

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Diseño del Sistema de Control y Protección de una Posición de Línea de 220 kV

Autor:

Luz María Fernández Bravo

Tutor:

Antonio de la Villa Jaén

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	9
Índice	11
Índice de Figuras	15
Prólogo	18
1 Introducción	19
1.1 Objetivos	20
2 Subestaciones Eléctricas	21
2.1 Subestaciones Eléctricas	21
2.1.1 Según la función	21
2.1.2 Según el emplazamiento	22
2.1.3 Según la movilidad	23
2.1.4 Según el tipo de aislamiento	23
2.1.5 Según su ubicación	23
2.1.6 Según su nivel de tensión	23
2.1.7 Según la transformación	23
2.2 Configuración Eléctrica de las Subestaciones	24
2.2.1 Barra Simple (Interruptor sencillo)	24
2.2.2 Barra partida (Interruptor sencillo)	25
2.2.3 Barra de transferencia. (Interruptor simple)	26
2.2.4 Doble Barra. (Interruptor simple)	26
2.2.5 Doble barra más barra de transferencia	27
2.2.6 Interruptor y medio	27
2.2.7 Doble barra y Doble interruptor	28
2.2.8 En anillo	28
2.3 Posiciones de una Subestación	29
2.4 Equipos más habituales de Alta Tensión	29
2.4.1 Generadores	29
2.4.2 Motores	29
2.4.3 Transformadores	30
2.4.4 Reactancias	30
2.4.5 Bancos o Baterías de Condensadores	30
2.4.6 Autoválvulas	30
2.4.7 Interruptores	30
2.4.8 Seccionadores	31
2.4.9 Seccionador de puesta a tierra	32
2.4.10 Transformadores de Intensidad	32
2.4.11 Transformadores de Tensión	34
2.5 Equipos más habituales de Baja Tensión	35
2.5.1 Bornas	35
2.5.2 Pulsadores	36

2.5.3	Comutadores	36
2.5.4	Relés Auxiliares	36
2.5.5	Relés temporizados	37
2.5.6	Relés biestables	37
2.5.7	Interruptor Magnetotérmico Automático	38
2.5.8	Relés de Protección	39
2.6	Funciones de Protección más habituales	40
2.6.1	Potección de sobreintensidad (50/51)	40
2.6.2	Protección de sobreintensidad direccional (67)	41
2.6.3	Protección de distancia o impedancia (21)	42
2.6.4	Protección diferencial de barras (87B)	43
2.6.5	Protección diferencial de línea (87L)	44
2.6.6	Protección diferencial de transformador (87T)	44
2.6.7	Relés de Protección Propios del Transformador	45
2.6.8	Protección de Sobretensión (59) y Subtensión (27)	45
2.6.9	Protección de Frecuencia (81)	46
2.6.10	Protección de Fallo de Interruptor (50S.62)	46
2.6.11	Reenganche (79)	46
2.6.12	Discordancia de Polos (2)	46
2.6.13	Comprobación de Sincronismo (25, 25AR)	47
2.7	Teleprotección y Teledisparo. Comunicación por Onda Portadora	47
2.8	Sincronización de los Relés de Protección	48
2.9	Comunicaciones de los Relés de Protección	48
2.9.1	Telegestión	49
2.9.2	Telecontrol	49
3	Condiciones Técnicas de la Subestación	51
3.1	Normativa	51
3.2	Hipótesis de Diseño	52
3.2.1	Condiciones Ambientales	52
3.2.2	Condiciones de cortocircuito	52
3.2.3	Datos del terreno	52
3.3	Características Generales de la Instalación	52
3.3.1	Distancias	55
3.3.2	Embarados	56
3.4	Características de la Aparamenta	57
3.5	Red de Tierras	60
3.5.1	Red de tierras inferiores	60
3.5.1	Red de tierras superiores	60
3.6	Estructuras Metálicas	61
3.7	Sistemas de Control y Protección	61
3.7.1	Sistema de control	63
3.7.2	Sistema de protecciones	63
3.8	Servicios Auxiliares	64
3.8.1	Servicios Auxiliares de Corriente Alterna	64
3.8.2	Servicios Auxiliares de Corriente Continua	65
3.9	Sistema de Telecomunicaciones	65
4	Solución	67
4.1	Posición 1	73
4.2	Posición 2	74
4.3	Posición 3	76
4.4	Posición 4	76
4.5	Posición 5	78
4.6	Posición 6 y 7	78
4.7	Servicios Auxiliares	80

5 Circuitos de Mando	83
5.1 CONTROL DEL INTERRUPTOR	84
5.1.1 Protecciones	88
5.1.2 Interruptor	92
5.2 CIRCUITOS DE MANDO DE SECCIONADORES	109
5.2.1 Seccionadores de Barras	109
5.2.2 Seccionador de línea y puesta a tierra	116
Referencias	121
ANEXO 1	123
<u>Determinación de distancias mínimas en Embarrados Tendidos</u>	<u>123</u>
ANEXO 2	131
<u>Parte de la Normativa de Red Eléctrica para el cálculo de distancias mínimas DYES-3B.</u>	<u>131</u>

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 2.1: Clasificación general de subestaciones.	21
Ilustración 2-2: Subestación de intemperie tipo AIS.	22
Ilustración 2-3: Subestación de interior tipo GIS.	23
Ilustración 2-4: Configuración Barra Simple.	24
Ilustración 2-5: Configuración barra simple con bypass.	25
Ilustración 2-6: Configuración de barra partida.	25
Ilustración 2-7: Configuración con barra de transferencia.	26
Ilustración 2-8: Configuración doble barra.	26
Ilustración 2-9: Configuración doble barra con by-pass.	27
Ilustración 2-10: Configuración de doble barra más barra de transferencia.	27
Ilustración 2-11: Configuración interruptor y medio.	28
Ilustración 2-12: Configuración de doble barra y doble interruptor.	28
Ilustración 2-13: Configuración en anillo.	29
Ilustración 2-14: Tabla 1 de límites de error del transformador de intensidad.	33
Ilustración 2-15: Tabla 2 de límites de error para 5 A del transformador de intensidad para aplicación especial.	34
Ilustración 2-16: Tabla 1 de límites de error para transformador de tensión.	34
Ilustración 2-17: Tabla de clases de precisión.	35
Ilustración 2.18: Esquema de conexión de un relé auxiliar de 4 contactos.	36
Ilustración 2.19: Esquema de conexión de un relé biestable.	37
Ilustración 2-20: Ejemplo de tres tipos de curva (curva B, curva C y curva D).	38
Ilustración 2-21: Tabla características de disparo en función de los tipos de curva B, C y D.	39
Ilustración 2-22: Ejemplo de funcionamiento de protección 51.	41
Ilustración 2-23: Ejemplo de funcionamiento de la protección 67.	42
Ilustración 2-24: Esquema con las distintas zonas de una protección de distancia.	43
Ilustración 2-25: Principio de operación de una protección diferencial (87).	43
Ilustración 2-26: Conexión de intensidades para las dos protecciones diferenciales de un trafo.	44
Ilustración 2-27: Bastidor Integrado	50
Ilustración 3-1: Planta general del parque de 220 kV.	53
Ilustración 3-2: Tabla disposición de la subestación.	54
Ilustración 3-3: Esquema Unifilar de partida	55
Ilustración 3-4: Tabla de características de la aparamenta de la línea 6.	59
Ilustración 3-5: Radio crítico en la red de tierras superiores.	61
Ilustración 3.6: Distribución interior del Edificio de Control	62

Ilustración 3.7: Distribución interior de la caseta CR-22.	62
Ilustración 3-8: Distribución interior de la caseta CR-21	63
Ilustración 3-9: Tabla de características de las protecciones de la línea 6.	64
Ilustración 3-10: Parte del esquema de servicios auxiliares. Alimentación.	65
Ilustración 4.1: Nuevo esquema unifilar de la subestación.	69
Ilustración 4.2: Planta de la subestación con la nueva línea 6.	71
Ilustración 4-3: Perfil de la línea 6	73
Ilustración 4-4: Alzado derecho y principal del seccionador pantógrafo.	74
Ilustración 4-5: Alzado principal e izquierdo del Interruptor de la línea 6.	75
Ilustración 4-6: Conjunto del interruptor tripolar de la línea 6.	75
Ilustración 4-7: Alzado principal e izquierdo del transformador de intensidad de la línea 6.	76
Ilustración 4-8: Seccionador de línea y de P.a.T de la línea 6.	77
Ilustración 4-9: Alzados de transformador de tensión capacitivo de la línea 6.	78
Ilustración 4-10: Alzado principal e izquierdo del trafo de intensidad CA-245-3AM de la línea 6.	79
Ilustración 4-11: Alzado lateral y principal del trafo de tensión inductivo de la línea 6.	79
Ilustración 4-12: Planta de la caseta CR-22 incluyendo la línea 6.	80
Ilustración 4-13: Alimentación de las cassetas desde CPC4.	80
Ilustración 4-14: Alimentación del bastidor de la nueva línea 6.	81
Ilustración 5.1: Esquema de protección de la nueva línea 6.	85
Ilustración 5-2: Circuito del trafo de intensidad de la línea 6.	87
Ilustración 5-3: Circuito del trafo de tensión capacitivo de la línea 6.	88
Ilustración 5-4: Esquema protección primaria.	89
Ilustración 5-5: Esquema protección secundaria.	89
Ilustración 5-6: Esquema Protección Interruptor.	90
Ilustración 5-7: Bucle de sincronismo de la protección interruptor.	91
Ilustración 5-8: Esquema eléctrico de una parte de la protección diferencial de barras de la subestación.	91
Ilustración 5-9: Circuito de cierre del Interruptor 52-6.	92
Ilustración 5-10: Enclavamiento de cierre local.	93
Ilustración 5-11: Parte del circuito de cierre de la fase 0 del interruptor.	94
Ilustración 5-12: Circuito de cierre y bloqueo del interruptor 52-6.	95
Ilustración 5-13: Esquema desarrollado con la actuación de disparo de las protecciones de fallo interruptor de las distintas posiciones de la subestación.	97
Ilustración 5-14: Circuito de apertura de bobinas 1 del interruptor 52-6.	98
Ilustración 5-15: Relé de bloqueo por densidad límite de gas.	99
Ilustración 5-16: Parte del circuito de apertura por bobinas 1 del interruptor.	100
Ilustración 5-17: Parte del circuito de disparo por bobinas 1 de la fase 0 del interruptor.	100
Ilustración 5-18: Circuito de disparo por bobinas 1.	101
Ilustración 5-19: Equipo 3-1 del interruptor 52-6.	102
Ilustración 5-20: Circuito de apertura por bobinas 2 del interruptor 52-6.	103
Ilustración 5-21. Relé de bloqueo por densidad límite de gas.	104

Ilustración 5-22: Parte del circuito de apertura por bobinas 2 del interruptor.	105
Ilustración 5-23: Parte del circuito de apertura por bobinas 2 de la fase 0 del interruptor.	105
Ilustración 5-24: Circuito de disparo por bobinas 2.	106
Ilustración 5-25: Cómo se energiza el relé auxiliar 2-2 en el interruptor (lazo izquierdo), cómo recibe la señal la función 2-1 en la PI (lado derecho).	107
Ilustración 5-26: Circuito de control de teledisparo.	108
Ilustración 5-27: Equipo 3-2 del interruptor 52-6.	109
Ilustración 5-28: Circuito de mando del seccionador 89B1 de la línea 6.	110
Ilustración 5-29: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Alimentación desde positivo.	110
Ilustración 5-30: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Detalle mando local.	111
Ilustración 5-31: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Modo manual.	112
Ilustración 5-32: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Bobinas de apertura y cierre.	112
Ilustración 5-33: Circuito de motores del seccionador 89B1.	113
Ilustración 5-34: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Alimentación al negativo de las tres fases.	114
Ilustración 5-35: Enclavamientos del seccionador 89B1.	115
Ilustración 5-36: Circuito de mando del seccionador 89B2 de la línea 6.	115
Ilustración 5-37: Enclavamientos de 89B2.	116
Ilustración 5-38: Circuito de mando del seccionador de línea 89-6.	117
Ilustración 5-39: Enclavamientos del seccionador 89-6.	118
Ilustración 5-40: Circuito de mando del seccionador de P.a.T 57-6.	118
Ilustración 5-41: Enclavamiento del seccionador 57-6.	119
Ilustración Anexo2.0-1: Tabla 3	131
Ilustración Anexo2.0-2: Tabla 4.	132
Ilustración Anexo2-0-3: Tabla 9	133
Ilustración Anexo2-0-4: Tabla 10.	133
Ilustración Anexo2-0-5: Tabla 11.	134
Ilustración Anexo2-0-6: Tabla 12.	135
Ilustración Anexo2-0-7: Tabla 13.	135
Ilustración Anexo2-0-8: Tabla 14.	135
Ilustración Anexo2-0-9: Tabla 15.	136

Prólogo

En mi último año de estudios de Máster Universitario en Ingeniería Industrial, empecé mi andadura profesional realizando prácticas extracurriculares en una empresa sevillana de Ingeniería de gran prestigio nacional e internacional como es Ayesa Ingeniería y Arquitectura.

