2008	cir. Abierto	0,1	horas	Int.	CDO-4
5/31/2008	cir. Abierto	0,466666667	horas	Int.	CDO-1
7/8/2008	recierre	1	horas	Int.	CDO-1
8/28/2008	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
7/14/2008	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
7/20/2008	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CDO-1
9/11/2008	cir. Abierto	0,066666667	horas		52 BC-1
7/25/2008	cir. Abierto	0,383333333	horas	Int.	CDO-1
8/15/2008	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-1
9/17/2008	recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-4
8/15/2008	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-1
8/31/2008	recierre	0,783333333	horas	Int.	CDO-1
10/2/2008	cir. Abierto	0,666666667	horas	Int.	CDO-4
9/11/2008	cir. Abierto	0,366666667	horas	Int.	CDO-1
9/11/2008	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-1
9/15/2008	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-1
10/9/2008	cir. Abierto	1,866666667	horas	Int.	CDO-2
10/9/2008	cir. Abierto	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
9/30/2008	recierre motor averiado	2,75	horas	Int.	CDO-1
10/1/2008	mantenimiento	0,166666667	horas	Int.	CDO-1
10/3/2008	recierre	0,75	horas	Int.	CDO-1
10/4/2008	recierre puente suelto	0,766666667	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
10/14/2008	recierre	0		Int.	CDO-2
10/24/2008	cir. Abierto	2,333333333	horas	Int.	CDO-2
10/28/2008	recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-4
10/30/2008	aislador roto	0			
10/5/2008	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-1

10/10/2008	recierre conductor roto	4,033333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
10/11/2008	recierre	0,5	horas	Int.	CDO-1
10/11/2008	recierre	0,816666667	horas	Int.	CDO-1
10/13/2008	cambio de transformador	1,616666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
11/2/2008	recierre	4,883333333	horas	Int.	CDO-1
11/2/2008	cir. Abierto	2,25	horas	Int.	CDO-1
12/24/2008	recierre	0,05	horas		52-71 TR-1-220KV
11/9/2008	recierre pruebas de tele.	0,933333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
1/13/2009	recierre	0,8	horas	Int.	CDO-2
1/15/2009	recierre	0,75	horas	Int.	CDO-2
11/11/2008	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-1
12/7/2008	mantenimiento	1,916666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
12/9/2008	recierre aislador roto	5,1	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
2/3/2009	recierre	2,1	horas	Int.	CDO-4
12/23/2008	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-1
2/3/2009	cir. Abierto	0,383333333	horas	Int.	CDO-2
2/3/2009	recierre	1,183333333	horas	Int.	CDO-2
2/4/2009	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-2
2/4/2009	recierre	0,4	horas	Int.	CDO-2
2/5/2009	sustitución de línea	6,2	horas	Int.	CDO-2 23KV
2/13/2009	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
2/15/2009	recierre	1	horas	Int.	CDO-2
2/15/2009	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-2
2/21/2009	recierre	0		Int.	CDO-1
2/22/2009	mantenimiento	1,25	horas	Int.	CDO-4
1/13/2009	recierre	0,6	horas	Int.	CDO-1
2/1/2009	mantenimiento	0,1	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
3/20/2009	recierre	4,033333333	horas	Int.	CDO-2
4/7/2009	mantenimiento	3,583333333	horas		
2/3/2009	recierre	1,85	horas	Int.	CDO-1
4/23/2009	recierre	1,316666667	horas	Int.	CDO-4
3/12/2009	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-1
3/17/2009	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
4/10/2009	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CDO-1
5/14/2009	recierre	3,366666667	horas	Int.	CDO-1
5/14/2009	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
5/21/2009	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-2
5/14/2009	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-1
5/26/2009	rociero	0,116666667	horas	Int.	CDO-4
5/17/2009	mantenimiento	3,666666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
6/7/2009	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	CDO-4

5/24/2009	cir. Abierto	0,266666667	horas	Int.	CDO-1
6/14/2009	recierre	0		Int.	CDO-1
6/23/2009	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-2
6/23/2009	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-2
7/3/2009	recierre por alarma	0			relé neutro 23KV
7/4/2009	cir. Abierto	0,366666667	horas	Int.	CDO-2
7/4/2009	cir. Abierto	0,15	horas	Int.	CDO-2
7/4/2009	cir. Abierto	0,45	horas	Int.	CDO-2
7/6/2009	poste roto	2,35		Int.	CDO-2
7/6/2009	aislador roto	0			
5/26/2009	recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-1
6/9/2009	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-1
8/1/2009	recierre puente suelto	0,883333333	horas	Int.	CDO-2 y CDO-4
8/8/2009	mantenimiento	7	horas		
8/15/2009	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-4
8/17/2009	cir. Abierto	0,266666667	horas	Int.	CDO-2 y CDO-4
8/17/2009	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
8/20/2009	recierre	0			CDO-2
9/8/2009	relé neutro 23KV	0			
9/8/2009	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-4
9/9/2009	recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-4
9/13/2009	cir. Abierto	1,766666667	horas	Int.	CDO-4
9/13/2009	cir. Abierto	1,75	horas		89- CDO-4
9/16/2009	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
7/21/2009	recierre	0,716666667	horas	Int.	CDO-1
7/21/2009	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-1
9/16/2009	recierre	0,533333333	horas	Int.	CDO-1
10/6/2009	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-4
10/6/2009	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-4
10/12/2009	recierre	0		Int.	CDO-1 y CDO-2
10/13/2009	recierre	0		Int.	CDO-2
10/6/2009	recierre	0,35	horas	Int.	CDO-1
10/6/2009	recierre	1,333333333	horas	Int.	CDO-1
10/14/2009	recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-2
10/14/2009	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-2
10/14/2009	recierre	0,816666667	horas	Int.	CDO-1
10/15/2009	cir. Abierto	0,233333333	horas	Int.	CDO-2
10/20/2009	cir. Abierto	0,166666667	horas	Int.	CDO-4
10/14/2009	recierre	0,35	horas	Int.	CDO-1
10/24/2009	recierre	0,55	horas	Int.	CDO-2

10/15/2009	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-1
10/24/2009	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
10/24/2009	recierre	0,616666667	horas	Int.	CDO-2
10/20/2009	recierre	2,383333333	horas	Int.	CDO-1
10/25/2009	cir. Abierto	0,15	horas	Int.	CDO-2
10/26/2009	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-2
10/24/2009	recierre	0,6	horas	Int.	CDO-1
10/28/2009	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
10/28/2009	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-4
10/28/2009	recierre	0,266666667	horas	Int.	CDO-1
11/3/2009	recierre	0,35	horas	Int.	CDO-4
11/5/2009	recierre	0,3	horas	Int.	CDO-2
11/5/2009	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-2
11/12/2009	recierre	0		Int.	CDO-1
11/16/2009	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-4
11/2/2009	recierre	0,55	horas	Int.	CDO-1
11/11/2009	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
11/19/2009	cir. Abierto	0,166666667	horas	Int.	CDO-1
11/20/2009	recierre	1,133333333	horas	Int.	CDO-2
11/20/2009	recierre	0,45	horas	Int.	CDO-4
11/23/2009	recierre	0,966666667	horas	Int.	CDO-2
11/24/2009	recierre	0		Int.	CDO-2
11/25/2009	recierre	0,716666667	horas	Int.	CDO-2
11/25/2009	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-4
11/20/2009	cir. Abierto	0,7	horas	Int.	CDO-1
12/11/2009	recierre	1,533333333	horas	Int.	CDO-4
12/6/2009	acometida LT-220KV	5,116666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
12/21/2009	recierre	2,183333333	horas	Int.	CDO-1
12/17/2009	mantenimiento	2,25	horas		52-BC-1 23KV
18/12/2009	recierre	0,45	horas	Int.	CDO-2
1/6/2010	recierre cruceta rota	0,7	horas	Int.	CDO-1
12/22/2009	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-2
12/22/2009	recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-2
12/30/2009	recierre puente suelto	2,966666667	horas	Int.	CDO-4
2/5/2010	cir. Abierto	0,983333333	horas	Int.	CDO-1

6/1/2010	recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-2
2/16/2010	recierre	1,6	horas	Int.	CDO-1
1/6/2010	recierre	0,766666667	horas	Int.	CDO-4
1/13/2010	recierre	2,783333333	horas	Int.	CDO-2
1/13/2010	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-2
1/13/2010	cir. Abierto	0,366666667	horas		52-BC-1
1/15/2010	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-2
1/15/2010	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-2
1/18/2010	recierre	0,2	horas	Int.	CDO-2
2/4/2010	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-2
2/4/2010	cir. Abierto	1,2	horas	Int.	CDO-2
2/23/2010	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
2/5/2010	cir. Abierto	0,316666667	horas	Int.	CDO-2
2/8/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-2
2/8/2010	recierre	0,4	horas	Int.	CDO-4
2/8/2010	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-2
2/8/2010	cir. Abierto	4,15	horas		52-BC-1
2/11/2010	recierre línea y barra	0		seccionador	11,12,13
2/24/2010	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
2/17/2010	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CDO-2
2/20/2010	recierre	1,1	horas	Int.	CDO-4
2/23/2010	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-2
2/25/2010	recierre	0,45	horas	Int.	CDO-1
3/13/2010	cir. Abierto	0,4	horas	Int.	CDO-1
3/13/2010	recierre	0,85	horas	Int.	CDO-1
3/1/2010	recierre	0		Int.	CDO-2
3/14/2010	recierre	1,85	horas	Int.	CDO-1
3/23/2010	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-1
3/14/2010	recierre	1,183333333	horas	Int.	CDO-2
3/14/2010	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-2
3/14/2010	recierre	1,333333333	horas	Int.	CDO-2
3/14/2010	cir. Abierto	2,316666667	horas	Int.	CDO-3 y CDO-4
3/23/2010	recierre	0,25	horas	Int.	CDO-1
3/14/2010	recierre seccionadores	0		Int.	CDO-3 23KV
3/15/2010	cir. Abierto	0,7	horas		89-línea y barra
3/15/2010	cir. Abierto	0,716666667	horas	Int.	52-CDO-3
4/24/2010	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
6/9/2010	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CDO-1
3/27/2010	abierto línea y barra	0,283333333	horas	seccionador	52-CDO-1
4/8/2010	cir. Abierto	0,2	horas	Int.	CDO-2
4/8/2010	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CDO-3
4/13/2010	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
4/14/2010	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-2