A lo largo de este tiempo he tenido la oportunidad de participar de forma activa en la realización de proyectos del ámbito de Subestaciones Eléctricas para la compañía Red Eléctrica de España (REE). Esto me ha permitido afianzar muchos conocimientos adquiridos a lo largo de mi carrera y Máster universitario, además de aprender otros muchos aspectos más detallados de los mismos.

Especialmente, he realizado proyectos de montaje electromecánico de aparmienta y diseño del control de subestaciones. Esto me ha resultado muy interesante, motivo por el cual elegí este proyecto fin de Máster.

A través del presente documento pretendo ofrecer una perspectiva de mi trabajo allí, mediante un caso de estudio concreto.

Por motivos de confidencialidad con la empresa, el caso de estudio no será un caso real, sino uno ficticio. Dicho caso recoge y abarca, no obstante, datos muy similares al proyecto real.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, el consumo de energía eléctrica se realiza mayormente en corriente alterna, con el gran inconveniente de que este tipo de energía no se puede acumular. Como consecuencia, tenemos que generar toda la energía en tiempo real, es decir, producir en cada instante la energía que se va a consumir y esto implica la necesidad de construir un sistema eléctrico con regulación y automatización.

Para que la energía eléctrica llegue a los distintos centros de consumo, recorre un largo camino que se inicia en las centrales generadoras. Un sistema eléctrico tiene cuatro componentes principales: generación, transporte e interconexión, transformación y distribución y consumo.

- Generación: lo componen los propios generadores, transformadores (elevadores o reductores), y los servicios auxiliares y/o de arranque, tales como motores, equipos de excitación, etc. Su función es la de producir energía eléctrica que luego va a ser consumida por diferentes puntos.
- Transporte-Interconexión: las líneas y cables que enlazan los centros de generación con los centros primarios de distribución, o bien la unión en redes de una y otra empresa eléctrica. Su función principal es la de transportar la energía generada con las menores pérdidas posibles.
- Transformación: centros donde se realiza el cambio de nivel de tensión desde transporte (alta tensión) a distribución (media tensión).
- Distribución-Consumo: corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta los diferentes puntos de consumo.
- Elementos asociados: elementos auxiliares utilizados para contribuir a facilitar las funciones básicas de los apartados anteriores, como son los condesadores, reactancias, transformadores de medida, dispositivos de maniobra (interruptores, seccionadores), etc.

Las **Subestaciones eléctricas** son puntos de conexión de centrales de generación y transformadores elevadores o reductores, y/o nudos de transporte y distribución de la energía eléctrica. Estos nudos se materializan en las barras de la subestación, las cuales constituyen un único punto eléctrico. Su función es la de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc) por medio de distintos dispositivos para hacer posible su transmisión.

En función de la importancia que tenga la subestación (en función del trastorno que se genere tener un cero en ella) las empresas realizan mayor o menor inversión, traduciéndose en la configuración de la misma. A medida que la configuración se hace más compleja aumenta el número de elementos de corte y seccionamiento necesarios, y con ello los costes de inversión y gastos de mantenimiento.

La **ingeniería de control y protección** se encarga del diseño de los sistemas de control (local y remoto) y protección de las subestaciones eléctricas y del dimensionamiento de los sistemas de alimentación auxiliar a los mismos.

Los sistemas de protección son los elementos conectados al sistema de potencia encargados de detectar perturbaciones o condiciones anormales de funcionamiento dentro de un área determinada que se le es asignada a dicho elemento. Además, se encargan de iniciar las acciones encaminadas a la solución de dichas situaciones, eliminando los incidentes que se hayan podido provocar. Su objetivo principal es el de aumentar lo máximo posible la calidad y garantizar la continuidad del servicio técnico, además de proteger a las personas y limitar los daños ocasionados a los equipos.

El sistema de control es el encargado de permitir la actuación voluntaria sobre los elementos de la subestación de forma local o remota. Las exigencias que debe cumplir un equipo de protección son las siguientes:

- Fiabilidad: capacidad de operar correctamente cuando es necesario, y evitar la operación intempestiva. De esta forma, la protección debe actuar de forma que garantice la seguridad (que no actúe en condiciones normales) y la obediencia (que actúe ante condiciones anormales).
- Velocidad: los equipos deben actuar tan rápido como sea posible (2 o 3 ciclos), ya que su función es la de aislar faltas cuando no se han podido predecir. Así, cuanto menor sea en tiempo en actuar menores serán los daños y alteraciones en el sistema.
- Selectividad: capacidad de una protección para despejar una falta reduciendo el mínimo posible el número de elementos que queden fuera de servicio. Para ello las protecciones tienen un área de vigilancia o zona de protección, que definiremos más ademante.
- Simplicidad: diseñar un sistema de protección lo más simple posible es una prueba de buen diseño, ya que aumenta la fiabilidad.
- Economía: un sistema debe proporcionar la máxima protección al mínimo coste posible.
- Flexibilidad: propiedad por la que el sistema debe adaptarse a diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.
- Mantenimiento: las protecciones deben de tener el mínimo mantenimiento posible, por lo que los relés deben tener la mayoría de sus elementos con resistencia al desgaste.
- Facilidad de pruebas: Las protecciones deben tener incluidos elementos que faciliten y permitan las pruebas, así como funciones de autodiagnóstico.
- Modularidad: con el fin de poder sustituir y reparar fácilmente equipos defectuosos.
- Sensibilidad: se entiende como el consumo propio del relé en condiciones mínimas de operación, con la mínima intensidad.

1.1 Objetivos

El objetivo del presente Proyecto es el diseño de una posición de línea en una subestación determinada de 220 kV, que definiremos en las siguientes secciones. Dentro del diseño de la posición de línea, se hablará de los elementos que la componen, la configuración de cada uno de ellos y se explicará el motivo por el que se ubican de una determinada manera.

Posteriormente, se explicará el funcionamiento del interruptor de esta posición de línea, así como los circuitos de mando, su interacción con los distintos equipos de protección de la subestación y los enclavamientos existentes de los equipos que componen la nueva posición. Por último, se detallarán los circuitos de mando de los seccionadores existentes en la línea, y los enclavamientos electromecánicos que provocan o impiden que los seccionadores puedan abrir o cerrar.

2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

En esta sección se procede a explicar los fundamentos principales de las subestaciones eléctricas, que abarca desde una definición y clasificación de ellas hasta los elementos principales que la componen. El objetivo de esta sección es situar al lector en el ámbito donde se va a realizar el proyecto, y definir los aspectos claves necesarios para entender secciones futuras. Cabe destacar que, debido a la amplitud del proyecto, se va a definir los conceptos principales de una forma superficial, sin entrar al profundo detalle, pero suficiente para entender el resto del mismo.

En concreto, se comienza con la definición de una Subestación y se hace una clasificación de las mismas. Posteriormente, se definen los tipos de configuración de barras que existen, los elementos principales que componen una subestación y, por último, las protecciones principales más comunes hoy en día.

2.1 Subestaciones Eléctricas

En el libro de “Subestaciones Eléctricas” de Jesús Trashorras Montecelos se hace una buena definición y una clasificación de estas. En concreto, se define por una subestación como el conjunto, situado en un mismo emplazamiento, de una serie de apartamento y edificios necesarios para realizar funciones como: transformar la tensión, la frecuencia, el número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia o conexión de varios circuitos.

En cuanto a su clasificación, se pueden observar distintos tipos en función de su característica.



Ilustración 2.1: Clasificación general de subestaciones.

2.1.1 Según la función

Podemos encontrar subestaciones de maniobra o reparto, de transformación pura, de transformación/maniobra, de transformación/cambio del número de fases, de rectificación y de central.

- Subestaciones de maniobra o reparto: cuya misión es interconectar dos o más circuitos. Son descartadas por permitir la formación de nudos en una red mallada, y todas las líneas que concurren tienen que ser del mismo nivel de tensión.
- Subestaciones de transformación pura: transforman la tensión de un nivel superior a uno inferior. Son los puntos donde la energía pasa de un nivel de tensión a otro, como por ejemplo de transporte a reparto o de reparto a distribución.
- Subestaciones de transformación/maniobra: Es una mezcla entre las dos anteriores, ya que por un lado transforma el nivel de tensión y, por otro, sirve de conexión entre varias líneas del mismo nivel de tensión.

- Subestaciones de transformación/cambio de número de fases: destinada a la alimentación de redes con distinto número de fases: trifásica-hexafásica, trifásica-monofásica, etc.
- Subestación de rectificación: sirven para alimentar una red de corriente continua.
- Subestación de central: destinada a la transformación de tensión desde un nivel inferior a otro superior. Suelen ser las subestaciones que tienen las centrales eléctricas para elevar la tensión a nivel de transporte.

2.1.2 Segundo el emplazamiento

- De interpie: situadas en el exterior. Un ejemplo son las aisladas al aire AIS (Air Insulated Switchgear), explicadas posteriormente.



Ilustración 2-2: Subestación de intemperie tipo AIS.

- De interior: Tienen la ventaja de que no están condicionadas meteorológicamente y reducen su superficie, al tener menos distancia de seguridad entre elementos. Sin embargo, tienen mayor coste económico. Un ejemplo de estas son las subestaciones aisladas en gas, las tipo GIS (Gas Insulated Switchgear).



Ilustración 2-3: Subestación de interior tipo GIS.

2.1.3 Según la movilidad

- Fija
- Móvil

2.1.4 Segundo el tipo de aislamiento

Pueden ser:

- AIS: donde la aparamenta utiliza como elemento de aislamiento el aire. Estan sujetas a condiciones meteorológicas, y este tipo de subestaciones utilizan mucha superficie, al tener que mantener determinadas distancias de seguridad entre los distintos elementos.
- GIS: cuyo elemento de aislamiento es el gas. No estan sujetas a condiciones meteorológicas y al estar en interior pueden reducir considerablemente el espacio.
- Híbridas (HIS) que, como su propio nombre indica, es una mezcla de las anteriores.

2.1.5 Segundo su ubicación

Pueden estar en zonas urbanas, en zonas industriales, residenciales o específicas (fotovoltaica, eólica...)

2.1.6 Segundo su nivel de tensión

- Muy alta tensión: 400 y 220 kV
- Alta tensión: 132, 66 y 45 kV
- Media tensión: 20 y 15 kV

2.1.7 Segundo la transformación

- Reductoras: Transforman la tensión de un nivel superior a uno inferior
- Elevadoras: Transforman la tensión de un nivel inferior a uno superior.

2.2 Configuración Eléctrica de las Subestaciones

Con el continuo aumento general de los costes de los equipos, mano de obra, terreno y preparación del emplazamiento hay que elegir, según ciertos criterios, la mejor opción que satisfaga los requisitos del sistema con el coste mínimo.

Los mayores costes de una subestación son los relacionados con los equipos como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores y aparamenta de medida, control y protección. La cantidad de interruptores y seccionadores utilizados depende de la disposición del embarrado y de las conexiones entre sí. Es esencial el análisis cuidadoso de los diferentes esquemas de conexión, ya que se pueden conseguir ahorros importantes en la elección de los equipos para satisfacer los requisitos del sistema.

Al seleccionar la disposición del embarrado y de las conexiones de una subestación, hay que considerar diversos factores: una subestación debe garantizar la continuidad en el servicio, al mínimo coste y de la forma más sencilla posible. Además, debe prever una futura ampliación, permitir un funcionamiento flexible, y disponer los medios necesarios para hacer el mantenimiento de las líneas, interruptores y seccionadores sin interrumpir el servicio y garantizando la seguridad de las personas.

A continuación se detallan las configuraciones de barras más comunes, dispuestas desde menor a mayor coste y fiabilidad:

2.2.1 Barra Simple (Interruptor sencillo)

- Distintas líneas o transformadores conectados a un nudo, que es la barra.
- Se utiliza en instalaciones pequeñas y de poca potencia.
- Instalación simple y maniobra sencilla.
- El suministro puede ser interrumpido fácilmente.
- No existe separación de salidas al ser una única barra.

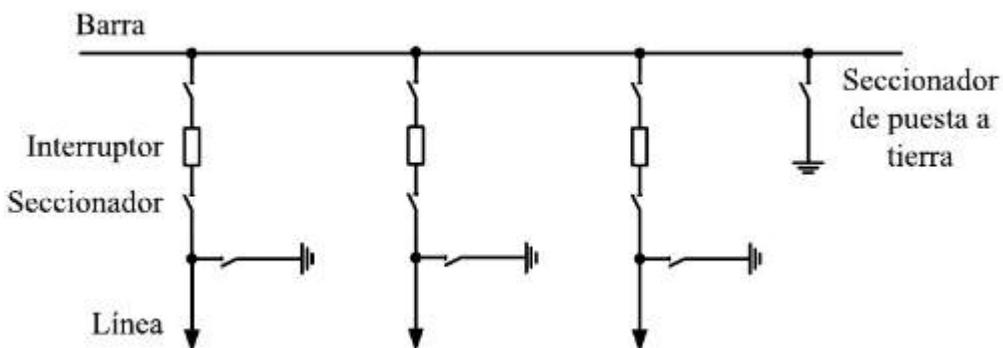


Ilustración 2-4: Configuración Barra Simple.

- A veces se puede colocar un seccionador by-pass en paralelo en cada módulo de salida. Permite realizar operaciones de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio en esa línea. Presenta el inconveniente de que, mientras esté en servicio el seccionador by-pass y en caso de perturbación, la línea se queda sin protección disparando los interruptores adyacentes a los de cabecera.

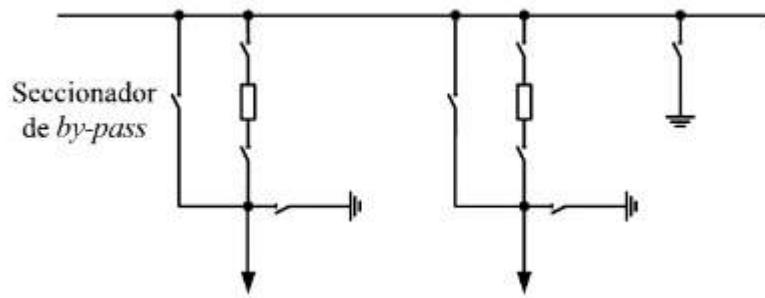


Ilustración 2-5: Configuración barra simple con bypass.

2.2.2 Barra partida (Interruptor sencillo)

- La barra principal se divide en dos por medio de seccionadores. Así, en caso de avería de una de las secciones de la barra, la otra puede seguir en funcionamiento.

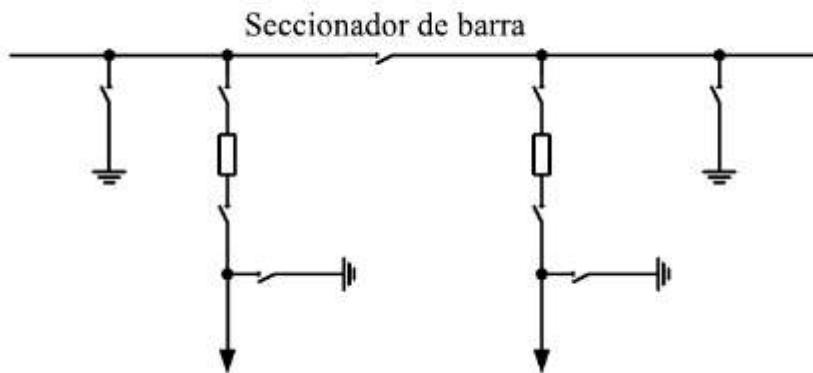


Ilustración 2-6: Configuración de barra partida.

- Mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación.
- Mayor continuidad de servicio.
- Se facilita el mantenimiento de los tramos conectados a la barra.
- El sistema puede funcionar con dos fuentes de alimentación.
- No se puede transferir una salida de una a otra sección de la barra.
- La revisión del seccionador de barra deja fuera de servicio a la sección.

2.2.3 Barra de transferencia. (Interruptor simple)

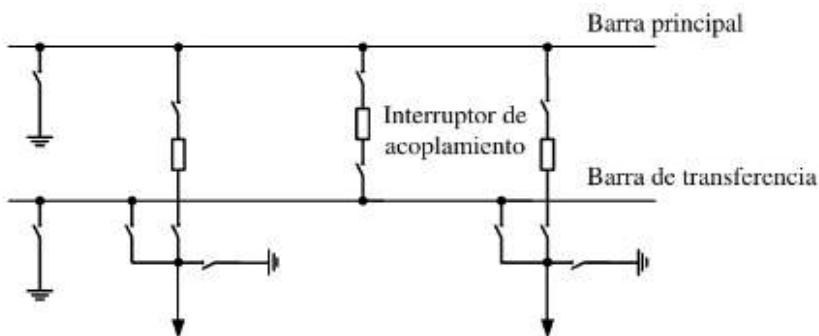


Ilustración 2-7: Configuración con barra de transferencia.

- Las líneas de salida se conectan a la barra principal, y esta a su vez se conecta a una barra de transferencia a través de un interruptor de acoplamiento.
- Si hubiese seccionador by-pass se conectaría a la barra de transferencia.
- Permite la continuidad del servicio por mantenimiento de la barra o interruptores, alimentando a través de la otra barra.
- No permite la continuidad del servicio ante fallos en el interruptor de acoplamiento.

2.2.4 Doble Barra. (Interruptor simple)

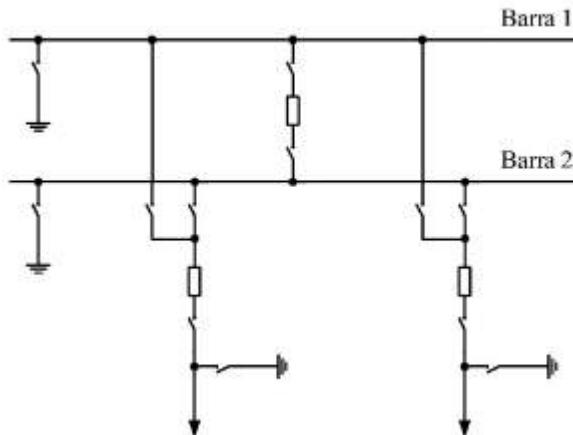


Ilustración 2-8: Configuración doble barra.

- Dos barras con igual importancia (ninguna es la principal). Las líneas pueden conectarse a cada una de ellas a través de seccionadores.
- Mayor seguridad de servicio, se puede pasar de una barra a otra sin corte.
- Las operaciones de mantenimiento se pueden realizar sin interrumpir el servicio.
- El mantenimiento de un interruptor requiere de la salida de esa línea en ambas barras.
- Existe la posibilidad de doble barra con by-pass. Permite el reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras y asegura el servicio, aunque las maniobras son más complicadas.

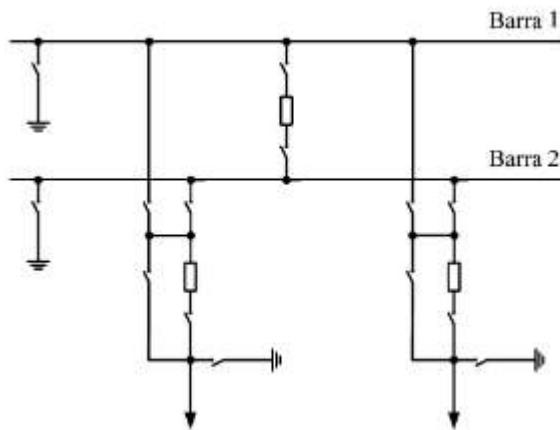


Ilustración 2-9: Configuración doble barra con by-pass.

2.2.5 Doble barra más barra de transferencia

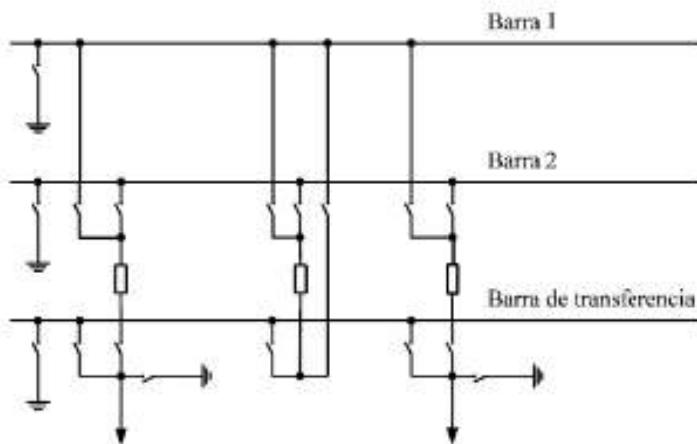


Ilustración 2-10: Configuración de doble barra más barra de transferencia.

- Consta de doble juego de barras donde se conectan las líneas, y los seccionadores by-pass a la barra de transferencia, que sirve para unir los dos módulos eléctricamente.
- Se emplea en subestaciones de muy alta tensión (MAT), de 220 o 400 kV.

2.2.6 Interruptor y medio

- En esta configuración existen tres interruptores por cada dos salidas y dos barras. Hay un interruptor que es compartido por ambas salidas.
- Empleo en subestaciones de 220 y 400 kV.
- Cualquiera de las dos barras podría quedar fuera de servicio sin interrumpir el suministro.
- Muy flexible.
- Inconveniente: Ante un corocircuito y un fallo en el interruptor del centro (el compartido), quedarían afectadas ambas salidas.

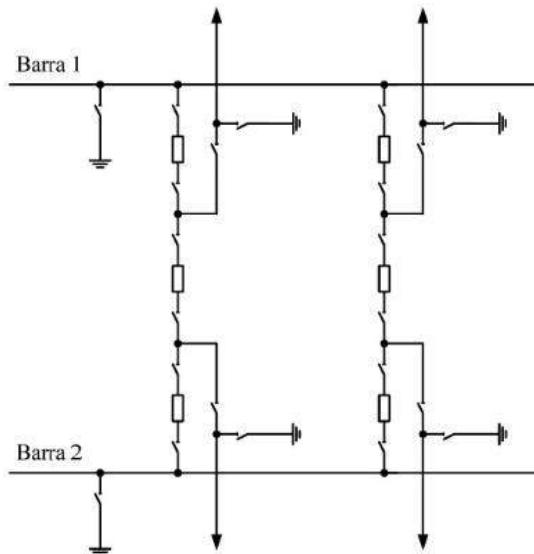


Ilustración 2-11: Configuración interruptor y medio.

2.2.7 Doble barra y Doble interruptor

- Permite alimentar las líneas desde cualquiera de las dos barras, gracias a que están conectadas a cada una a través de un interruptor, y no a través de seccionadores como anteriormente.
- Mayor fiabilidad, ya que permite la continuidad del servicio ante fallos en cualquier interruptor.
- Mayor coste económico.

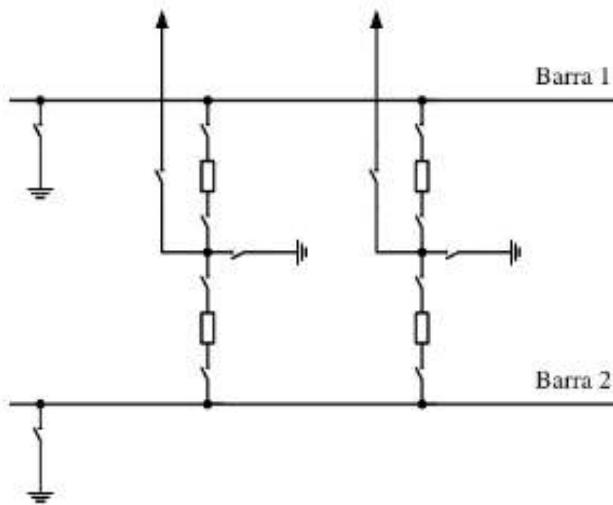


Ilustración 2-12: Configuración de doble barra y doble interruptor.

2.2.8 En anillo

- La barra es un anillo formado por interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesario abrir los interruptores de ambos lados de él.
- Permite la posibilidad de alimentar a las líneas por ambos lados.
- Muy flexible en el reparto de cargas. Permite la continuidad de servicio en mantenimiento y no necesita interruptor de acoplamiento.

- Diseño más complejo.

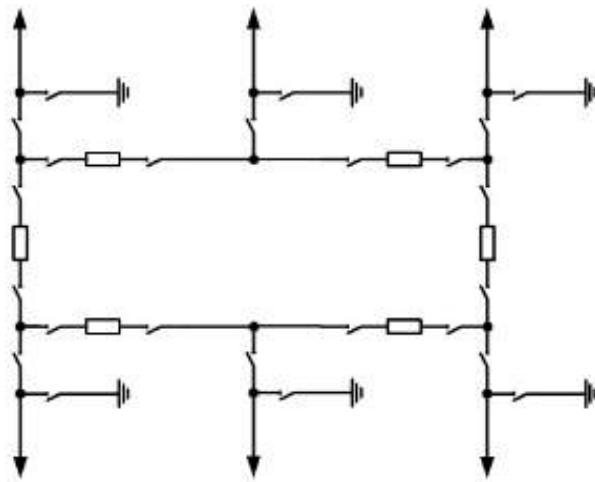


Ilustración 2-13: Configuración en anillo.

2.3 Posiciones de una Subestación

Las subestaciones eléctricas están divididas en posiciones o módulos, de forma que queden bien diferenciados. Se entiende por posición el conjunto de aparatos de un mismo nivel de tensión que están relacionados con la protección y la conservación de un elemento o equipo de la subestación.