4/22/2010	rehierre	0,3	horas	Int.	CDO-4
4/23/2010	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-4
6/12/2010	cir. Abierto	2,65	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4
5/14/2010	mantenimiento	2,033333333	horas	Int.	CDO-2,-3,-4
5/14/2010	cir. Abierto	1,2	horas	Int.	CDO-4
5/17/2010	cir. Abierto	0,166666667	horas	Int.	CDO-4
6/13/2010	cir. Abierto	2,55	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4
7/13/2010	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-1
6/12/2010	cir. Abierto	2,25	horas	seccionador	89-11
6/12/2010	cir. Abierto	2,6	horas	seccionador	52-72 y 52-71
7/14/2010	cir. Abierto	1,483333333	horas	Int.	CDO-1
6/15/2010	transformador reseco	0			
7/6/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
7/12/2010	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-3
7/21/2010	recierre	1,066666667	horas	Int.	CDO-1
8/17/2010	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
9/10/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
7/21/2010	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-4
7/26/2010	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
7/26/2010	cir. Abierto	0,2	horas	Int.	CDO-4
7/26/2010	cir. Abierto	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
8/3/2010	cir. Abierto	4,916666667	horas	Int.	CDO-3
8/3/2010	abierto seccionadores de tierra	3,683333333	horas	Int.	CDO-3
8/4/2010	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	CDO-3
8/4/2010	cir. Abierto	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
8/4/2010	mantenimiento	5,933333333	horas		52-BC-1 y BC-1
8/5/2010	mantenimiento	1,833333333	horas	Int.	
8/11/2010	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
8/11/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-4
8/11/2010	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-4
8/15/2010	mantenimiento	5,5	horas	Int.	52-CDO-4 y 89
8/16/2010	mantenimiento	5,166666667	horas	Int.	52-CDO-4 y 89
9/10/2010	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
8/23/2010	aislador roto	0			
9/21/2010	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-1
9/22/2010	trabajo programado	4,35	horas	Int.	CDO-1,-2,-4
9/12/2010	mantenimiento	9	horas		52-CDO-1
9/13/2010	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-4
9/13/2010	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
9/13/2010	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CDO-4
9/21/2010	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
9/21/2010	recierre	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
9/21/2010	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-2

9/21/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-2
9/23/2010	recierre	0,016666667	horas	Int.	CDO-1
10/7/2010	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-1
10/10/2010	mantenimiento	9,1	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
9/29/2010	cir. Abierto	0,15	horas	Int.	CDO-4
10/6/2010	recierre	0,466666667	horas	Int.	CDO-4
10/7/2010	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-2
10/7/2010	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-2
10/7/2010	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-2
11/9/2010	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-1
10/8/2010	cir. Abierto	1,083333333	horas	Int.	CDO-3
11/28/2010	recierre	5,683333333	horas	Int.	CDO-1
10/12/2010	recierre	0,15	horas	Int.	CDO-4
10/12/2010	alarma	0			
10/13/2010	cir. Abierto	0,083333333	horas	Int.	CDO-2
12/10/2010	recierre	0,9	horas	Int.	CDO-1
11/9/2010	recierre	0,566666667	horas	Int.	CDO-4
11/13/2010	cir. Abierto	2,05	horas		89-CDO-1 y CDO-2
12/13/2010	recierre	6,15	horas	Int.	CDO-1
12/3/2010	recierre	0,4	horas	Int.	CDO-3
1/7/2011	recierre	4,116666667	horas	Int.	CDO-1
12/10/2010	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
1/20/2011	cir. Abierto	0,383333333	horas	Int.	CDO-1
12/20/2010	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	CDO-3
12/20/2010	recierre	1,4	horas	Int.	CDO-3
12/21/2010	cir. Abierto	0,633333333	horas	Int.	CDO-3
12/22/2010	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
12/31/2010	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	CDO-3
1/27/2011	cir. Abierto	1,016666667	horas	Int.	CDO-1
1/10/2011	cir. Abierto	0,05	horas	Int.	CDO-4
1/30/2011	liberar barra 23KV	5,45	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4 Y 52-71
1/23/2011	cir. Abierto	5	horas		52-CDO-1
1/25/2011	cir. Abierto	3,25	horas	Int.	CDO-2
1/27/2011	recierre	1,25	horas	Int.	CDO-3
2/2/2011	cir. Abierto	3,516666667	horas	Int.	CDO-1
1/27/2011	recierre	1,2	horas	Int.	CDO-4
1/27/2011	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-3
1/27/2011	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
2/3/2011	cir. Abierto	3,483333333	horas	Int.	CDO-1

2/4/2011	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
2/10/2011	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-1
3/15/2011	cir. Abierto	2,516666667	horas	Int.	CDO-1
2/6/2011	cir. Abierto	3,783333333	horas	Int.	CDO-2
2/9/2011	recierre	1,95	horas	Int.	CDO-3
2/9/2011	recierre	1,25	horas	Int.	CDO-3
3/17/2011	cir. Abierto	2,266666667	horas	Int.	CDO-1
2/13/2011	cir. Abierto	2,15	horas	Int.	CDO-4
2/13/2011	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	89-CDO-4
2/23/2011	cir. Abierto	0,016666667	horas	Int.	CDO-4
2/25/2011	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-2
3/17/2011	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-1
3/28/2011	recierre	1,166666667	horas	Int.	CDO-1
3/29/2011	sin tensión	0,8	horas	Int.	CDO-1
3/23/2011	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-4
3/23/2011	cir. Abierto	0,433333333	horas	Int.	CDO-4
3/23/2011	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CDO-4
4/29/2011	recierre	0,9	horas	Int.	CDO-1
7/1/2011	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-1
3/29/2011	cir. Abierto	0,616666667	horas		52-BC-1
4/1/2011	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-3
4/1/2011	cir. Abierto	0,133333333	horas	Int.	CDO-3
4/12/2011	recierre	0,55	horas		52-CDO-2
4/23/2011	recierre	4	horas	Int.	CDO-4
4/23/2011	recierre	0,616666667	horas	Int.	CDO-4
7/12/2011	cir. Abierto	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
5/18/2011	recierre	0,1	horas	Int.	52-CDO-2
8/9/2011	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-1
8/9/2011	recierre	0,6	horas	Int.	CDO-1
8/23/2011	Recierre	0,766666667	horas	Int.	CDO-1
8/26/2011	cir. Abierto	0,1	horas	Int.	CDO-1
8/18/2011	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-3
8/18/2011	recierre	1,183333333	horas	Int.	CDO-3
8/18/2011	recierre	0,05	horas	Int.	CDO-3
8/18/2011	Recierre	0,216666667	horas	Int.	CDO-3
8/23/2011	perdida de aceite	0			TR-1 220KV
10/12/2011	1 Recierre	1,433333333	horas	Int.	CDO-1
8/24/2011	Recierre	0,616666667	horas	Int.	CDO-4
10/21/2011	1 Recierre	2,816666667	horas	Int.	CDO-1
9/14/2011	Recierre	0,65	horas		ES-CDO
9/20/2011	recierre	0,533333333	horas		52-CDO-4
9/23/2011	Recierre	1,133333333	horas	Int.	CDO-3
10/1/2011	Recierre	0,15	horas	Int.	52-CDO-4

11/6/2011	cir. Abierto	5,55	horas	Int.	CDO-1,-2,-3
11/27/2011	trabajo barra 23KV	2,033333333	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4
10/24/2011	Recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-4
11/6/2011	cir. Abierto	5,483333333	horas		52-71 ES-CDO
11/6/2011	cir. Abierto	5,466666667	horas		52-72
12/2/2011	Recierre	1,066666667	horas	Int.	CDO-1
11/6/2011	cir. Abierto	0,483333333	horas	Int.	CDO-2
11/17/2011	recierre	0,233333333	horas		ES-CDO
1/13/2012	Recierre	0,666666667	horas	Int.	CDO-1
11/30/2011	Recierre	0,2	horas	Int.	CDO-2
1/24/2012	cir. Abierto	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
12/5/2011	recierre aislador roto	0			
12/6/2011	cir. Abierto	2,2	horas	Int.	CDO-4
1/5/2012	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
1/5/2012	Recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
1/5/2012	Recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-4
2/21/2012	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	52-CDO-1
1/21/2012	Recierre	1,05	horas		52-CDO-1
2/21/2012	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
1/24/2012	cir. Abierto	3,3	horas		CDO-3
1/27/2012	cir. Abierto	0,25	horas	Int.	52-CDO-3
2/15/2012	recierre	0,266666667	horas	Int.	52-CDO-5
2/16/2012	recierre	0,266666667	horas	Int.	ES-CDO
2/24/2012	recierre	0,566666667	horas	Int.	CD0-1
2/24/2012	recierre	1,083333333	horas	Int.	CDO-1
2/21/2012	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-4
2/21/2012	recierre	0,416666667	horas	Int.	CDO-4
2/23/2012	cir. Abierto	0,45	horas	Int.	CDO-6
3/6/2012	cir. Abierto	0,35	horas	Int.	CDO-1
3/21/2012	sin tensión	2,083333333	horas	Int.	CD0-1
3/26/2012	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-1
3/9/2012	cir. Abierto	0,816666667	horas	Int.	52-CDO-6
3/26/2012	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
3/25/2012	recierre	0,666666667	horas	Int.	CD0-6
3/25/2012	recierre	1,166666667	horas	Int.	CDO-6
3/26/2012	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-1
3/26/2012	recierre	0,6	horas	Int.	CDO-1
3/26/2012	recierre	1	horas	Int.	CDO-1
3/26/2012	recierre	0,416666667	horas		52-CDO-1
3/26/2012	recierre	1,483333333	horas	Int.	CDO-1
3/29/2012	cir. Abierto	9,05	horas	Int.	CDO-1
4/19/2012	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-1

3/28/2012	mantenimiento	9,766666667	horas	Int.	CDO-2
9/18/2012	recierre	2	horas	Int.	CDO-1
4/9/2012	cir. Abierto	0,383333333	horas		52-CDO-6
4/16/2012	recierre	0,516666667	horas		52-CDO-5
10/19/2012	recierre	0,833333333	horas	Int.	CDO-1
4/20/2012	cir. Abierto	0,05	horas		52- BC-1
4/21/2012	recierre	1,416666667	horas	Int.	CDO-5
4/22/2012	mantenimiento	0		At.	52-53-54
4/26/2012	cir. Abierto	0,1	horas		52-BC-2
5/2/2012	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-5
5/8/2012	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-5
5/14/2012	mantenimiento	1,533333333	horas		52-BC.1 y BC-2
5/14/2012	mantenimiento	1,383333333	horas	Int.	CDO-2,-3,-4
5/14/2012	mantenimiento	1,333333333	horas		52-72 Tr.1
5/15/2012	cir. Abierto	0,033333333	horas	Int.	CDO-5
5/28/2012	alarma	0		Int.	CDO-2 y CDO-1
5/28/2012	mantenimiento	10,55	horas	Int.	CDO-5
5/29/2012	mantenimiento	10,716666667	horas	Int.	CDO-5
5/29/2012	Recierre	0,15	horas	Int.	CDO-5
6/4/2012	recierre	0,316666667	horas	Int.	CDO-4
6/25/2012	alarma	0			52-CDO-5
8/3/2012	recierre	1,35	horas	Int.	52-CDO-4
8/13/2012	recierre	0,433333333	horas	Int.	CDO-5
8/13/2012	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-5
8/13/2012	cir. Abierto	0		Int.	CDO-1,-3,-4,-5
10/26/2012	recierre	1,3	horas	Int.	CDO-1
9/22/2012	cir. Abierto	3,133333333	horas		52-72 Y 52-71
9/22/2012	cir. Abierto	2,116666667	horas		59-11
9/22/2012	cir. Abierto	3,683333333	horas		CDO-1,-2,-3,-4
9/28/2012	alarma	0		Int.	CDO-5
10/3/2012	cir. Abierto	9,95	horas	Int.	CDO-4 Y CDO-5
10/9/2012	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO.52-71
10/10/2012	recierre	0,983333333	horas	Int.	CDO-3
10/15/2012	recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-5
15/10/2012	recierre	0,216666667	horas	Int.	CDO-4
10/27/2012	cir. Abierto	0,366666667	horas	Int.	52-72 CDO-1
10/16/2012	recierre	0,35	horas	Int.	CDO-5
11/18/2012	cir. Abierto	3,716666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4
10/22/2012	recierre	0,5	horas	Int.	CDO-5
10/22/2012	averiado	0		Int.	CDO-1,-2,-3,-4

10/23/2012	recierre	0,633333333	horas	Int.	CDO-4
11/29/2012	recierre	0,233333333	horas	Int.	CDO-1
27/10/2012	mantenimiento	1,333333333			52-72
10/27/2012	cir. Abierto	0,7	horas	Int.	CDO-4
12/5/2012	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-1
11/18/2012	cir. Abierto	1,533333333	horas		BC-1 BC-2
11/18/2012	cir. Abierto	1,6	horas	Int.	52-71 y 52-72
12/11/2012	cir. Abierto	1,25	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4
11/18/2012	mantenimiento	0		Int.	CDO-3,-4,-5
11/19/2012	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-4
11/29/2012	recierre	6,7	horas	Int.	CDO.-4
2/2/2013	mantenimiento	2,066666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4,-5,-6
12/4/2012	cir. Abierto	0,316666667	horas	Int.	CDO-4
12/5/2012	cir. Abierto	0,3	horas	Int.	CDO-5
2/3/2013	cir. Abierto	1,3	horas	Int.	CDO-1,-3,-4
3/14/2013	cir. Abierto	4,033333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
12/12/2012	mantenimiento	0,45	horas		52-BC-1 y 52-BC-2
12/12/2012	recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-3
12/15/2012	recierre	2,033333333	horas	Int.	CDO-5
12/21/2012	recierre	0,916666667	horas	Int.	CDO-5
24/12/2012	averiado	0		Int.	CDO-6
1/25/2013	recierre	0,8	horas	Int.	CDO-2
1/29/2013	cir. Abierto	0,65	horas	Int.	CDO-2
3/25/2013	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-1
4/2/2013	mantenimiento	2,083333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
2/4/2013	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-4
3/7/2013	recierre	2,133333333	horas		CDO 52-72 y 52-71
4/12/2013	recierre	0,583333333	horas	Int.	CDO-1 y CDO-2
3/15/2013	cir. Abierto	0,1	horas		89 Línea y CDO-1,-2
3/19/2013	mantenimiento	2,533333333	horas	Int.	CDO-5 y CDO-6
11/11/2013	recierre	2,75	horas	Int.	CDO-1
4/1/2013	recierre	0,1	horas	Int.	52-71
4/1/2013	recierre	0,283333333	horas	Int.	52 BC-1 y 52 BC-3
11/29/2013	cir. Abierto	5,766666667	horas	Int.	CDO-1,-2,-3,-4,-5,-6
12/16/2013	cir. Abierto	0,25	horas	Int.	CDO-1
4/12/2013	recierre	1,65	horas	Int.	CDO-4
4/12/2013	recierre	2,216666667	horas	Int.	CDO-5
5/3/2013	recierre	1,483333333	horas	Int.	CDO-3

5/15/2013	recierre	1,55	horas	Int.	CDO-6
5/15/2013	recierre	1,316666667	horas	Int.	CDO-6
5/20/2013	recierre	1,766666667	horas	Int.	CDO-6
6/10/2013	recierre	0,1	horas	Int.	CDO-5
6/19/2013	recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-4
6/20/2013	recierre	1,983333333	horas	Int.	CDO-5
6/21/2013	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-3
8/23/2013	cir. Abierto	0,366666667	horas	Int.	CDO-2
8/23/2013	recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-4
9/2/2013	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-2
9/2/2013	recierre	0,616666667	horas	Int.	CDO-4
9/15/2013	recierre	1,083333333	horas	Int.	CDO-2
9/22/2013	recierre	0,65	horas	Int.	CDO-3 y CDO-5
10/7/2013	recierre	0,983333333	horas	Int.	CDO-4
10/7/2013	recierre	0,633333333	horas	Int.	CDO-4
10/16/2013	recierre	0,85	horas	Int.	52-CDO-5
10/24/2013	recierre	0,616666667	horas	Int.	CDO-3
10/24/2013	recierre	0,266666667	horas	Int.	CDO-3
2/20/2014	recierre	1,933333333	horas	Int.	52 CDO-1
5/4/2014	cir. Abierto	0,066666667	horas	Int.	CDO-1
5/25/2014	recierre	2,083333333	horas	Int.	CDO-1
1/10/2014	recierre	0,25	horas	Int.	52 CDO-5
2/14/2014	recierre	0,5	horas	Int.	CDO-2
9/22/2014	Recierre	1,2	horas	Int.	CDO-1
2/27/2014	recierre	0,5	horas	Int.	CDO-3
3/4/2014	recierre	0,466666667	horas	Int.	CDO-2
3/4/2014	recierre	0,3	horas	Int.	CDO-3
4/10/2014	recierre	0,433333333	horas	Int.	CDO-3
4/11/2014	recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-4
4/23/2014	abierto barra	1,516666667	horas	Int.	CDO-5
9/23/2014	Recierre	1,516666667	horas	Int.	CDO-1
5/7/2014	recierre	0,3	horas	Int.	CDO-4
10/18/2014	cir. Abierto	3,4	horas	Int.	CDO-1
5/28/2014	recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
6/3/2014	Recierre	0	horas	Int.	CDO-5
6/5/2014	sin tensión	0,166666667	horas	Int.	ES- CDO
6/7/2014	sin tensión	0,2	horas	Int.	ES-CDO
6/13/2014	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-3
6/13/2014	recierre	0,583333333	horas	Int.	CDO-4
7/23/2014	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-3
9/9/2014	Recierre	0,633333333	horas	Int.	CDO-5
9/15/2014	recierre	0,65	horas	Int.	CDO-5

9/18/2014	Recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
9/18/2014	Recierre	0,216666667	horas	Int.	CDO-3
10/31/2014	recierre	0,283333333	horas	Int.	CDO-1
10/14/2014	recierre	0,316666667	horas	int.	CDO-1
9/24/2014	Recierre	1,233333333	horas	Int.	CDO-3
10/14/2014	Recierre	0,1	horas	Int.	CDO-4
10/17/2014	Recierre	0,116666667	horas	Int.	CDO-2
10/17/2014	Recierre	0,933333333	horas	Int.	CDO-4
1/1/2010	recierre	1,616666667	horas	Int.	CDO-1
10/18/2014	4 cir. Abierto	5,366666667	horas	Int.	CDO-6
10/30/2014	4 Recierre	2,316666667	horas	Int.	CDO-5
10/30/2014	4 Recierre	0,416666667	horas	Int.	CDO-4
15/10/2014	2 recierre	1,066666667	horas	Int.	CDO-1
11/7/2014	Recierre	0,133333333	horas	Int.	CDO-4
11/26/2014	4 Recierre	1,366666667	horas	Int.	CDO-4
12/17/2014	4 perdida de aceite	0			
12/17/2014	4 Recierre	0,216666667	horas	Int.	CDO-3
12/21/2014	4 cir. Abierto	1,916666667	horas		52-71 y 52-72
12/21/2014	4 cir. Abierto	2,033333333	horas	Int.	CDO-3 Y CDO-4
12/28/2014	4 cir. Abierto	4,4	horas		BC-1 y BC-2 52-71
12/28/2014	4 cir. Abierto	4,133333333	horas		89 BA
12/29/2014	4 alarma	0			TR-1 ES, CDO, GT, DTE
1/12/2015	Recierre	2,166666667	horas	Int.	CDO-6
1/12/2015	averiado	0			CDO-4,-5,-6
1/28/2015	Recierre	0,516666667	horas	Int.	CDO-5
1/29/2015	Recierre	2,116666667	horas	Int.	CDO-3
2/5/2015	Recierre	0,15	horas	Int.	CDO-8
2/19/2015	Recierre	0,483333333	horas	Int.	CDO-4
3/5/2015	cir. Abierto	2,416666667	horas	Int.	CDO-5
3/15/2015	cir. Abierto	4,783333333	horas	Int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7,-8
3/20/2015	cir. Abierto	1,016666667	horas	Int.	CDO-7
3/29/2015	cir. Abierto	1,716666667	horas	Int.	52-BC1,BC2,BC3
5/1/2015	Recierre	0,816666667	horas	Int.	CDO-5
5/8/2015	Recierre	0,15	horas	Int.	CDO-3
5/14/2015	averiado	0			CDO-5 Y CDO-6
5/25/2015	Recierre	1,15	horas	Int.	CDO-7
5/25/2015	cir. Abierto	0,65	horas	Int.	CDO-8
6/1/2015	Recierre	1,216666667	horas	Int.	CDO-6
6/7/2015	mantenimiento	3,883333333	horas	Int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7,-8