Las principales posiciones son:

- **Posición de Línea:** Todos los elementos relacionados con una línea de la subestación. Comprende la entrada o salida de cables (aéreos o subterráneos), aparatos de corte (seccionadores o interruptores), aparatos de medida (transformadores de intensidad y tensión) y elementos auxiliares (bobinas de bloqueo, autoválvulas...)
- **Posición de Barras:** Elementos que realizan la conexión/aislamiento entre posiciones de línea o de transformadores. Comprende seccionadores y aparatos de medida como transformador de tensión. Para barras del lado de baja tensión puede incluir servicios auxiliares, batería de condenadores, etc.
- **Posición del primario del transformador:** elementos que se encuentran antes del transformador. Comprende protección automática, medida (trafo de intensidad) o protección frente a sobretensiones de tipo rayo.
- **Posición del transformador:** incluye el propio transformador, los aparatos de corte (interruptor automático), de medida y otros auxiliares (pararrayos, etc).

2.4 Equipos más habituales de Alta Tensión

2.4.1 Generadores

Son máquinas eléctricas cuya función es transformar de energía mecánica en eléctrica. En ellos se genera la energía eléctrica que, transportada, transformada y distribuida por la red, será consumida por los clientes finales.

2.4.2 Motores

Son máquinas eléctricas rotativas que transforman la energía eléctrica que consumen en energía mecánica

capaz de producir un trabajo. Son consumidores finales de la energía eléctrica.

2.4.3 Transformadores

Son máquinas eléctricas estáticas cuya misión es transformar la tensión de la red de un nivel de tensión a otro.

Para una potencia dada a transportar, cuanto mayor sea la tensión de la red, menor será la intensidad circulante ($P=VxIx\cos(\phi)$). Las pérdidas en las líneas de transporte son debidas a la intensidad, por lo tanto interesa aumentar la tensión de transporte y así disminuir la intensidad.

Es por ello que la energía eléctrica se genera en media tensión, luego es elevada por medio de transformadores elevadores a la tensión de distribución/transporte y finalmente se vuelve a reducir en transformadores reductores hasta las tensiones de utilización (media o baja) en las cercanías de los consumidores.

2.4.4 Reactancias

Son máquinas eléctricas estáticas similares a los transformadores y cuya función es la compensación del efecto capacitivo que aparece en las líneas de transporte de longitud elevada.

Estas reactancias pueden conectarse a las barras de la subestación, y dar servicio así a varias posiciones de línea o colocarse en una línea concreta a su llegada a la subestación. Otra función es el formar un neutro artificial cuando tenemos un transformador con devanado en triángulo (reactancia de puesta a tierra).

2.4.5 Bancos o Baterías de Condensadores

Son máquinas eléctricas estáticas cuya función es la opuesta a las reactancias; mientras que estas suponen una carga inductiva, los condensadores la suponen capacitiva. Las máquinas eléctricas necesitan energía reactiva para generar los campos magnéticos que entran en juego en su funcionamiento.

La energía eléctrica está compuesta por energía activa y energía reactiva. La primera es susceptible de transformación en energía mecánica o térmica en un motor o en una resistencia. La segunda, como se ha comentado, es la encargada de generar campos magnéticos en las máquinas. La energía activa únicamente puede ser generada en los generadores, pero la reactiva puede generarse también en los condensadores. Es por ello que se colocan baterías de condensadores en las cercanías de los equipos que necesitan esta energía reactiva, de forma que por la red sólo discurre la intensidad generadora de potencia activa (intensidad activa) y la intensidad generadora de potencia reactiva (intensidad reactiva) se genere en las proximidades de su consumo. Al evitar o disminuir la circulación de intensidad reactiva por las líneas de distribución, por un lado desminuimos las pérdidas, ya que estas dependen de la intensidad total, y por otro aumentamos la capacidad de distribución de energía activa.

2.4.6 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 bornas de un transformador de potencia, para evitar la sobretensión en el trafo.
- Antes de unas botellas terminales de paso a cable aislado, para que la sobretensión no afecte al cable.

2.4.7 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.

En las secciones posteriores se explica detalladamente el esquema eléctrico utilizado para la realización del proyecto.

2.4.8 Seccionadores

Son elementos de maniobra que proporcionan un corte visible del circuito primario y permiten aislar y desconectar partes de la instalación cambiando la topología de la misma. No son suficientemente robustos como para poder conectar ni desconectar potencia (maniobra en carga), por ello es necesario que para su maniobra los interruptores se hayan abierto previamente dejando el circuito con o sin tensión pero sin circulación de corriente.

Para asegurarse que la maniobra de los seccionadores es realizada en condiciones seguras, se enclava su mando eléctrico con la posición de otros equipos (interruptores y seccionadores) y las condiciones (fallo interruptor, presencia de tensión, etc.) que sean de aplicación. Los enclavamientos pueden ser:

- **Mecánico:** el interruptor y los seccionadores disponen de una cerradura con la misma llave. Así, para maniobrar el seccionador, es necesario extraer la llave del interruptor cuando este está en posición abierto.
- **Eléctrico:** el circuito eléctrico que alimenta el motor del seccionador tiene un contacto auxiliar del interruptor que está en posición de abierto cuando el interruptor está cerrado y, por tanto, impide la maniobra del seccionador.
- **Software:** el dispositivo informático (PLC y PC, entre otros) recibe el estado (abierto o cerrado) de los equipos mediante contactos auxiliares, y da permiso a las órdenes de apertura o cierre en función del estado de dichos contactos.

Atendiendo a la forma de realizar la maniobra de conexión/desconexión, los seccionadores pueden ser **rotativos** o **pantógrafos**. En los primeros la maniobra es de giro horizontal mientras que en los segundos es de extensión/plegado vertical. El uso de los seccionadores pantógrafos se limita a conexiones a barras.

Las maniobras de apertura y cierre de los seccionadores se consiguen mediante un motor y unas transmisiones mecánicas. El motor está alojado en la caja de mando adosada al soporte del seccionador y la timonería transmite el movimiento del motor hasta las cuchillas principales del seccionador.

Para asegurar que se tendrá capacidad de maniobra en situaciones con pérdida de la alimentación auxiliar es habitual alimentar los motores de los seccionadores (y del interruptor) en corriente continua.

Dependiendo de la separación entre las fases que tenga el seccionador, lo que depende a su vez del nivel de tensión y de las características del montaje, será posible que un único motor actúe sobre los tres polos del seccionador (**seccionador trifásico**), o si la separación es excesiva sea necesario que cada polo disponga de su propio motor (**seccionador monofásico**).

2.4.9 Seccionador de puesta a tierra

Son un tipo especial de seccionadores cuya función es conectar a tierra una parte de la instalación con el objeto de realizar trabajos en ella en condiciones seguras.

Es habitual que estos seccionadores comparten apoyo con los seccionadores de aislamiento, estando en este caso enclavados ambos mecánicamente, de forma que no es posible que estén cerrados simultáneamente. A pesar de la existencia de este enclavamiento mecánico también se realiza un enclavamiento eléctrico entre ambos para una mayor seguridad.

2.4.10 Transformadores de Intensidad

Son un tipo de transformadores de medida¹ cuya misión es transformar las magnitudes eléctricas primarias (intensidad de línea) a valores proporcionales pero mucho menores que las primarias, de forma que puedan ser utilizados por los equipos de protección, medida y control.

Su función es reducir a valores no peligrosos y normalizados las características de tensión e intensidad de una red eléctrica. De esta forma, se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial. También se evita utilizar instrumentos especiales y caros cuando se requieren medir corrientes intensas.

En los trafos de intensidad, el devanado primario se conecta en serie con el circuito de potencia al que dan servicio. Por tanto, por el circuito primario circula la intensidad de línea.

Las posibilidades de conexión de un trafo de intensidad son: uno para medida y otro para protección, o un único trafo para medida y protección con doble devanado secundario.

Los más habituales tienen varios devanados secundarios, de forma que es posible disponer de una medida de la intensidad para ser utilizada por varios equipos de forma independiente. Los devanados secundarios de los trafos de intensidad pueden ser de **medida** o de **protección**. Los devanados de medida son utilizados para alimentar a los aparatos de medida y están dimensionados buscando la precisión en la medida para las corrientes nominales. En el caso de la circulación de corrientes de defecto, el devanado se satura protegiendo al equipo de medida. En cambio, los devanados de protección deben enviar una señal de intensidad en condiciones de defecto a las protecciones.

De lo anterior se concluye que no es posible utilizar un devanado de medida para alimentar a una protección, ya que ante corrientes de cortocircuito se satura y envía, por tanto, una intensidad falseada a la protección. De la misma forma no se debe utilizar un devanado de protección para alimentar a un equipo de medida, ya que no protegerá a éste cuando se produzca la circulación de corrientes de cortocircuito al no saturarse.

Existe un tipo de trafos de intensidad llamados de **multirreación**. En ellos se puede seleccionar la intensidad nominal primaria mediante determinadas conexiones en el circuito primario con el trafo en vacío. Esto permite utilizar el mismo equipo en distintas condiciones de desarrollo de la red, de forma que en un primer momento en el que la intensidad nominal es baja se utiliza la toma menor y a medida que se desarrolla la red y aumenta la intensidad nominal se cambia la toma sin tener que sustituir el trafo. Un ejemplo sería el trafo: 1000-2000/5-5-5-5 A. Este equipo permite dos relaciones de transformación: 1000/5 o 2000/5 para cuatro devanados secundarios en conjunto. En el primer caso la intensidad será 200 veces menor a la primera, mientras que en el segundo será 400 veces menor.

En un trafo de intensidad, ningún circuito secundario del transformador debe quedar abierto, es decir, que de no tener ninguna carga secundaria conectada, los bornes de cada secundario deberán estar cortocircuitados. Si no se hace esto, toda la corriente primaria actúa como corriente de magnetización al no existir amperio-vueltas secundarios de compensación, con el consiguiente calentamiento del núcleo y aparición en el secundario de una tensión que puede alcanzar centenares de voltios.

¹ Transformadores de medida: equipos encargados de suministrar tensiones e intensidades a los instrumentos de medida, contadores, relés de protección y otros aparatos analógicos. Hay de varios tipos: transformadores de intensidad, de tensión inductivos, de tensión capacitivos o combinados.

También es muy importante el tratamiento de puesta a tierra en los circuitos secundarios. Cada circuito de corriente debe de tener un único punto de conexión a tierra.

2.4.10.1 Clases de Precisión

Las clases de precisión varían cuando se trata de un trafo de intensidad de medida o uno de protección.

Trafo de Intensidad de medida

Las clases de precisión para un trafo de intensidad de medida está caracterizado por un número llamado **índice de clase**. Este número es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria (I_{pn}) estando alimentado con carga nominal (**carga de precisión**).

Las clases de precisión son:

- Clase 0.1: La más precisa. Para uso en el laboratorio.
- Clase 0.2: Para uso en laboratorio, patrones portátiles y contadores de gran precisión.
- Clase 0.2s: similar a clase 0.2 para secundarios de 5 A y con precisión hasta el 1% I_{pn} (clase extendida).
- Clase 0.5: Para contadores normales y aparatos de medida.
- Clase 0.5s: similar a clase 0.5 para secundarios de 5 A y con precisión hasta el 1% I_{pn} (clase extendida).
- Clase 1: Para alimentar a aparatos de cuadro.
- Clase 3 y 5: Para usos que no se requiera de más precisión.

Para proteger los aparatos de medida alimentados por el transformador en caso de cortocircuito en la red, se tiene en cuenta el **factor nominal de seguridad (F_s)** que se define como el cociente entre la intensidad nominal de seguridad (intensidad primaria para la que el trafo ha comenzado a saturarse) y la intensidad primaria nominal.

Los límites de error se indican en la siguiente tabla:

Clase de Precisión	Error de relación en % para los valores de intensidad expresados en % de la I_{in}				Error de fase para los valores de intensidad expresados en % de la I_{in}							
					Minutos				Centirradianes			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1	3	1,5	1	1	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Ilustración 2-14: Tabla 1 de límites de error del transformador de intensidad.

Para el caso de gama extendida, para secundarios de 5 A:

Clase de Precisión	Error de relación en % para los valores de intensidad expresados en % de la In					Error de fase para los valores de intensidad expresados en % de la In									
						Minutos				Centirradianes					
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2s	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5s	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Ilustración 2-15: Tabla 2 de límites de error para 5 A del transformador de intensidad para aplicación especial.

Trafo de Intensidad de protección

Como son los destinados a alimentar a los relés de protección, deben tener una precisión suficiente para intensidades de valor igual o superior a la intensidad nominal. Por tanto, deben tener su punto de saturación alto.

Los secundarios de protección de los transformadores de intensidad utilizan una terminología formada por un dígito acompañado de la letra “P” y seguido de otro dígito.

El primer dígito se denomina **clase de precisión** y hace referencia al error compuesto en la medida. Las clases normales de precisión son 5P y 10P. Los errores para ambos son:

Clase de Precisión	Error de Intensidad a la Intensidad nominal	Error de fase a la Intensidad nominal		Error compuesto a FLP veces la Intensidad nominal
		Minutos	Centirradianes	
5 P	+/- 1%	+/- 60	+/- 1.8	+/- 5%
10 P	+/- 3%	-	-	+/- 10%

Ilustración 2-16: Tabla 1 de límites de error para transformador de tensión.

El segundo dígito es el **factor límite de precisión nominal (FLP)** y es el múltiplo de la intensidad nominal del trafo para el que se mantiene la precisión de la medida cuando se le demanda la potencia nominal. Es decir, para un secundario 5P 20 y potencia 50 VA medirá correctamente con un error del 5% hasta un valor de la intensidad circulante por el primario de 20 veces la I_{np} cuando se le demandan los 50 VA en el circuito secundario.

En el caso de que la potencia demandada sea menor a la nominal, el trafo admitirá una intensidad superior sin saturarse, y en este caso debemos hablar del **factor límite de precisión real**:

$$FLP_{real} = FLP_x \frac{(Potencia nominal) + (Pérdidas internas trafo)}{(Potencia Real demandada al secundario) + (Pérdidas internas trafo)}$$

2.4.11 Transformadores de Tensión

Son un tipo de transformadores de medida en los cuales la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria, y desfasada con esta un ángulo próximo a cero.

A diferencia de los transformadores de intensidad, la conexión de los transformadores de tensión se realiza en paralelo con el circuito principal. Por el primario apenas circula intensidad. Todos los arrollamientos secundarios están bobinados sobre el mismo núcleo. El arrollamiento primario puede conectarse: fase-fase o fase-tierra. La conexión más usual es entre fase y tierra.

Los transformadores de tensión se dividen en dos grandes grupos: transformadores **inductivos** y **capacitivos**. La ventaja principal de los segundos frente a los primeros es púramente económica, y que permiten la inyección de señales de alta frecuencia para comunicaciones (onda portadora).

Los trafos de tensión pueden utilizarse tanto para medida como para protección. Si uno va a utilizarse para ambos no es necesario que existan dos arrollamientos separados como en los trafos de intensidad. Por ello, en la norma IEC, a los trafos de tensión para protección se les exige que cumplan también una clase de precisión como los de medida.

La **clase de precisión** de un trafo de tensión para medida está caracterizada por un número llamado **índice de clase** que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria estando alimentado con la carga nominal (**carga de precisión**).

Las clases de precisión son las siguientes:

- Clase 0.1: La más precisa. Para uso en laboratorio.
- Clase 0.2: Para uso en laboratorio, patrones portátiles y contadores de precisión.
- Clase 0.5: Para contadores normales y aparatos de medida.
- Clase 1: Para alimentar a aparatos de cuadro (voltímetros de reloj).
- Clase 3: Para usos en los que no se requiera mayor precisión.

Clase de Precisión	Error de relación +/- %	Desfase +/- min
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	,05	20
1	1	40
3	3	No especificado

Ilustración 2-17: Tabla de clases de precisión.

La clase de precisión para un transformador de protección está caracterizada por un número que indica el error máximo, expresado en tanto por ciento, al 5% de la tensión nominal. Este número va seguido de la letra P. Las más habituales son 3P y 6P.

Al igual que los trafos de intensidad, es importante tomar las debidas precauciones en el conexionado y puesta a tierra de los secundarios de los trafos de tensión. Las consideraciones expuestas para los transformadores de intensidad son aplicables a los de tensión con la excepción de no conectar en cortocircuito los circuitos secundarios.

2.5 Equipos más habituales de Baja Tensión

En este apartado se pretende dar una pequeña pincelada de los elementos más comunes en baja tensión.

2.5.1 Bornas

Las bornas son elementos de conexión. Permiten realizar una conexión eléctrica segura y duradera de los

cables. La conexión es segura ya que las bornas son diseñadas para soportar una intensidad determinada y para asegurar el aislamiento eléctrico.

Cada borna tiene dos extremos, utilizado uno de ellos para la conexión de las venas de los cables de interconexión con el exterior del armario o caja que aloja a la borna, y el otro extremo para la conexión hacia el interior. Como norma general no se debe conectar más de dos venas en una misma conexión. Existen bornas que disponen de varios terminales de conexión en uno o ambos extremos de la misma para el caso en el que es necesario conectar varias venas o hilos.

2.5.2 Pulsadores

Al actuar sobre ellos sus contactos cambiarán de posición, los normalmente cerrados (NC) se abrirán y los normalmente abiertos (NA) se cerrarán. Este cambio de estado de los contactos se mantendrá únicamente mientras se tenga actuación sobre el pulsador.

También es posible encontrar pulsadores en los que mecánicamente se mantenga la actuación hasta que se vuelva a pulsar, similares en funcionamiento a los commutadores.

2.5.3 Comutadores

Son equipos que realizan interconexiones. Existe una gran variedad de commutadores.

Atendiendo a su uso, podemos encontrar **comutadores robustos**, capaces de conectar y desconectar corrientes, y **comutadores de control**.

Atendiendo a su funcionamiento, el más común es el **comutador selector**. Tiene varias posiciones y varios contactos, y cuando lo colocamos en una posición se mantiene en ella. En cada posición unos contactos estarán abiertos y otros cerrados. En este tipo no se habla de NC o NA, ya que la posición de abierto o cerrado de cada contacto únicamente depende de la posición en la que hallamos colocado el commutador. Un ejemplo puede ser el commutador local/remoto o automático/manual.

Otra variedad son los **comutadores con vuelta a cero**. Su funcionamiento es similar a los pulsadores y se utilizan en circuitos de mando. En estos sí hablamos de NC o NA. Cuando actuemos sobre el commutador, haciéndolo girar en un sentido, todos o parte de los contactos NA se cerrarán, y todos o parte de los NC se abrirán. Cuando dejemos de actuar sobre él, éste volverá a su posición normal, posición cero, recuperando la posición normal de sus contactos.

Otro commutador utilizado en circuitos de mando es el **comutador de símbolo y mando o commutadores de discrepancia**. Estos equipos incorporan una lámpara. Si la lámpara está apagada quiere decir que la posición del elemento del parquet sobre el que actúa el commutador (interruptor, seccionador...) coincide con la indicada en el sinóptico. Eso permite que, en caso de que se produzca disparo de un interruptor por protecciones, se ilumine el commutador del sinóptico indicando cuál es el que ha disparado. También existen con llave, para asegurarse de que el commutador no va a ser accionado de forma indebida.

2.5.4 Relés Auxiliares

Un **relé** es todo aquel elemento que, al ser excitado por una magnitud física determinada, es capaz de actuar a su vez en otro circuito (o en el mismo circuito de excitación) con un fin determinado. De este modo, todo relé dispone de uno o varios elementos de excitación y, por otro lado, de elementos de actuación.

En los esquemas de control y protección nos encontraremos en la mayoría de los casos con relés actuados eléctricamente, pero también se pueden utilizar de actuación mecánica (finales de carrera, relés de temperatura, relés buchholz, presostatos de SF₆, etc).

Los **relés auxiliares** son actuados eléctricamente y su fin es la multiplicación de contactos. El elemento de excitación es una bobina que, al ser recorrida por una

CONEXIONES • CONNECTIONS

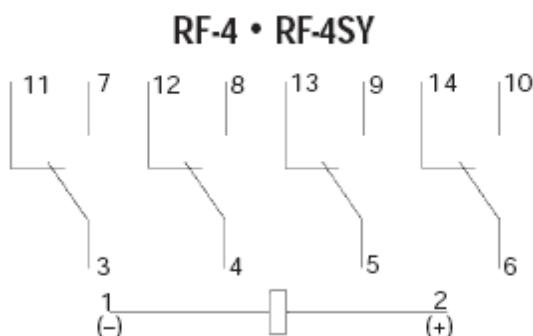


Ilustración 2.18: Esquema de conexión de un relé auxiliar de 4 contactos.

corriente eléctrica, genera un campo magnético que produce la atracción de una armadura a la que están solidariamente unidos los contactos de actuación. De esta forma, cuando la corriente eléctrica que recorre la bobina es suficiente para vencer la resistencia de un muelle antagonista, atraerá a la armadura haciendo que los contactos de actuación cambien de posición, es decir, se cierren los que estaban abiertos y se abran los que estaban cerrados. Se conocen como **contactos normalmente abiertos** (NA) a aquellos que están en esta posición con la bobina del relé desenergizada y como **contactos normalmente cerrados** (NC) a los contactos cerrados con la bobina desenergizada. En el momento en el que se energize la bobina los contactos NA se cerrarán y los contactos NC se abrirán.

En la figura 2-18 se puede ver un esquema de conexión simplificado de un relé auxiliar de 4 contactos. En este relé, los cuatro contactos están normalmente abiertos (NA) y, cuando se excite la bobina, se cerrarían de forma inmediata.

2.5.5 Relés temporizados

Son un tipo de relés auxiliares en los que la actuación de los contactos del relé se ve atrasada en un tiempo determinado que es ajustado en el propio relé.

Existen dos tipos de relés temporizados, los **temporizados a la excitación** y los **temporizados a la desexcitación**.

- En los primeros una vez que es excitada la bobina del relé temporizado los contactos esperan un tiempo ajustable a cambiar su estado. Los contactos normalmente abiertos se cerrarán un tiempo después de excitada la bobina (y los cerrados se abrirán).
- Relés temporizados a la desexcitación. Cuando la bobina del relé se ve excitada cambian instantáneamente de posición sus contactos, pero cuando la bobina deja de estar excitada, los contactos esperan un tiempo antes de volver a su posición “normal”. Este tipo de relés necesitan una alimentación auxiliar para su funcionamiento, necesaria para retener a los contactos en su posición “no normal” después que la bobina haya dejado de estar excitada.

No todos los contactos de un relé temporizado tienen que ser temporizados, hay modelos de relés en los que algunos de los contactos son instantáneos (tanto en la excitación como en la desexcitación) y los otros temporizados.

2.5.6 Relés biestables

Estos relés se caracterizan por que mantienen el estado de sus contactos, aunque se pierda la polaridad de alimentación. Para ello disponen de dos bobinas de excitación, de forma que un contacto abierto de una de ellas condiciona la excitación de la otra y uno cerrado de esta última condiciona la excitación de la primera bobina.

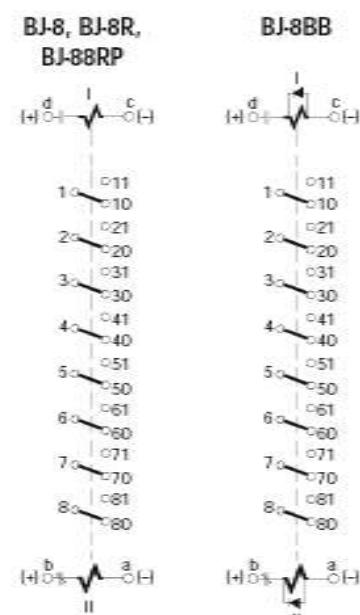
Otra característica de este tipo de relés es que las bobinas sólo están excitadas durante un instante, mientras basculan los contactos, de forma que son especialmente indicados para la repetición de la posición de seccionadores e interruptores.

El funcionamiento de estos relés es el siguiente: la excitación de las bobinas se produce de manera alternada, de forma que solamente una de las dos bobinas estará preparada para ser excitada cada vez. Ésta será la que tenga condicionada su excitación por un contacto cerrado de la otra bobina, mientras que la otra bobina (que es la que ha actuado la última vez) no puede ser excitada en este caso por estar condicionada por un contacto abierto de la primera.

En este tipo de relés no tiene sentido hablar de contactos normalmente cerrados ni abiertos, cada contacto estará abierto o cerrado en función de qué bobina sea la última que ha sido actuada y mantendrán su estado hasta que no se excite la otra bobina.

En la figura 2-19 se puede ver los contactos de un relé biestable con las

CONEXIONES • CONNECTIONS



Contactos representados en posición II
Contacts represented in position II

Ilustración 2.19: Esquema de conexión de un relé biestable.

dos bobinas de excitación en sus extremos (c-d y la a-b). Sólo una de las dos está preparada para actuar. Cuando actúe, cerraría los contactos y, por tanto, la bobina del otro extremo estaría preparada para ser la próxima que actúe.

2.5.7 Interruptor Magnetotérmico Automático

Son elementos de protección que agrupan una protección ante sobrecargas (función térmica) y una protección ante cortocircuito (función magnética).

La función térmica está temporizada, de forma que se permite una cierta intensidad de sobrecarga durante un cierto tiempo. Si la intensidad de sobrecarga aumenta, el tiempo permitido disminuye. Por otro lado, la función magnética es instantánea.

Estas funciones térmica y magnética se encuentran normalizadas según unas determinadas curvas (B, C, K,...). Estas curvas permiten unas sobrecargas mayores que otras y la corriente de disparo instantáneo será mayor o menor eligiendo unas u otras en función de las cargas que se vayan a alimentar. Por ejemplo, en el caso de alimentación a un motor es necesario utilizar una curva que permita elevadas sobrecargas, lo que se conoce como curva lenta debido a que en el arranque del motor circulan intensidades elevadas, de varias veces (llegando hasta ser de 6 a 8 veces la nominal) la intensidad nominal del motor sin que sean debidas a un funcionamiento anómalo y el interruptor automático debe permitir el paso de estas intensidades.