6/7/2015	cir. Abierto	7,15	horas		89-14 Y 89-15
6/10/2015	Recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-4
6/12/2015	Recierre	2,233333333	horas	Int.	52- BC1,BC2,BC4,BC5,BC6
6/12/2015	Recierre	0,966666667	horas	Int.	CDO-3
6/18/2015	Recierre	1,183333333	horas	Int.	CDO-5
6/18/2015	Recierre	0,433333333	horas	Int.	CDO-5
6/19/2015	cir. Abierto	2,966666667	horas	Int.	52 CDO-3
7/10/2015	Recierre	2,433333333	horas	Int.	CDO-5
7/10/2015	Recierre	1,633333333	horas	Int.	CDO-8
7/14/2015	Recierre	0,15	horas	Int.	CDO-5
7/14/2015	Recierre	0,366666667	horas	Int.	CDO-5
8/18/2015	Recierre	0,433333333	horas	Int.	CDO-4
8/18/2015	recierre	0,966666667	horas	Int.	CDO-5
8/28/2015	recierre	0,383333333	horas	Int.	CDO-5
8/30/2015	cir. Abierto	7,416666667	horas	Int.	CDO-3,-4,-6,-7,-9
9/7/2015	recierre	0,333333333	horas	Int.	CDO-5
9/8/2015	recierre	0,066666667	horas	Int.	CDO-5
9/16/2015	cir. Abierto	1	horas	Int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7,-8,-9
10/14/2015	recierre	0,183333333	horas	Int.	CDO-4
10/15/2015	Recierre	0,7	horas	Int.	CDO-5
10/25/2015	recierre	0,95	horas	Int.	CDO-3 Y CDO-4
10/26/2015	recierre	0,083333333	horas	Int.	CDO-4
10/26/2015	Recierre	1,85	horas	Int.	CDO-5
11/1/2015	mantenimiento	5,166666667	horas	Int.	CDO-3,-4,-5,-7
11/1/2015	averiado	0		int.	CDO-4 Y CDO-6
11/15/2015	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-7
12/15/2015	Recierre	0,733333333	horas	int.	CDO-4
12/18/2015	Recierre	1,35	horas	int.	CDO-9
12/28/2015	Recierre	0,333333333	horas	int.	CDO-7
12/30/2015	Recierre	0,15	horas	int.	CDO-4
1/26/2016	recierre	0,733333333	horas	int.	CDO-9
1/27/2016	Recierre	0,583333333	horas	int.	CDO-5
1/28/2016	Recierre	5,966666667	horas	int.	CDO-3
1/29/2016	explosion	8,583333333	horas	int.	CDO-5
1/28/2016	recierre	0,116666667	horas	int.	CDO-7
1/29/2016	mantenimiento	2,333333333	horas	int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7 y 52- 72
2/2/2016	recierre	0,25	horas	int.	CDO-7
2/15/2016	cir. Abierto	0,3	horas	int.	CDO-3
2/18/2016	recierre conductor roto	2,533333333	horas		la barra B -23KV
2/19/2016	explosion	1			barra B CDO-9 23KV

2/20/2016	recierre	0		int.	CDO-4
2/22/2016	recierre	1,883333333	horas		barra A y barra B
2/27/2016	recierre	1,016666667	horas	int.	CDO-4
3/9/2016	recierre	0,25	horas	int.	CDO-4
3/9/2016	recierre	0,866666667	horas		52-72 , 52-73
3/9/2016	recierre	1,333333333	horas	int.	CD0-9
3/24/2016	recierre	0,166666667	horas	int.	CDO-7
3/25/2016	recierre	2,133333333	horas	int.	CDO-3
3/28/2016	cir. Abierto	1,016666667	horas	int.	CDO-3
4/1/2016	cir. Abierto	0,65	horas	int.	CDO-6
4/8/2016	cir. Abierto	0,083333333	horas	int.	CDO-4
4/25/2016	cir. Abierto	0,033333333	horas	int.	CDO-7
4/26/2016	recierre	1,366666667	horas	int.	CDO-4
4/26/2016	recierre	0,433333333	horas	int.	CDO-7
4/28/2016	recierre	1,833333333	horas	int.	CDO-4
4/28/2016	recierre	6,166666667	horas		52-72 y 52-73
5/4/2016	cir. Abierto	1,716666667	horas	int.	CDO-9
5/4/2016	cir. Abierto	1,683333333	horas	int.	CDO-7
5/5/2016	Recierre	1,25	horas	int.	CDO-8
5/7/2016	recierre	0,616666667	horas	int.	CDO-9
5/9/2016	recierre	0,066666667	horas	int.	CDO-9
5/10/2016	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-9
5/10/2016	recierre	0,783333333	horas	int.	CDO-5
5/13/2016	recierre	3,1	horas		B y L 89 CDO-7
5/15/2016	cir. Abierto	0,433333333	horas	int.	52-CDO-3
5/18/2016	cir. Abierto	2,75	horas		89 B y L CDO-4
5/19/2016	cir. Abierto	0,283333333	horas		52 BC 1 y 89 BC 1
5/19/2016	Recierre	0,633333333	horas	int.	CDO-8
5/29/2016	recierre	1,1	horas	int.	CDO-9
5/25/2016	recierre	1,166666667	horas	int.	CDO-4
6/4/2016	cir. Abierto	0,166666667	horas	int.	CDO-3
6/9/2016	cir. Abierto	1,216666667	horas	int.	CDO-3
6/21/2016	recierre	0,783333333	horas	int.	CDO-5
6/22/2016	cir. Abierto	0,45	horas	int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7,-8,-9
6/22/2016	cir. Abierto	0,5	horas		BC1 ,BC2 ,BC3
6/23/2016	cir. Abierto	0,083333333	horas	int.	52 CDO-3
6/24/2016	recierre	1,066666667	horas	int.	CDO-8
7/1/2016	cir. Abierto	1,7	horas	int.	CDO-8
7/15/2016	cir. Abierto	0,133333333	horas	int.	52 CDO-8
8/2/2016	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-4
8/15/2016	recierre	0,316666667	horas	int.	CDO-8
8/15/2016	recierre	1,266666667	horas	int.	CDO-4
8/15/2016	recierre	0,316666667	horas	int.	CDO-9

8/15/2016	recierre	1,433333333	horas	int.	CDO-8
8/16/2016	cir. Abierto	2,033333333	horas	int.	52 CDO-3 y CDO-5
8/16/2016	cir. Abierto	0,066666667	horas	int.	52-CDO-5
8/19/2016	recierre	1,1	horas	int.	CDO-5
8/19/2016	cir. Abierto	1,45	horas	int.	CD0-3
8/19/2016	recierre	2,733333333	horas	int.	55 AA-2
8/22/2016	cir. Abierto	0,116666667	horas	int.	52 CDO-4
9/21/2016	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-4
9/21/2016	recierre	0,083333333	horas	int.	CDO-5
9/22/2016	perdida de aceite	0			ES CDO BC-2
9/23/2016	recierre	1,033333333	horas	int.	CDO-5
9/23/2016	recierre	1,5	horas	int.	CDO-7 y B y L
9/30/2016	recierre	0,433333333	horas	int.	CDO-3
9/30/2019	recierre	0,866666667	horas	int.	CDO-5
10/11/2016	cir. Abierto	0,066666667	horas	int.	CDO-4
10/12/2016	recierre	0,716666667	horas	int.	CDO-3
10/13/2016	recierre	5,85	horas	int.	CDO-3,-4,-5,-6,-7,-8,-9
10/14/2016	recierre	0,7	horas	int.	CDO-5
25/10/2009	recierre	0,166666667	horas	Int.	CDO-1
10/14/2016	recierre	0,266666667	horas	int.	CDO-5
10/14/2016	cir. Abierto	0,616666667	horas	int.	CDO-3
10/17/2016	recierre	0,583333333	horas	int.	CDO-7
10/17/2016	recierre	0,983333333	horas	int.	CDO-5
10/17/2016	recierre	3,466666667	horas	int.	CDO-3 CDO-4 y CDO-5
10/25/2016	recierre	5,966666667	horas	int.	CDO,-3,-5,-7,-8
10/26/2016	recierre	0,166666667	horas	int.	CDO-5
10/26/2016	recierre	1,95	horas	int.	CDO-3
10/27/2016	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-5
11/1/2016	recierre	0,7	horas	int.	CDO-5
11/10/2016	recierre	0,133333333	horas	int.	CDO-3
11/11/2016	recierre	1,016666667	horas	int.	CDO-9
11/15/2016	recierre	0,983333333	horas	int.	CDO-4
11/21/2016	recierre	0,966666667	horas	int.	52- CDO-3
12/8/2016	recierre	0,033333333	horas	int.	CDO-4
12/13/2016	recierre	0,35	horas		ES CDO
12/19/2016	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-4
12/29/2016	recierre	0,166666667	horas	int.	CDO-5
1/10/2017	recierre	0,216666667	horas	int.	CDO-3

1/25/2017	cir. Abierto	0,183333333	horas	int.	52 BC -3
1/31/2017	cir. Abierto	2,883333333	horas	int.	CDO-3,-4,-5,-6 , 52-72
2/1/2017	recierre	0,183333333	horas	int.	CDO-4
2/2/2017	cir. Abierto	0,966666667	horas	int.	CDO-8
2/3/2017	recierre	0,416666667	horas	int.	CDO-5
2/9/2017	cir. Abierto	1,6	horas	int.	CDO-4
2/9/2017	recierre	1,683333333	horas	int.	CDO-5
2/11/2017	recierre	3,7	horas	int.	CDO-4 y CDO-5
2/13/2017	recierre	0,966666667	horas	int.	CDO-8
2/13/2017	cir. Abierto	0,35	horas	int.	CDO-2
2/15/2017	recierre	0,516666667	horas	int.	CDO-8
2/15/2017	recierre	0,366666667	horas	int.	CDO-5
2/21/2017	recierre	0,183333333	horas	int.	CDO-5
3/2/2017	recierre	1,05	horas	int.	CDO-4
3/2/2017	recierre	0,783333333	horas	int.	CDO-5
3/3/2017	averiado	0		int.	52-CDO.-5
3/4/2017	cir. Abierto	3,666666667	horas		89 de barra CDO-5
3/7/2017	recierre	0,483333333	horas	int.	CDO-5
3/7/2017	recierre	0,3	horas	int.	CDO-5
3/8/2017	cir. Abierto	0,033333333	horas	int.	CDO-7
3/10/2017	cir. Abierto	0,266666667	horas	int.	52- CDO-8
3/10/2017	recierre	0,216666667	horas	int.	CDO-5
3/10/2017	cir. Abierto	0,816666667	horas	int.	CDO-8
3/15/2017	recierre	0,133333333	horas	int.	CDO-7
3/20/2017	cir. Abierto	0,216666667	horas	int.	CDO-3
3/23/2017	recierre	0,133333333	horas	int.	CDO-5