- **Curva B:** Protección adecuada para circuito óhmicos (iluminación, bases de enchufe, calefacción y circuitos donde la longitud de cable es grande).
- **Curva C:** Protección adecuada para circuitos mixtos óhmicos e inductivos (iluminación y calefacción).
- **Curva D:** Protección adecuada para circuitos muy inductivos y en instalaciones con transformadores BT/BT.
- **Curva K:** Protección adecuada para circuitos inductivos: motores, bombas, ventiladores, transformadores, contactores y en general, en circuitos con intensidades de arranque elevadas.
- **Curva Z:** Protección adecuada para circuitos de alimentación de semiconductores y circuitos secundarios de medida.
- **Curva ICP-M:** Protección específica utilizada por las compañías suministradoras de energía eléctrica que limitan el consumo de conformidad con las tarifas.
- **Curva E sel:** Protección para circuitos en los que se requiere niveles altos de selectividad.
- **Curvas UC:** Protección para circuitos en corriente continua.

Estas curvas se representan en función de la intensidad nominal del interruptor de forma que la misma curva es válida con independencia del calibre del automático.

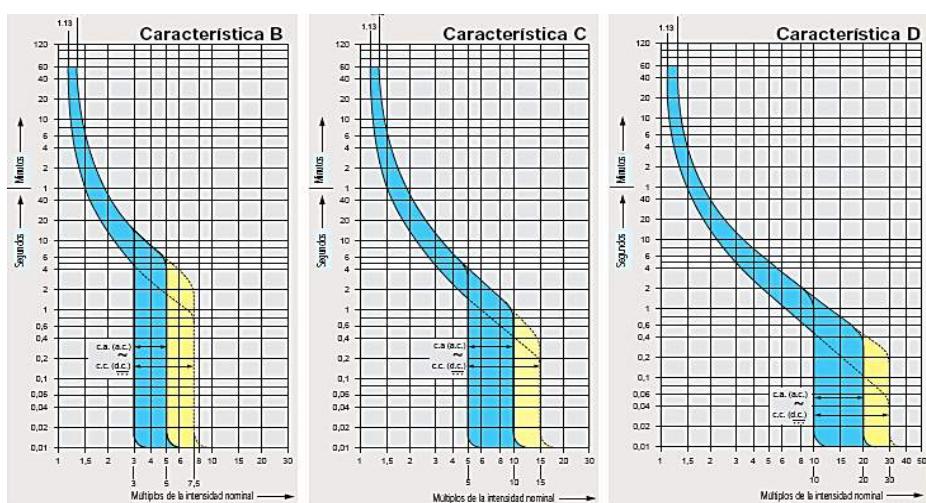


Ilustración 2-20: Ejemplo de tres tipos de curva (curva B, curva C y curva D).

Característica de disparo	B	C	D
Norma	UNE EN 60898	UNE EN 60898	UNE EN 60898
Corriente asignada I_n	6...63A	0,5...125A	0,5...100A
Disparo térmico			
Intensidad de prueba:			
intensidad de no disparo I_{nr}	1,13In	1,13In	1,13In
tiempo de disparo	> 1h	> 1h	> 1h
intensidad de disparo I_r	1,45In	1,45In	1,45In
tiempo de disparo	< 1h	< 1h	< 1h
Disparo electromagnético			
Intensidad de prueba:			
intensidad de no disparo I_{nr1}	3In	5In	10In
tiempo de disparo	> 0,1s	> 0,1s	> 0,1s
intensidad de disparo I_{r2}	5In	10In	20In
tiempo de disparo	< 0,1s	< 0,1s	< 0,1s

Ilustración 2-21: Tabla características de disparo en función de los tipos de curva B, C y D.

2.5.8 Relés de Protección

Los relés de protección son los equipos que se encargan de vigilar que los valores de las magnitudes eléctricas (tensión, intensidad, frecuencia, etc) del sistema se mantienen en el rango de explotación adecuado. En el caso de que los valores se alteren, el relé actuará enviando una orden de disparo al interruptor y/o enviando una señal de alarma mediante una de sus salidas digitales y así sacar de servicio la parte de la instalación que tiene el defecto y solucionar el problema.

Estos relés vigilan las magnitudes primarias (las que circulan por el circuito de potencia) y para su funcionamiento se les introducen las tensiones y/o intensidades, bien directamente (lo menos habitual, sólo en baja tensión) o bien indirectamente a través de los transformadores de medida.

Los relés de protección tenían antiguamente un funcionamiento electromecánico y eran especialistas (era necesario un relé para cada función de protección). Hoy en día los relés son digitales, con unidad de alimentación, microprocesador, tarjetas de captación de entradas analógicas y digitales, tarjetas de salidas digitales y tarjetas de comunicaciones. Se les introduce las tensiones y/o intensidades en las entradas analógicas correspondientes y su microprocesador discretiza estas señales y las trabaja mediante algoritmos matemáticos. Estos relés digitales se programan y ajustan para realizar varias funciones de protección (**relés multifunción**), de forma que en un mismo equipo se agrupan varios elementos de protección denominando al relé según la función principal.

Los relés digitales disponen de varios contactos de salidas digitales siendo generalmente programables, de forma que es el usuario quien programa cada una de las salidas digitales para que actúen en determinadas situaciones. Por ejemplo, es posible programar varias salidas de forma que cierren sus contactos cuando se produce un disparo general, es decir, por cualquiera de las funciones de protección que incorpore el relé, y así poder disparar el interruptor por sus dos bobinas y señalizar remotamente esta orden de disparo de forma simultánea y sin la necesidad de utilizar relés auxiliares multiplicadores de contactos.

Dependiendo del relé puede que no todos los contactos sean programables, por ejemplo, suele ser habitual que haya unos contactos reservados para el disparo siendo estos contactos más rápidos y robustos.

Las señales con las que es posible programar las salidas digitales del relé varían de un relé a otro y de un fabricante a otro, dependiendo en gran medida de los algoritmos de cálculo que utilice el relé.

Un contacto especial que tampoco es programable y que suelen incorporar los relés digitales es el de autodiagnóstico, que nos informa de que el relé no está funcionando correctamente. Los fabricantes de protecciones lo suelen denominar como (**“Live Status Contact”** o **“Watch Dog Contact”**). Generalmente suele ser un contacto normalmente cerrado de forma que con buen funcionamiento del relé el contacto se mantiene abierto cerrándose en caso de anomalía. El utilizar un contacto normalmente cerrado presenta la ventaja, respecto a utilizar un contacto normalmente abierto, de que el cerrado también informa de la pérdida de la alimentación al relé ya que al dejar de estar alimentado el relé no es capaz de mantener abierto el contacto.

normalmente cerrado e informará de la pérdida de esa alimentación dando la señal de fallo, aunque no es un fallo interno del relé.

2.6 Funciones de Protección más habituales

Para proceder a determinar las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa de ésta, y de conocer la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al que se conecta. Para ello, se debe determinar una planificación general de los sistemas de protección como:

- Conocimiento detallado de la red y instalación a proteger.
- Definición de las zonas de influencia de cada protección y su comportamiento para cada tipo de falta. Se entiende por zona de protección al área de un sistema (equipo, tramo de línea, etc) en el que una falta causa la operación de un relé. Este relé solo opera para faltas dentro de esta área. Para asegurar el despeje de una falta, existe para cada relé más de una zona de protección, siendo la zona 1 más prioritaria que la zona 2 y así sucesivamente.
- Definición de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección. Las protecciones de tipo cerrado sólo protegen dentro de los márgenes limitados por los transformadores de medida que alimentan. Los tipos abiertos actúan al superarse su ajuste independientemente de la situación de la falta.
- Definición de las protecciones de reserva que deben actuar en caso de fallo de una protección principal asociada al interruptor.

Para asegurar la confiabilidad en la subestación, se usan varios sistemas de protección en paralelo. Cuando la protección principal no funcione correctamente, se debe asegurar que la falta sea aislada, por lo que existe otra protección de reserva llamada **protección de respaldo o secundaria**.

Las protecciones de reserva se califican como “locales” cuando se encuentran en el mismo emplazamiento que la protección principal y están asociadas al mismo interruptor. Cuando esta protección se encuentra en otra dependencia se denomina “remota”.

Las protecciones deben asumir la doble función de principal y secundaria dependiendo de la localización de la falta.

Se expone a continuación las funciones más comunes de los sistemas de protección que se instala en una subestación eléctrica. Cada una de las protecciones que se van a explicar a continuación presentan un código de identificación recogidos en la norma ANSI/IEEE C37.2 (American National Standards Institute). El código ANSI sirve para identificar las funciones de cada elemento en un esquema de protecciones.

2.6.1 Protección de sobreintensidad (50/51)

Controla la intensidad de paso por el elemento protegido: cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce la actuación. Es de las protecciones más usadas hoy en día.

En principio, las protecciones de sobreintensidad admiten su clasificación en dos grandes grupos en función del tiempo de operación.

- **Sobreintensidad a tiempo independiente (50).** Este relé operará siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad ajustado en el propio relé. Normalmente la actuación es instantánea.
- **Sobreintensidad a tiempo dependiente o tiempo inverso (51).** Este relé operará en un tiempo que es función del valor de la corriente, de forma que cuanto mayor sea ésta, menor será el tiempo de actuación. Casi todos los relés de sobreintensidad incorporan una unidad de sobreintensidad instantánea, en serie con el relé de sobreintensidad a tiempo inverso, de forma que ambas unidades están recorridas por la misma intensidad. La unidad instantánea se ajusta a un valor de la intensidad superior al arranque de la unidad a tiempo dependiente.

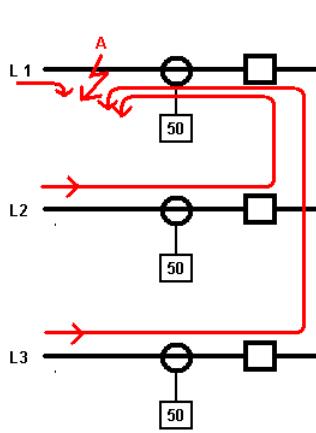


Ilustración 2-22: Ejemplo de funcionamiento de protección 51.

Para su funcionamiento, estos relés únicamente necesitan captar las señales analógicas de intensidad.

El principal inconveniente de esta función de protección es la selectividad. Veamos el esquema siguiente:

Un defecto a tierra en el punto A supone el disparo del relé de protección de la línea 1 para despejar el defecto. Sin embargo, también provoca el disparo de los relés correspondientes a las posiciones de línea 2 y 3. El disparo de los interruptores 2 y 3 no es necesario y supone una pérdida de posiciones sanas del sistema.

En instalaciones de la red de transporte, la protección de sobreintensidad se utiliza para la protección de máquinas (transformadores, reactancias y bancos de condensadores) y como protección de respaldo de otras funciones, como es el caso de la protección de distancia y la función de **cierre sobre falta** o **SOFT (Switch Onto Fault)**. En el caso de cerrar sobre una falta, la protección de distancia (ANSI 21) detectará una sobrecorriente muy importante pero los trafos de tensiones tardan un tiempo en energizarse y medir (sobretodo si son trafos capacitivos), para esta situación se incorpora en el relé 21 una sobreintensidad instantánea (50).

Un tipo especial de protección de sobreintensidad es la **protección de desequilibrio** en los bancos de condensadores. Un banco de condensadores conecta en estrella al sistema un conjunto de condensadores, por lo que en el neutro no circularía intensidad. En el caso de que por el cierre de la estrella circulara una intensidad de desequilibrio, se activa el relé de sobreintensidad conectado a un trafo de intensidad situado en el cierre de la estrella.

2.6.2 Protección de sobreintensidad direccional (67)

Este tipo de protección mejora el problema de selectividad presentado en el punto anterior. Estos relés están formados por dos elementos:

- Un elemento direccional, que controla el sentido de circulación de la potencia.
- Un elemento de sobreintensidad, que controla la magnitud de la corriente.

Elemento direccional permite la actuación del elemento de sobreintensidad cuando la corriente circula en un sentido determinado, no permitiéndola en el otro caso. La direccionalidad se consigue mediante la medición de las tensiones.

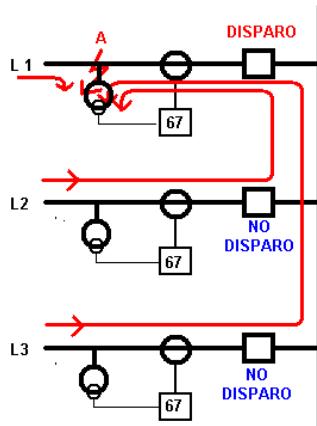


Ilustración 2-23: Ejemplo de funcionamiento de la protección 67.

Así, si en el ejemplo anterior tuviéramos relés direccionales, los correspondientes a las líneas 2 y 3 no dispararían si se ajustaran “mirando” hacia la línea.