2.2. Cálculos de confiabilidad de las alternativas

Tabla 28 – Confiabilidad de equipos agua arriba del arreglo de barras

Equipos agua Arriba	Disponibilidad
Seccionador 12	0,999977884
Seccionador 13	0,99998673
Seccionador 14	0,999915365
Seccionador 15	0,999915365
Interruptor 72	0,999625729
Interruptor 73	0,99991675
Barra A	0,999916313
Barra B	0,999935961

Tabla 29 – Resultados de la confiabilidad en configuración doble barra doble interruptor

Interruptores	Disponibilidad	Camino A	Camino B	Indisponibilidad	Indisponibilidad	Indisp. Paralelo	Disp. Paralelo	Participación	Di*Part.
Interruptor CDO-3	0,999570633	0,99907755	0,99968348	0,000922451	0,000316523	2,91977E-07	0,999997080232	0,19132859	0,19132853
Interruptor CDO-4	0,999298215	0,99880527	0,99968348	0,001194734	0,000316523	3,78161E-07	0,9999996218395	0,19369808	0,19369801
Interruptor CDO-5	0,998649612	0,99815698	0,99968348	0,001843018	0,000316523	5,83357E-07	0,9999994166431	0,09202803	0,09202798
Interruptor CDO-6	0,999588942	0,99909585	0,99968348	0,000904151	0,000316523	2,86184E-07	0,9999997138157	0,05010611	0,05010609
Interruptor CDO-7	0,999616016	0,99912291	0,99968348	0,00087709	0,000316523	2,77619E-07	0,999997223811	0,17223727	0,17223723
Interruptor CDO-8	0,999557039	0,99906396	0,99968348	0,000936039	0,000316523	2,96278E-07	0,9999997037225	0,06511766	0,06511764
Interruptor CDO-9	0,999885923	0,99939268	0,99968348	0,000607317	0,000316523	1,9223E-07	0,9999998077705	0,03490594	0,03490593

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp * Part}{\sum Part} = 99,9999661059\%$$

Tabla 30 - Resultados de la confiabilidad en configuración barra de transferencia

Interruptores	Disponibilidad	camino 1	camino 1 ind	camino 2	Bucle	Dispñibilidad	Participación	Disp.*Part.
Interruptor CDO-3	0,999570633	0,99907755	0,000922451	0,99968348	2,92955E-07	0,999999707	0,19132859	0,19132853
Interruptor CDO-4	0,999298215	0,99880527	0,001194734	0,00031758	3,79428E-07	0,999999621	0,19369808	0,19369801
Interruptor CDO-5	0,998649612	0,99815698	0,001843018		5,85312E-07	0,999999415	0,09202803	0,09202798
Interruptor CDO-6	0,999588942	0,99909585	0,000904151		2,87143E-07	0,999999713	0,05010611	0,05010609
Interruptor CDO-7	0,999616016	0,99912291	0,00087709		2,78549E-07	0,999999721	0,17223727	0,17223723
Interruptor CDO-8	0,999557039	0,99906396	0,000936039		2,9727E-07	0,999999703	0,06511766	0,06511764
Interruptor CDO-9	0,999885923	0,99939268	0,000607317		1,92874E-07	0,999999807	0,03490594	0,03490593

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp * Part}{\sum Part} = 99,999965992\%$$

Tabla 31 - Resultados de la confiabilidad en configuración para interruptor y medio

Interruptores	Disponibilidad	rama del int.	indisponibilida	Alt disp	ALT disp	Bucle y uniones	R_CDO	Participación	Part.*Disp.
Interruptor CDO-3	0,99957063	0,999077549	0,000922451	0,000461226	0,999538774	2,75521E-07	0,99999972	0,19132859	0,19132854
Interruptor CDO-4	0,99929822	0,998805266	0,001194734	0,000597367	0,999402633	2,75521E-07	0,99999972	0,19369808	0,19369803
Interruptor CDO-5	0,99864961	0,998156982	0,001843018	0,000921509	0,999078491	4,16591E-07	0,99999958	0,09202803	0,092028
Interruptor CDO-6	0,99958894	0,999095849	0,000904151	0,000452075	0,999547925	4,16591E-07	0,99999958	0,05010611	0,05010609
Interruptor CDO-7	0,99961602	0,999299615	0,000700385	0,000350192	0,999649808	0,000350192	0,99964981	0,17223727	0,17217696
Interruptor CDO-8	0,99955704	0,999240656	0,000759344	0,000379672	0,999620328	8,17365E-08	0,99999992	0,06511766	0,06511766
Interruptor CDO-9	0,99988592	0,999569436	0,000430564	0,000215282	0,999784718	8,17365E-08	0,99999992	0,03490594	0,03490593

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp * Part}{\sum Part} = 99,9924333\%$$

Tabla 32 – Estimación de confiabilidad en equipos Metal Clad

Equipo	Cantidad de fallas	Cantidad de fallas al 52%	Tiempo de recuperación total (hs)	Tiempo de recuperación al 52%	Periodo de estudio (hs)	Disponibilidad comp. 52%
Interruptor CDO-3	9	4,6800	22,58	11,7432	52.596	99,977673%
Interruptor CDO-4	20	10	55,37	28,7906	78.894	99,963507%
Interruptor CDO-5	10	5	47,35	24,6220	35.064	99,929780%
Interruptor CDO-6	4	2	10,81	5,6212	26.298	99,978625%
Interruptor CDO-7	4	2	16,83	8,7516	43.830	99,980033%
Interruptor CDO-8	1	1	3,88	2,0192	8.766	99,976966%
Interruptor CDO-9	1	1	1,00	0,5200	8.766	99,994068%
Interruptor CDO-10	-	-	-	-	-	-
Seccionador 12	1	1	2,50	2,5000	113.040	99,997788%
Seccionador 13	1	1	1,50	1,5000	113.040	99,998673%
Seccionador 14	1	1	7,15	7,1500	84.480	99,991536%
Seccionador 15	1	1	7,15	7,1500	84.480	99,991536%
Interruptor 72	10	5	22,97	11,9423	61.362	99,980538%
Interruptor 73	2	1	7,03	3,6572	84.480	99,995671%
Barra A	5	5	9,46	9,4600	113.040	99,991631%
Barra B	3	3	5,41	5,4100	84.480	99,993596%

Procesando se obtiene una confiabilidad del arreglo de barras simples en celdas metal clad de 99,9399%

Tabla 33 – Disponibilidad de equipos agua arriba en metal clad

Equipos	Disponibilidad
Seccionador 12	0,999977884
Seccionador 13	0,99998673
Seccionador 14	0,999915365
Seccionador 15	0,999915365
Interruptor 72	0,999805379
Interruptor 73	0,99995671
Barra A	0,999916313
Barra B	0,999935961

Tabla 34 – Cálculo de confiabilidad barra de transferencia en metal clad

Interruptores	Disponibilidad	camino 1	camino 1 ind	camino 2	Bucle	Disponibilidad	Participación	Disp*Part
Interruptor CDO-3	0,999776729	0,99946313	0,000536868	0,99972343	1,48672E-07	0,999999851	0,19132859	0,19132856
Interruptor CDO-4	0,999635072	0,99932152	0,000678481	0,00027692	1,87887E-07	0,999999812	0,19369808	0,19369804
Interruptor CDO-5	0,999297798	0,99898435	0,001015649		2,81257E-07	0,999999719	0,09202803	0,09202801
Interruptor CDO-6	0,99978625	0,99947265	0,00052735		1,46036E-07	0,999999854	0,05010611	0,0501061
Interruptor CDO-7	0,999800329	0,99948672	0,000513276		1,42138E-07	0,999999858	0,17223727	0,17223725
Interruptor CDO-8	0,99976966	0,99945607	0,000543935		1,50629E-07	0,999999849	0,06511766	0,06511765
Interruptor CDO-9	0,99994068	0,99962703	0,000372969		1,03284E-07	0,999999897	0,03490594	0,03490593

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp*Part}{\sum Part} = 99,999982996\%$$

Tabla 35 - Cálculo de confiabilidad doble barra doble interruptor en metal clad

Interruptores	Disponibilidad	Camino A	Camino B	Indisponibilidad A	Indisponibilidad B	Indisp. Paralelo	Disp. Paralelo	Participación	Di*Part.
Interruptor CDO-3	0,999776729	0,99946313	0,99972343	0,000536868	0,000276572	1,48483E-07	0,9999998515174	0,19132859	0,19132856
Interruptor CDO-4	0,999635072	0,99932152	0,99972343	0,000678481	0,000276572	1,87649E-07	0,9999998123513	0,19369808	0,19369804
Interruptor CDO-5	0,999297798	0,99898435	0,99972343	0,001015649	0,000276572	2,809E-07	0,9999997191002	0,09202803	0,09202801
Interruptor CDO-6	0,99978625	0,99947265	0,99972343	0,00052735	0,000276572	1,4585E-07	0,9999998541498	0,05010611	0,0501061
Interruptor CDO-7	0,999800329	0,99948672	0,99972343	0,000513276	0,000276572	1,41958E-07	0,9999998580423	0,17223727	0,17223725
Interruptor CDO-8	0,99976966	0,99945607	0,99972343	0,000543935	0,000276572	1,50437E-07	0,9999998495629	0,06511766	0,06511765
Interruptor CDO-9	0,99994068	0,99962703	0,99972343	0,000372969	0,000276572	1,03153E-07	0,9999998968474	0,03490594	0,03490593

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp*Part}{\sum Part} = 99,9999830175\%$$

Interruptor	Disponibilidad	rama del int.	indisponibilidad	Alt indis	ALT disp	Bucle y uniones	R CDO	Participación	Disp*Part
Interruptor CDO-3	0,99977673	0,999463132	0,000536868	0,000268434	0,999731566	9,10637E-08	0,99999991	0,19132859	0,19132857
Interruptor CDO-4	0,99963507	0,999321519	0,000678481	0,00033924	0,99966076	9,10637E-08	0,99999991	0,19369808	0,19369806
Interruptor CDO-5	0,9992978	0,998984351	0,001015649	0,000507824	0,999492176	1,33901E-07	0,99999987	0,09202803	0,09202802
Interruptor CDO-6	0,99978625	0,99947265	0,00052735	0,000263675	0,999736325	1,33901E-07	0,99999987	0,05010611	0,0501061
Interruptor CDO-7	0,99980033	0,999523812	0,000476188	0,000238094	0,999761906	0,000238094	0,99976191	0,17223727	0,17219627
Interruptor CDO-8	0,99976966	0,999493152	0,000506848	0,000253424	0,999746576	4,25595E-08	0,99999996	0,06511766	0,06511766
Interruptor CDO-9	0,99994068	0,999664125	0,000335875	0,000167938	0,999832062	4,25595E-08	0,99999996	0,03490594	0,03490594

$$R_{tot} = \frac{\sum Disp*Part}{\sum Part} = 99,9948629\%$$

2.3. Cálculo de corriente máxima admisible

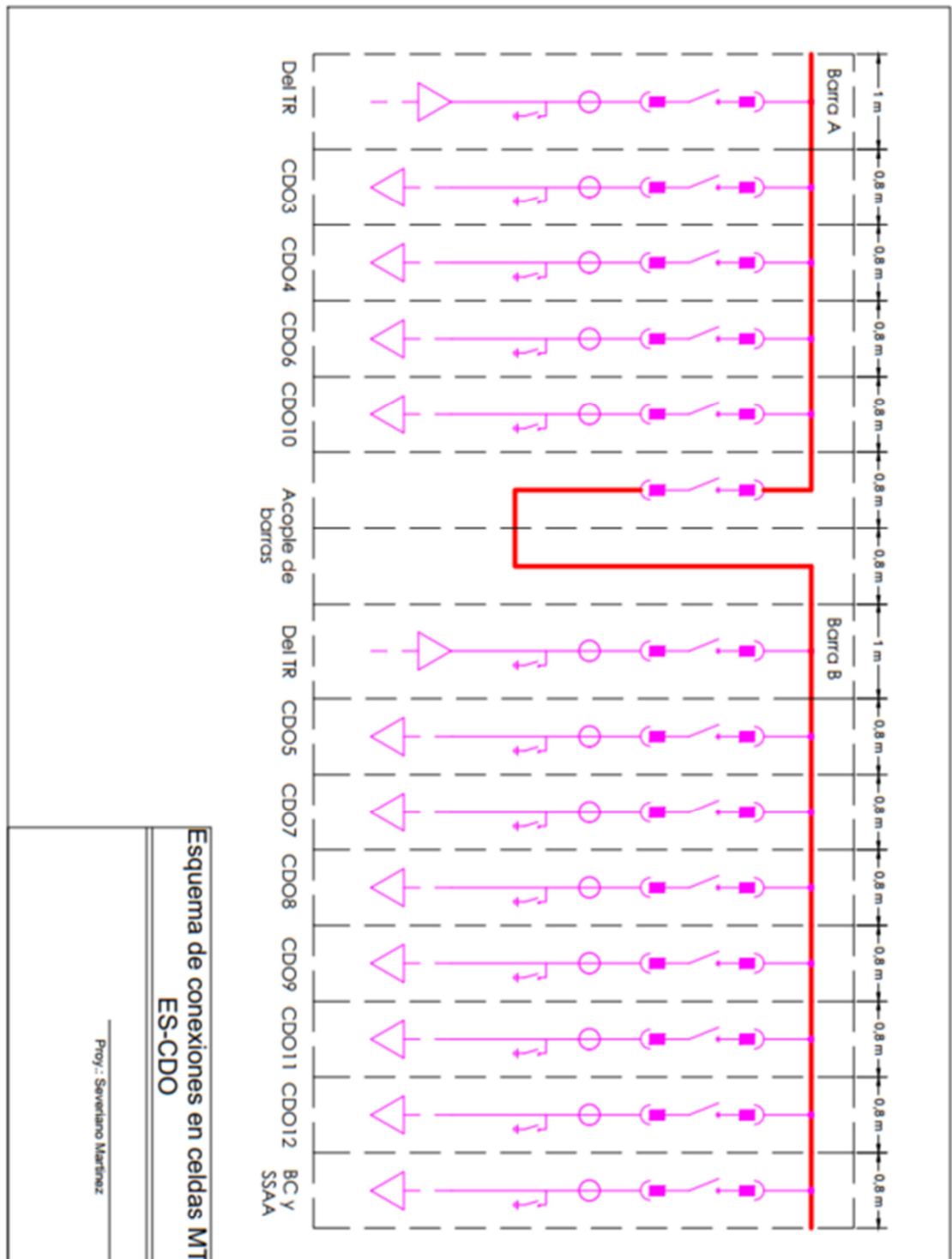
Datos:

- Potencia del transformador de potencia: 80 MVA
- F.P. estimado: 0,95
- Tensión nominal de salida: 23 kV
- Límite de carga del transformador: 95%

$$I_{max} = \frac{80000 \text{ kVA} \cdot 0,95 \cdot 0,98}{\sqrt{3} \cdot 23 \text{ kV}} = \mathbf{1869 \text{ A}}$$

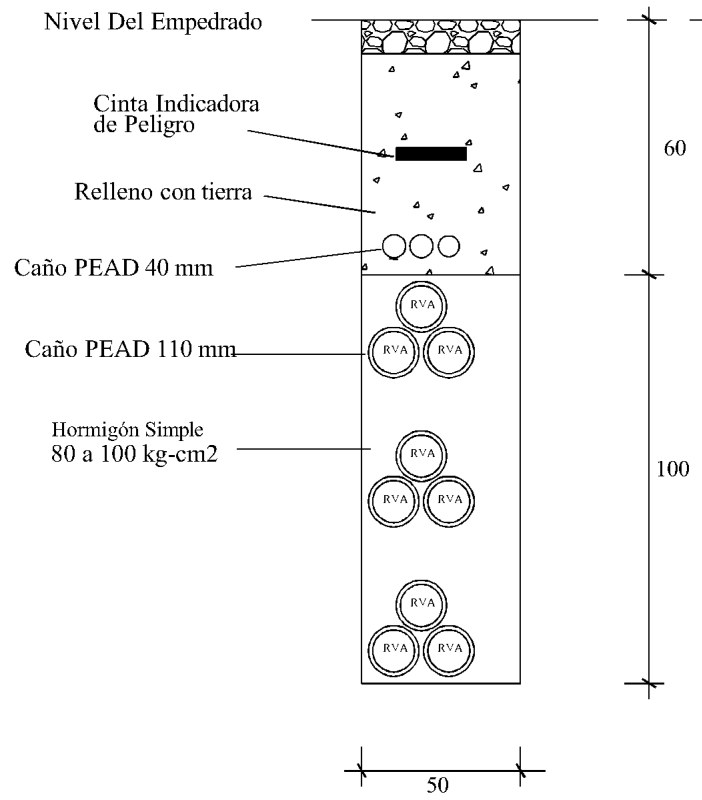
Este es un caso extremo, actualmente el factor de carga no llega a estos valores, sin embargo, se prevé el crecimiento de la carga y con ello en algún momento la utilización a mayor factor de carga del transformador de potencia.

2.4. Plano del esquema de conexión en celdas

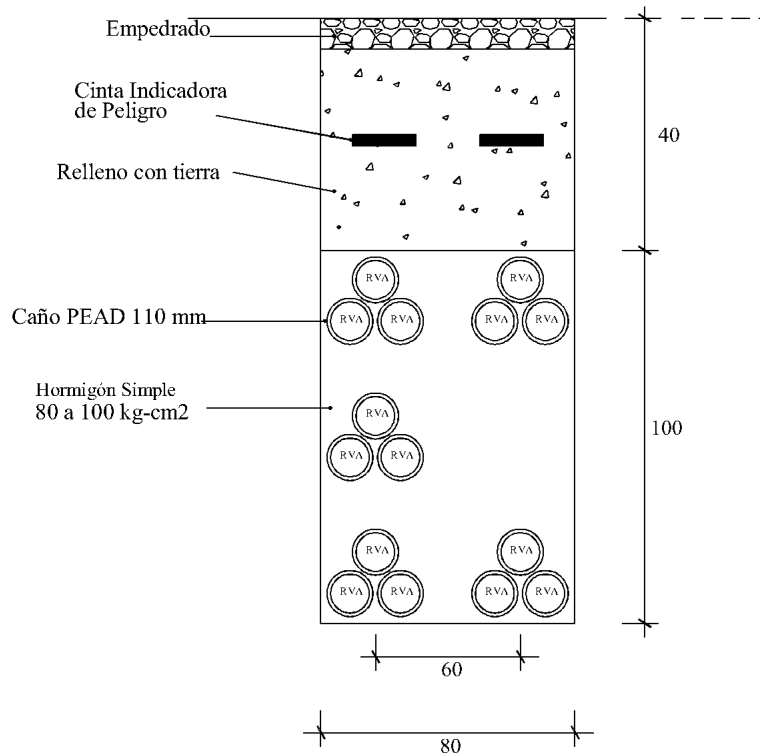


2.5. Plano civil y ductos

2.5.1. Ductos del TR a las celdas



2.5.2. Ductos de las celdas a los arranques de alimentadores



Se contará con dos canales de esta clase, se podrá agregar un juego más de 3 caños PEAD a modo de utilizarlas posteriormente para ampliaciones. Los cables serán tendidos en una disposición tres bolillos cada uno dentro de un caño PEAD.