2.6.3 Protección de distancia o impedancia (21)

Las protecciones de sobreintensidad tanto simples (50/51) como direccionales (67), presentan varias desventajas:

- Seleccionan su actuación para aislar un determinado sector de la red con falta por medio de un escalonamiento progresivo en el tarado de las intensidades y tiempos de actuación (combinado con la direccionalidad en el caso de las 67). En el caso de redes de mallas muy complejas, este método selectivo presenta grandes dificultades.
- Los relés de sobreintensidad no pueden funcionar para valores de corriente de falta inferiores a aquellos que estén tarados, como puede suceder en las líneas de transporte durante el servicio en horas nocturnas o días festivos (periodos valle) en los que se reduce la potencia eléctrica generada y como consecuencia la posible corriente de cortocircuito.

Esta no dependencia de la corriente de defecto se consigue con los relés de mínima impedancia en los que la magnitud que controlan es la impedancia de la línea vista por el relé. Este valor de impedancia depende de las características físicas de la línea (tipo de conductor) y constructivas (líneas multicircuito), que son invariantes durante la explotación de la línea. El relé realiza el cálculo de la impedancia a partir de las medidas de intensidad y de tensión para cada fase ($Z = I / V$). En el caso de que ocurra una falta a tierra en la línea, la intensidad aumentará muchísimo y la tensión disminuirá, haciendo que el valor de impedancia medido sea muy inferior al nominal de la línea.

Para una línea en concreto, este valor de impedancia calculado se corresponde con un valor de distancia a la falta, es por ello que a este tipo de protecciones se las conoce como **protecciones de distancia**. Este cálculo de la distancia al defecto permite realizar temporizaciones para aumentar la selectividad de la protección y también es útil para las labores de mantenimiento.

Debido a la dificultad que existe a la hora de ajustar el relé para que distinga las faltas en la línea en las proximidades de la subestación del otro extremo de las que ocurren en las barras de esa subestación, es necesario la temporización de la actuación del relé en función de la zona en la que tienen lugar la falta.

Para mejorar la selectividad, se temporizan los relés de distancia (en función de donde tiene lugar la falta) de la forma siguiente:

- **Zona 1:** Comprende la línea entre la subestación y el 80-90% de su longitud. En esta zona el relé está seguro de que el fallo está en la línea.

- **Zona 2:** Esta zona comprende entre el 90% y el 120% de la línea protegida y es siempre inferior a la longitud de la línea más corta que salga de la subestación del otro extremo. Ante faltas en zona 2 el relé se temporiza entre 300 y 500 ms para dar tiempo a que disparen las protecciones de las posiciones que tienen el defecto.
- **Zona 3:** “mirando” hacia atrás, hacia barras.
- **Zona 4:** detrás de la zona 2, distancia superior al 120% de la longitud de la línea. Es una actuación de respaldo y temporizada entre 600 y 1200 ms.

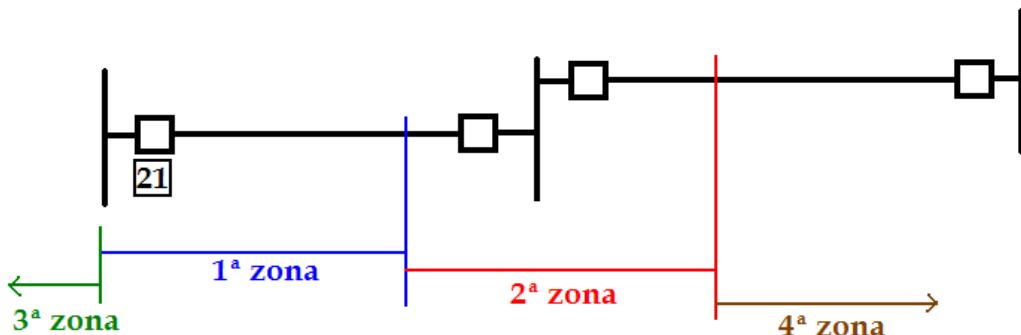


Ilustración 2-24: Esquema con las distintas zonas de una protección de distancia.

La peculiaridad de las protecciones de distancia de no proteger la totalidad de la línea se ve mejorada usando un esquema de **teleprotección**, de forma que se ponen en comunicación los dos relés 21 de ambos extremos de la línea. Estos esquemas pueden ser a **bloqueo** o a **disparo**.

El esquema utilizado por REE es el denominado **PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip = Disparo Permisivo en Subalance) o Aceleración de Zona**. En este esquema, cuando un relé detecta una falta en zona 1, envía una orden de aceleración de zona al relé del otro extremo de la línea, de forma que si éste ve la falta en zona 2 dispare de forma instantánea (tiempo de disparo de zona 1). De esta forma se consiguen disparos casi instantáneos en ambos extremos de la línea ante faltas en los primeros tramos de la misma (zona 2 para el relé del otro extremo).

2.6.4 Protección diferencial de barras (87B)

La protección diferencial de barras (PDB) consiste en realizar un balance de intensidades que entran y salen de su zona de protección (en este caso las intensidades de todas las posiciones conectadas a la barra) y dispara en el caso de que ese balance no sea nulo. En concreto, la zona de protección abarca desde los transformadores de intensidad mirando a las barras.

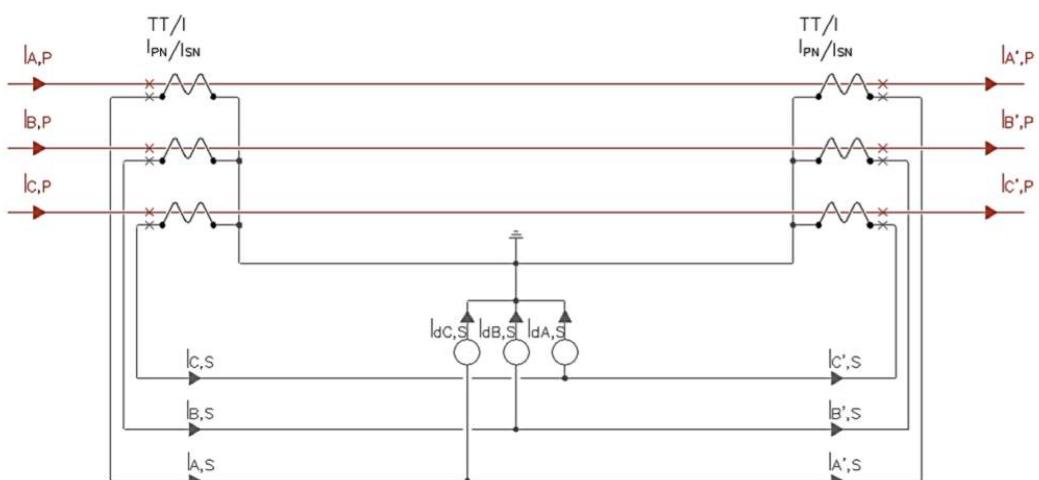


Ilustración 2-25: Principio de operación de una protección diferencial (87).

Para subestaciones con configuración de barra simple es muy poco probable que se añada este tipo de protección. Sin embargo, para configuración de doble barra es muy común. En este caso, la protección tiene que conocer en todo momento la topología de la instalación (la posición de los seccionadores y del interruptor de acoplamiento). Para configuración de interruptor y medio no es necesario conocer la posición de los seccionadores de barra.

Las protecciones de barra que se utilizan en España son las de baja impedancia. Dentro de estas PDB se denominan **concentradas** a las que toda la protección se encuentra en un mismo emplazamiento. Para ello, se debe de llevar todas las intensidades y posiciones de apertura de la subestación a un único armario. Por el contrario, se denominan **distribuidas** a las que tienen un relé en cada armario de las distintas posiciones, y estos se comunican con una unidad central mediante cableado de fibra óptica. Con este último se disminuyen las longitudes de cableado.

2.6.5 Protección diferencial de línea (87L)

En este caso su funcionamiento es similar a la PDB, con diferencia que se comparan las intensidades entre ambos extremos de una línea. La zona de protección es entre los trafos de intensidad.

Las intensidades medidas en un extremo de la línea son enviadas por comunicaciones al relé de la subestación del otro extremo y viceversa, para que ambas protecciones puedan actuar. Ambos relés deben de ser idénticos. Si la longitud de la línea es pequeña, esta comunicación se puede hacer a través de fibra óptica. Para longitudes de línea mayores es necesario un equipo multiplexor de comunicaciones de la subestación (SDH= Synchronous Digital Hierarchy), haciendo previamente la conversión óptico a eléctrica en los relés optoacopladores (explicados más adelante).

2.6.6 Protección diferencial de transformador (87T)

La protección diferencial de transformador se rige por el mismo principio que las dos anteriores, recibiendo todas las intensidades de los devanados del trafo de potencia.

Es habitual utilizar los transformadores de intensidad bushing de las bornas del transformador de potencia. Esto permite cruzar las zonas de protección de alta y de baja del trafo en las protecciones principal y secundaria y así delimitar si la falta ha sido interna o externa.

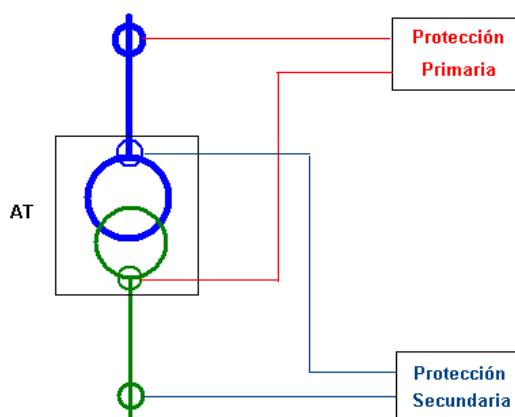


Ilustración 2-26: Conexión de intensidades para las dos protecciones diferenciales de un trafo.

En el esquema anterior se diferencian tres zonas de protección: zona de la máquina, zona de alta y zona de baja tensión. Si actúan las dos protecciones, la falta estará en la máquina. Si actúa solo una, la falta estará en el embarrado secundario del lado de alta o de baja tensión del transformador.

2.6.7 Relés de Protección Propios del Transformador

Son una serie de relés de protección que incorporan los transformadores de potencia. Entre ellos se encuentran:

- **Relé Buchholz (63):** se encarga de detectar los gases originados dentro de los transformadores como consecuencia de cualquier anomalía magnética o eléctrica dentro de un transformador, que da origen a calentamientos locales que descomponen el aceite o dan lugar a combustiones de los aislantes. También detectan un descenso anormal del nivel de aceite. Se localiza en el depósito de expansión del aceite y en la tubería más alta de la cuba del transformador.
- **Protección Jansen (63J):** es un relé Buchholz que vigila el aceite del cambiador de tomas en carga de un trafo. Su función es detectar anomalías en el regulador de carga, dejado bloqueada la actuación del mismo, originando el desenganche de la máquina y el bloqueo de sus interruptores.
- **Válvula liberadora de presión (63L):** válvula liberadora de presión que actúa cuando la presión del aceite en el interior de la cuba es muy elevada. Supone un fallo catastrófico en el interior de la máquina, por lo que si actuación es instantánea.
- **Protección de cuba del transformador (64):** cuando existe un defecto de aislamiento entre las partes activas del transformador y la cuba (conectada a tierra) se produce una descarga eléctrica. El relé se localiza en el conductor que une la cuba con la tierra. Así, ante un fallo, la intensidad tiene que pasar forzosamente por el conductor. Haciendo pasar el conductor por un trafo de intensidad toroidal, se genera una intensidad inducida que se utiliza para excitar un relé de sobreintensidad.
- **Protección de temperatura (26):** las pérdidas de energía del transformador (pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault y pérdidas en el cobre por efecto Joule) provocan un calentamiento tanto en el núcleo como en los devanados. Si el transformador está sometido a fuertes sobrecargas durante un tiempo prolongado resultando insuficientes los sistemas de refrigeración propios de la máquina, se producirá un calentamiento excesivo. Para controlar la temperatura se colocan unos termostatos teniendo dos temperaturas de tarado, una de alarma (100°C) y otra de disparo (110°C).
- **Protección de imagen térmica (49):** permite obtener una reproducción de la temperatura en el interior de la máquina. Así, es posible detectar sobrecaleamientos en el cobre. Está formado por una sonda termométrica situada en el interior de un cilindro aislante que enrrolla una resistencia de caldeo, recorrida por la intensidad de carga del trafo. La sonda medirá una temperatura que será la suma de la generada por el efecto calórico del aceite más el aporte calórico de la resistencia de caldeo. Así se consigue reproducir la temperatura del cobre fuera de la máquina.

2.6.8 Protección de Sobretenión (59) y Subtensión (27)

Hay equipos que son altamente sensibles ante sobreteniones como los transformadores, generadores o baterías de condensadores. Del mismo modo, hay otros equipos que pueden ser dañados ante subtensiones, como los motores, reguladores, etc.

Las protecciones de sobretenión y subtensión corrigen la desviación de la tensión que intentarán hacer los reguladores. Deben operar en un tiempo prudencial, ya que hay ocasiones en las que deben soportar subidas o bajadas de tensión sin que sobrepase un determinado valor. Para ello se utilizan relés de tiempo inverso con tiempos de operación comprendidos entre 2 y 20 segundos. El disparo instantáneo se emplea en los casos en los que la sobretenión es de gran magnitud.