2.5.3. Obras civiles

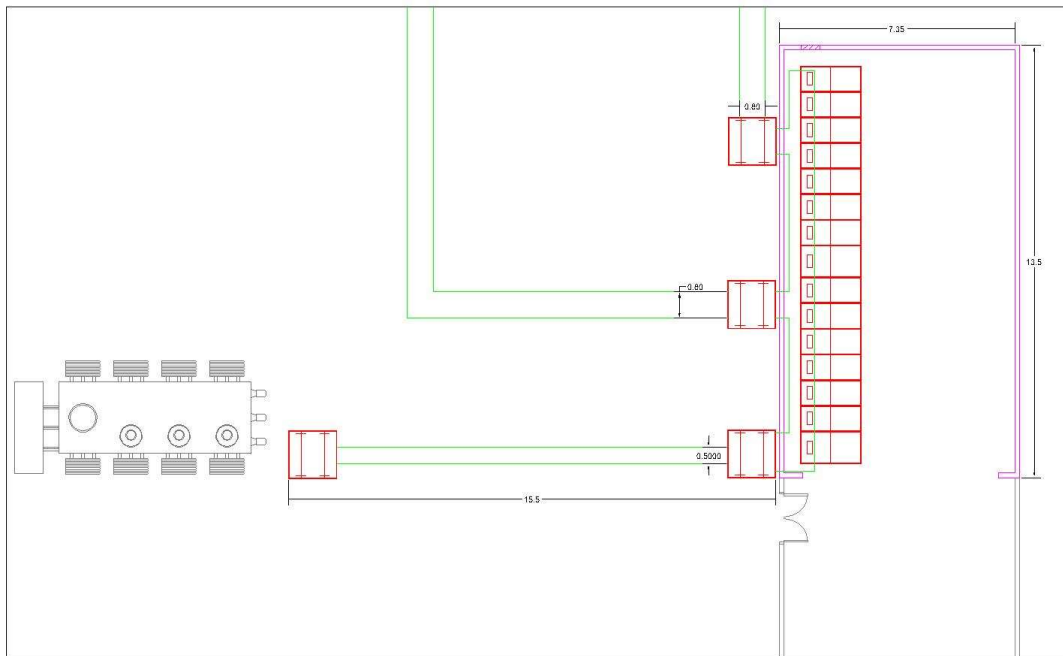


Figura 57 – Plano de construcciones a realizar para la instalación de celdas

Como se observa en la Figura 57, se construirán registros de 1,5x1,5 m de dimensiones en ellos se colocarán los conductores en las disposiciones vistas anteriormente, luego se colocarán las celdas contiguas entre sí con las dimensiones establecidas, el operador podrá manipular los interruptores tanto local como mecánicamente.

Los registros contarán con tapas de hormigón armado como así también se encofrarán con el mismo material.

Se realizará dentro de la casa de interruptores canalizaciones de hormigón con tapas metálicas, que se dispondrán por detrás de las celdas a fin de conectar las mismas a las distintas posiciones de alimentadores y posiciones de entradas del transformador.

Estas dimensiones se utilizaron en las simulaciones de flujo de carga de este trabajo.

2.6. Demandas

Fecha	Alimentadores						
	CDO3	CDO4	CDO5	CDO6	CDO7	CDO8	CDO9
13/2/2018	302	268	275	75	275	187	60
14/2/2018	310	293	290	77	280	160	45
15/02/2018	246	280	238	85	280	170	45
16/02/2018	264	273	247	83	280	172	54
17/2/2018	188	225	195	62	246	146	43
20/02/2018	188	225	195	62	246	146	43
21/02/2018	303	282	292	78	296	205	40
22/2/2018	275	256	288	78	258	153	43
23/2/2018	237	245	217	75	250	175	49
24/2/2018	266	167	272	22	169	148	48
25/2/2018	266	167	272	22	169	148	48
28/2/2018	264	275	283	87	275	72	45
2/1/2018	295	280	305	74	252	123	95
2/2/2018	307	260	318	75	283	156	44
2/5/2018	293	273	307	81	235	70	65
2/6/2018	318	267	305	86	235	74	35
2/7/2018	322	270	315	85	273	75	47
2/8/2018	290	281	324	78	304	71	43
2/9/2018	334	297	321	82	398	207	65
2/10/2018	280	214	317	30	264	282	44
2/11/2018	280	260	209	73	267	147	50
2/12/2018	243	240	234	82	230	150	42
Grand Total	334	297	324	87	398	282	95

Tabla 36 – Demanda máxima de alimentadores en febrero 2018

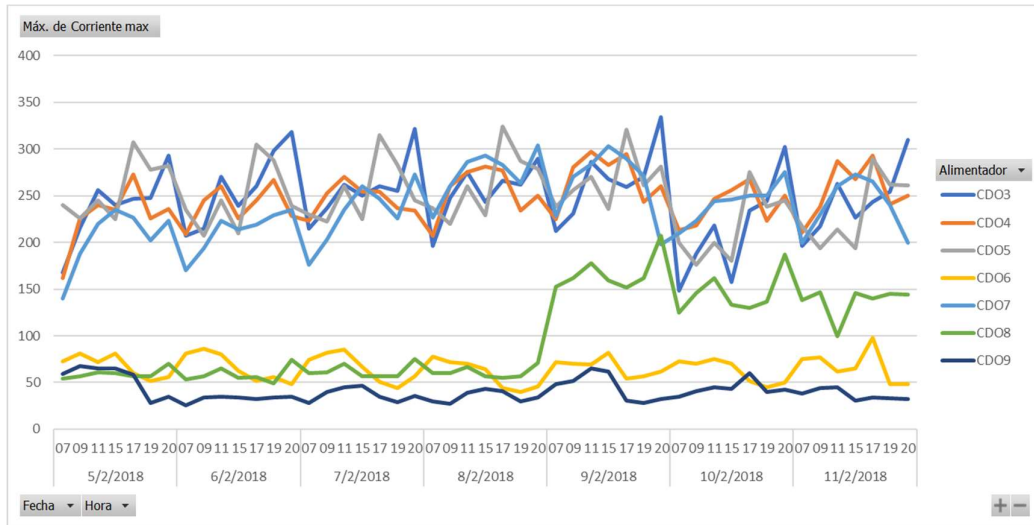


Figura 58 – Demanda (Amperios) tomada por horario febrero 2018

Promedio de kW	Alimentador							Total
	CDO3	CDO4	CDO5	CDO6	CDO7	CDO8	CDO9	
5/2/2018	9150	8766	9891	2606	7872	2282	2074	42640
6/2/2018	9913	9216	9485	2556	8141	2244	1262	42816
7/2/2018	9880	9463	9765	2523	8887	2397	1426	44341
8/2/2018	9765	9787	10072	2271	10516	2342	1339	46091
9/2/2018	10203	10330	10220	2556	10116	6435	1744	51604
10/2/2018	8185	9189	8305	2386	9315	5595	1679	44654
11/2/2018	9381	9808	8953	2595	9150	5266	1410	46563
Total general	9497	9508	9527	2499	9142	3795	1562	45530

Tabla 37 – Demanda promedio en kW por alimentador fuente: ES-CDO

Máx. de kW	Alimentador							Total
	CDO3	CDO4	CDO5	CDO6	CDO7	CDO8	CDO9	
5/2/2018	11251	10483	11789	3110	9024	2688	2611	50957
6/2/2018	12211	10253	11712	3302	9024	2842	1344	50688
7/2/2018	12365	10368	12096	3264	10483	2880	1805	53261
8/2/2018	11136	10790	12442	2995	11674	2726	1651	53414
9/2/2018	12826	11405	12326	3149	11635	7949	2496	61786
10/2/2018	11597	10291	10560	2880	10560	7181	2304	55373
11/2/2018	11904	11251	11136	3763	10483	5645	1728	55910
Total general	12826	11405	12442	3763	11674	7949	2611	54484

Tabla 38 – Demanda máxima en kW por día febrero

2.7. Límite de carga de conductores y barras

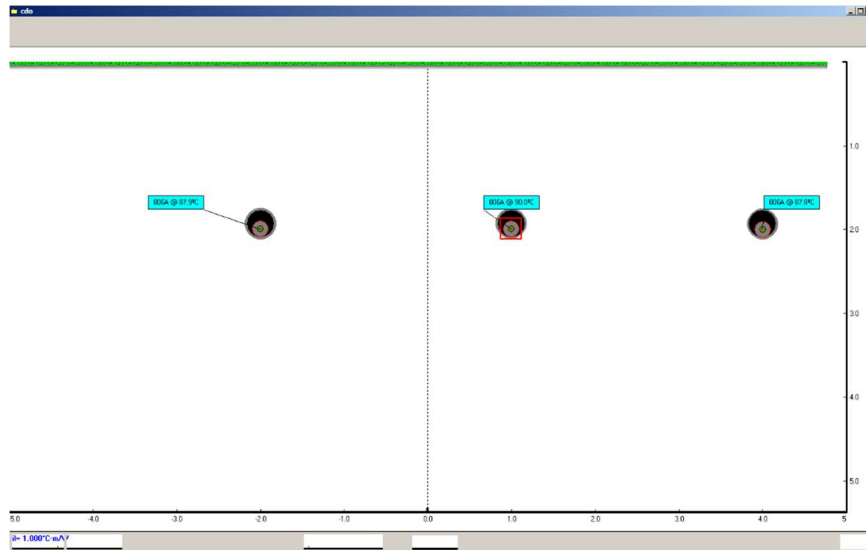


Figura 59 – Cargabilidad de conductores de 500 mm² enterrados en electroductos

Se asume como límite de corriente de cada conductor el valor de 806 A, esto se cargó en el programa de simulación como sigue:

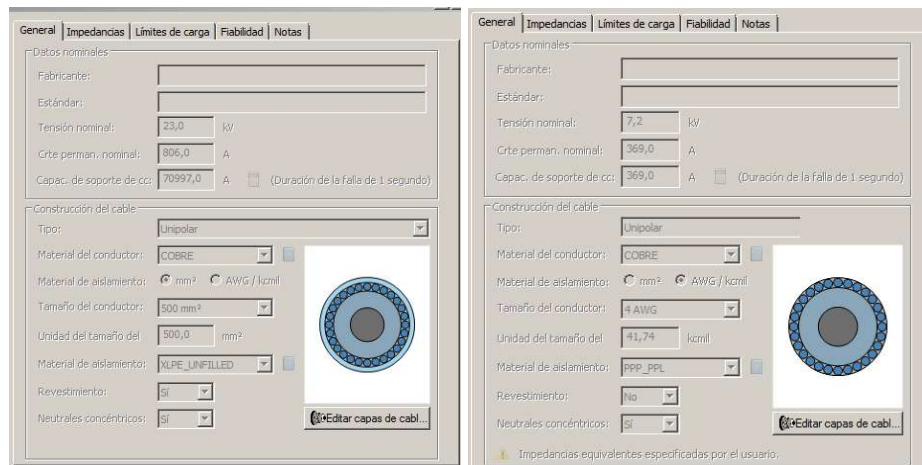


Figura 60 – Modelado de conductores subterráneos

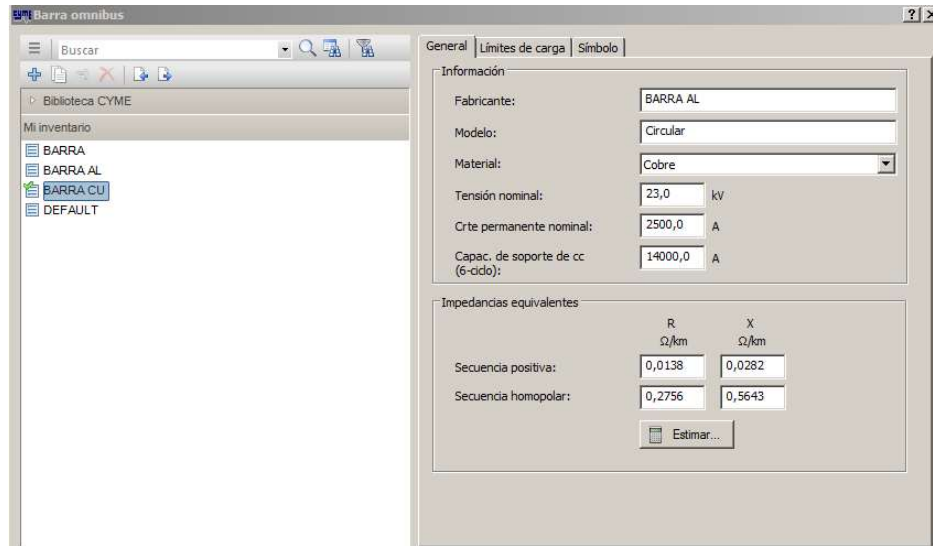


Figura 61 – Modelado de las barras de cobre en celdas

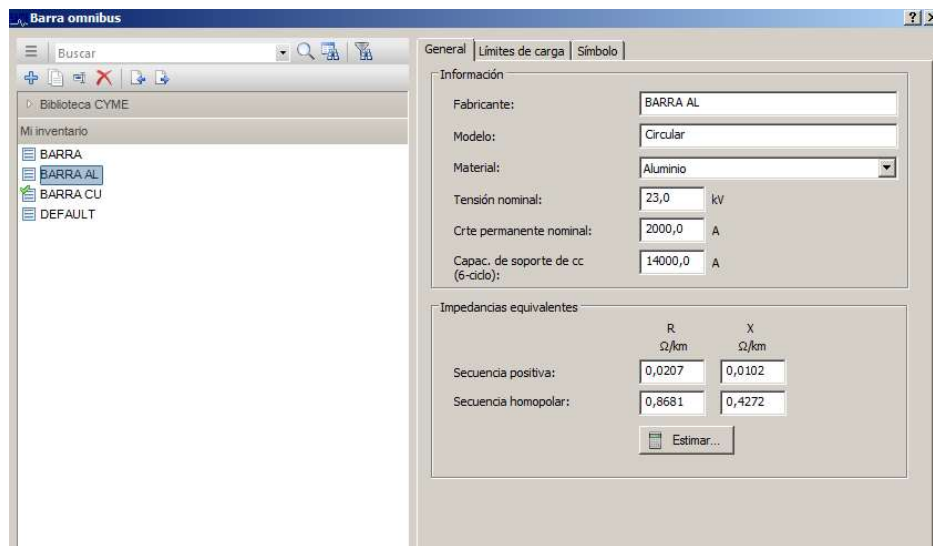


Figura 62 – Modelado de barras de aluminio

2.8. Carga de equipos interruptores

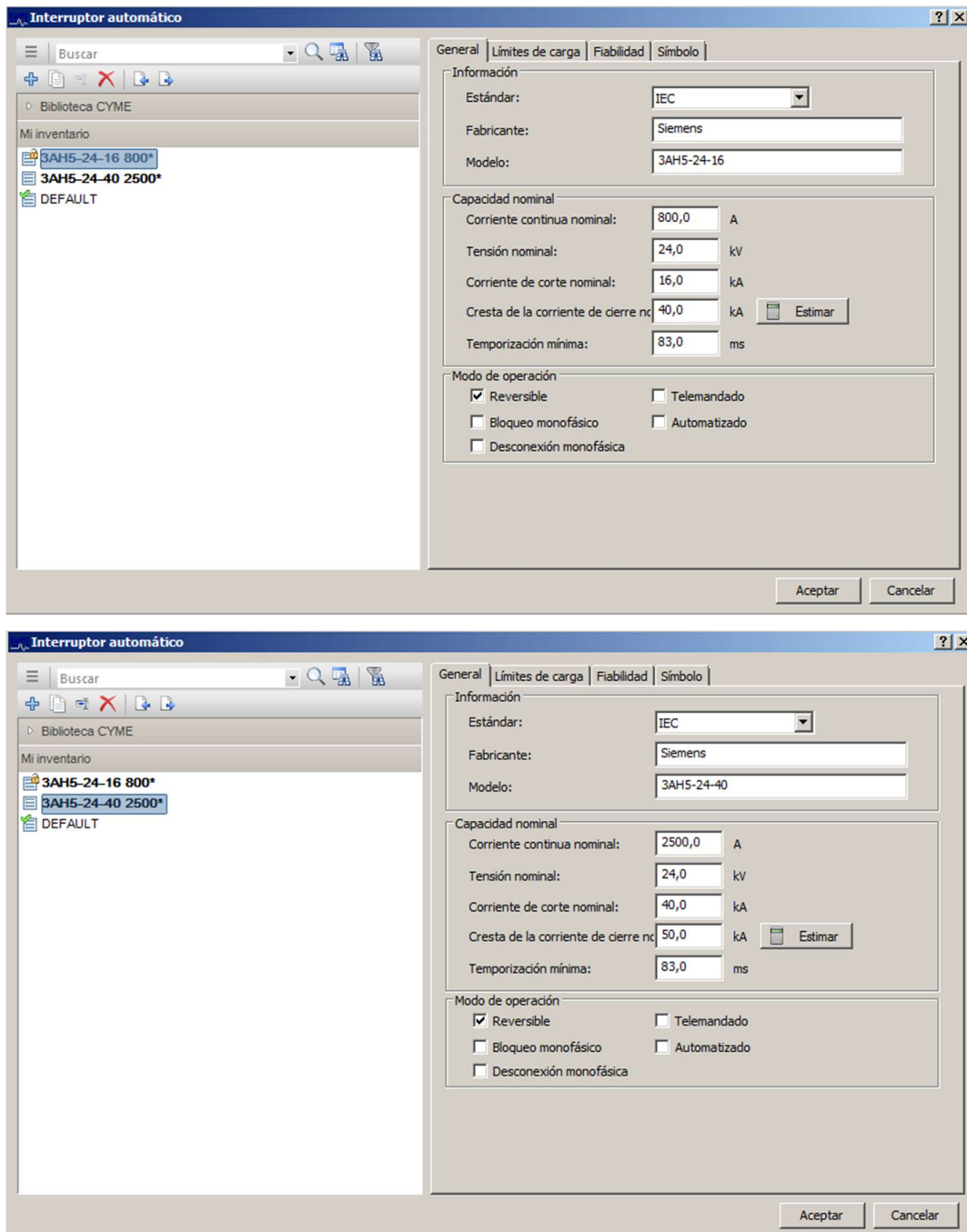


Figura 63 – Modelado de los interruptores 3AH5-24-16 y 3AH5-24-40

BIBLIOGRAFIA

- [1] G. A. Muñoz Mardones, Análisis de Confiabilidad de Arreglos de Barras e Interruptores Mediante Árboles de Falla, Universidad de Chile, 2012.
- [2] A. R. Gonzalez, Diseño de subestación de distribución de 110/25 kv, 2018.
- [3] L. M. F. Bravo, Diseño del Sistema de Control y Protección de una, Sevilla, 2018.
- [4] O. L. M. S. Billy Hernández, Propuesta diseño confiable de subestación de, Ciudad Universitaria, 2015.
- [5] I. Reinoso, «Esquemas de barras,» Scribd, 2019.
- [6] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering. 2da. edición, California: CRC Press, 2008.
- [7] I. S. Board, IEEE Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear, IEEE std., 1993.
- [8] A. Birolini, Reliability Engineering: Theory and Practice, Springer Science & Business Media, 2013.
- [9] J. a. o. Endrenyi, Reliability modeling in electric power systems, New York: Wiley New York, 1978.
- [10] U. D. o. E. DOE, The National Electric Reliability Study: Technical Study Reports, 1981.
- [11] B. Roy, Power system reliability evaluation, New York: Taylor and Francis, 1970.
- [12] Reliabilityweb, «Reliabilityweb.com,» 2015. [En línea]. Available: <https://reliabilityweb.com/sp/>.
- [13] CYME, «Modelación detallada de subestaciones,» [En línea]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/cymdistsub/>.
- [14] E. D. e. a. E. Colombo, Summary of cigre 13.06 working group worl wide reliability data and maintenance cost data on hihg voltage circuit breakers, 1994.

- [15] S. Company, *SIMOPRIME technology partner: air-insulated medium-voltage switchgear, up to 24 kV*.
- [16] ANDE, Fuente: Dirección de Distribución. División Regional Centro. Dpto.de Operación de Distribución Zona Centro, Coronel Oviedo, 2012, 2014.
- [17] Siemens, *Catálogo HG 11.05*, 2010.
- [18] Enersis, «ESPECIFICACIÓN TÉCNICA: CELDAS DE MEDIA TENSIÓN PARA SUBESTACIONES DE POTENCIA,» 2010.
- [19] IBM, «Frecuencias: Estadísticos,» [En línea]. Available: <https://www.ibm.com/docs/es/spss-statistics/25.0.0?topic=frequencies-statistics>.
- [20] G. ANDE, «Impedancias de cc y ajustes de la ES-CDO».