En la red de transporte de 400 kV se ajusta la protección de sobretenión para dar un disparo en 1 segundo al pasar los 480 kV, y lo envía por el teledisparo (explicado más adelante) en las posiciones de línea. La protección de subtensión se programa para un disparo a los 4 segundos.

2.6.9 Protección de Frecuencia (81)

En el sistema eléctrico debe haber un equilibrio entre generación y consumo y así asegurar la calidad del servicio. Una de las magnitudes que la definen es la frecuencia y tiene que mantener un valor estable.

Un descenso anormal de la frecuencia indica que el sistema está en peligro de colapso total, ya que indica que la potencia demandada a la red por los consumidores es superior a la generada. En esta situación, un exceso de carga en un generador provocaría un disparo del mismo por sobrecarga, lo que puede provocar un empeoramiento en las condiciones de trabajo de los demás generadores y producir un efecto cascada. Esto se evita introduciendo más generadores de reserva o desconectando exceso de carga.

Los relés 81 detectan esta bajada del valor de frecuencia, provocando una desconexión de la carga de forma que el sistema se recupere, conservando la parte principal de la carga conectada y bloqueando el cierre de las posiciones disparadas hasta que la frecuencia alcance un valor normal.

2.6.10 Protección de Fallo de Interruptor (50S.62)

Se utiliza cuando se necesita eliminar una falta en el sistema en tiempos inferiores a la actuación de la protección secundaria. Consiste, por tanto, en un sistema de protección de respaldo garantizando la eliminación semirrápida de la falta.

Su principio de funcionamiento es el comprobar si continúa el paso de corriente después de un intervalo de tiempo tras el arranque de la protección principal. Su sistema de supervisión de la corriente es un relé de sobreintensidad. La realización de la lógica de disparo implica la actuación sobre gran cantidad de interruptores y de forma selectiva, en función de la topología de la subestación. Es por ello que se asocia su disparo sobre todos los interruptores y que además dispone de toda la información de la configuración del sistema.

2.6.11 Reenganche (79)

Las faltas que tienen lugar en las líneas aéreas son transitorias el 90% de los casos, siendo la causa más común los efectos de los rayos, seguido de la oscilación de conductores y contactos de objetos.

Debido a lo anterior, si se elimina rápidamente la falta por actuación de las protecciones de línea y se deja el tiempo necesario para la desionización del arco, el cierre posterior y automático de los interruptores supone una reposición satisfactoria del servicio. Esto supone una mejora de la calidad del servicio disminuyendo los tiempos de indisponibilidad de servicio, así como manteniendo la estabilidad y el sincronismo de la red.

Las faltas semipermanentes suelen aparecer en redes de distribución. En las líneas de cable aislado no se debe reenganchar, ya que los defectos son mayoritariamente permanentes. En las líneas mixtas, parte aéreas parte enterradas, si la proporción de cable aislado es menor de la mitad de la longitud total de la línea lo habitual es condicionar el reenganche a que la falta suceda en el tramo aéreo.

Actualmente, la función de reenganche la tienen los dos relés de protección de línea, actuando normalmente el de la protección primaria y, sólo ante fallo de ésta, la secundaria. Para ello, se cablea el contacto de defecto de la protección primaria en una entrada digital de la secundaria. La orden de reenganche, dada por cualquiera de las dos protecciones, es recibida por el relé de protección de interruptor siendo éste quien en realidad da la orden de cierre a las bobinas del interruptor.

2.6.12 Discordancia de Polos (2)

Esta protección vigila que los tres polos del interruptor estén en la misma posición, bien los tres abiertos bien los tres cerrados. Su actuación no corta corrientes de cortocircuito, ya que, en principio, no tiene porque haber

ocurrido ningún defecto eléctrico.

2.6.13 Comprobación de Sincronismo (25, 25AR)

Dos sistemas eléctricos únicamente pueden conectarse si están en **sincronismo**, esto es, que tengan el mismo módulo de tensión, la misma frecuencia y la misma secuencia de fases. El cierre del interruptor cuando no ocurre el sincronismo provoca un cortocircuito.

Este relé recibe las tensiones aguas arriba y aguas abajo del interruptor. Si al recibir la orden de cierre del interruptor hay condiciones de sincronismo el relé permitirá la orden de cierre. Si no hay condiciones de sincronismo bloqueará la orden.

El teleacoplador (25AR) informa de las razones por las que no hay sincronismo, por ejemplo la diferencia excesiva de módulo, sobrefrecuencia, etc.

Normalmente esta función está incorporada en la protección de interruptor (PI).

2.7 Teleprotección y Teledisparo. Comunicación por Onda Portadora

La **teleprotección** es un equipo que ofrece una mejora de la protección de distancia (21), ya que esta última no cubre la totalidad de la longitud de la línea. Con la teleprotección, cuando el relé 21 detecte un fallo en un extremo de la línea, se envía una señal de aceleración de zona o de bloqueo al otro extremo y así se logra disminuir los tiempos de disparo. La comunicación se realiza entre dos relés 21 situados en ambos extremos de la línea.

El **teledisparo** consiste en el envío de un disparo al interruptor del otro extremo de la línea. Actúa directamente sobre las bobinas del interruptor. Normalmente se asocia a la segunda bobina. Los motivos para enviar una orden de teledisparo dependen del criterio de cada compañía. Algunos de ellos pueden ser por actuación de la protección de fallo interruptor, sobretensión o teledisparo voluntario.

Tanto el teledisparo como la teleprotección utilizan el mismo equipo de comunicaciones, llamado equipo de teledisparo o teleprotección, que a su vez se puede comunicar de tres maneras distintas:

- Mediante **Onda Portadora**: equipo que emite y recibe la señal de comunicación del teledisparo a muy alta frecuencia (30-500 kHz). La onda portadora permite la comunicación entre dos subestaciones utilizando como medio físico los cables de potencia de la línea que une ambas subestaciones. Se conecta con el equipo de teledisparo y éste con unas unidades de acople situadas en los apoyos de los transformadores de tensión capacitivos para la inyección de la señal en la línea. La comunicación puede ser fase-tierra o fase-fase. En la primera sólo se envía la señal por el conductor de una de las fases de la línea, y la segunda utiliza dos conductores.
- Mediante **fibra óptica**: gracias a un multiplexor (SDH) conectado al equipo de teledisparo. Este equipo se utiliza cuando las teleprotecciones de la subestación no pueden comunicarse directamente a través de fibra óptica. En este caso, todas las señales se concentran en un multiplexor y éste las reúne y las manda a otra subestación a través de fibra óptica.
- Mediante **fibra óptica** directa, saliendo el propio equipo de teledisparo. Se usa cuando las teleprotecciones pueden mandar señales por ellas mismas a través de fibra óptica, sin necesidad de equipo intermediario. Este tipo de teleprotecciones son las que se están empeñando a implementar en subestaciones nuevas.

La comunicación siempre se suele realizar de manera redundante mediante estas tres formas, de manera que en el caso de fallo de una de ellas se pueda seguir garantizando la comunicación.

Para lograr la comunicación mediante los equipos de onda portadora se necesitan los siguientes elementos:

- Bobinas de bloqueo: su misión es no permitir el paso de las ondas de señal de alta frecuencia al

embarrado de la subestación, actuando como barrera. Para ello, las bobinas presentan una impedancia al paso de la onda directamente proporcional a la frecuencia de la misma. Así, ante frecuencias altas dispone de una impedancia muy elevada. Por ejemplo, para la señal de comunicación (con frecuencia elevada) presenta una impedancia elevada pero, ante la onda de potencia (con frecuencia 50 Hz), presenta una impedancia baja, lo que permite su paso hacia la subestación.

- Transformadores de tensión capacitivos: su comportamiento es el contrario a las bobinas de bloqueo. Son elementos que introducen la señal de alta frecuencia en la línea y la sacan de la misma en el otro extremo. Dispone de un condensador que presenta una impedancia inversamente proporcional a la frecuencia de la onda. Así, la onda de 50 Hz ve al condensador con una impedancia elevada pero la onda de comunicaciones lo ve con muy poca impedancia y por tanto el camino a tomar.
- Unidades de acople: Son unas cajas colocadas en el soporte del trafo capacitivo y que alojan los elementos que permiten sintonizar la señal para que pueda ser captada. Estas unidades transmiten la onda hasta el equipo de onda portadora o hacia el trafo diferencial.
- Transformadores Diferenciales: Sólo son necesarios en el caso de comunicación fase-fase. En la subestación emisora, sirven para dividir la señal generada por el equipo de onda portadora en dos ondas de la mitad de potencia cada una. En la subestación receptora hace el caso inverso.
- Onda portadora: equipo que emite y recibe la señal ante una actuación del equipo de teledisparo.
- Equipo de Teledisparo: equipo en el que parten las órdenes de teledisparo y teleprotección.

2.8 Sincronización de los Relés de Protección

Para estudiar el sistema y los defectos que se producen en él, surge la necesidad de tener sincronizados los relés de una misma posición de línea, o incluso de distintas subestaciones entre sí.

La sincronización de los relés de protección consiste en que todos los relés de la subestación presenten la misma hora, de forma que sus registros oscilográficos sean comparables. Actualmente con los relés digitales cada uno de ellos puede almacenar registros oscilográficos. Estos registros consisten en la grabación de una serie de parámetros del sistema.

Anteriormente, esta función la realizaban únicamente los oscilos y mostraban sus registros impresos en papel. Los oscilos registraban una serie de entradas analógicas junto con una serie de entradas digitales, de forma que le permitiesen hacer un estudio de las condiciones previas y comportamiento el sistema ante un defecto.

Los relés digitales actuales permiten registrar las señales analógicas y digitales, tanto internas al relé (generadas por los propios algoritmos del mismo) como señales digitales externas que son captadas por el relé en sus entradas digitales. Utilizan un almacenamiento de memoria tipo FIFO (First In First Out), de forma que el relé va grabando en su memoria de una forma cíclica y borrando, si no se ha producido ningún defecto, las señales grabadas en primer lugar. Cuando se produce un defecto la información se mantiene grabada y no se borra posteriormente.

A nivel de subestación, debe existir un relé maestro que sincronice todos los demás. Para sincronizar relés de distintas subestaciones, se debe de tener un relé maestro para ello, y esto se consigue con la sincronización mediante GPS.

2.9 Comunicaciones de los Relés de Protección

La comunicación de los relés de protección se hace posible gracias a la telegestión y el telecontrol.

2.9.1 Telegestión

La telegestión permite la gestión remota de los relés, de forma que no sea necesario desplazarse hasta la subestación para ver los ajustes que ha cargado el relé, modificarlos, descargar los registros del oscilo, cambiar la programación, etc. Con la telegestión, se puede controlar todo de forma local conectándose a un PC remoto mediante la dirección IP asignada al relé.

Una forma de lograr la telegestión es a través del proyecto SIGRES (Sistema de Información y Gestión Remota de Equipos de Subestaciones), desarrollado por Red Eléctrica en muchas de sus subestaciones. Es necesario conectar el relé mediante un puerto Ethernet RJ45 y un cable de pares de categoría UTP-5 a cada uno de los switches de los distintos armarios SERVIP de la sala de comunicaciones de la subestación. Todos los switches de los armarios SERVIP están conectados a un switch principal colocado en otro armario y éste a su vez está conectado con dos equipos SIGRES NR que son los que ponen en conexión los relés de la subestación con el exterior.

2.9.2 Telecontrol

Se conoce como telecontrol al control remoto de las subestaciones, realizado desde el despacho de explotación de la compañía eléctrica mediante la recepción de señales y alarmas que permitan dar conocer al operador el estado y la topología de la instalación y la emisión órdenes. De esta forma, las subestaciones pueden funcionar de forma autónoma, siendo necesario únicamente ir a las mismas para realizar las labores de mantenimiento.

El elemento que comunica la subestación con el centro de control es la RTU (Unidad Terminal Remota). Esta recoge todas las señales, las envía al despacho y recibe órdenes.

La RTU programable que actualmente se usa es la Unidad Local de Control (ULC). Cada ULC dispone de 6 tarjetas de entradas digitales con 32 entradas cada una y 5 tarjetas de salidas digitales con 16 salidas cada una. Además, la ULC dispone de 1 tarjeta de 4 entradas analógicas de tensiones (para el sincronismo manual). Cada ULC tiene en su frente una pantalla táctil donde se representa el unifilar de las posiciones a las que da servicio junto con las señalizaciones de las alarmas.

Dentro de la ULC existen otras llamadas mULC, que son las ULC de cada posición de línea de la subestación. Cada mULC de cada posición de línea de la subestación se localiza en distintos armarios independientes. Todas las mULC de una subestación se comunican mediante una doble vía con el CCS (Centro de Control de la Subestación). Este armario CCS aloja otra ULC, denominada ULC/0, que recoge las señales de los SSAA.

Actualmente es posible que las señales enviadas desde los relés de protección numéricos a las ULC y las mULC se realicen mediante comunicaciones. De forma que de cada relé únicamente sea necesario cablear la señal de anomalía del equipo.



Ilustración 2-27: Bastidor Integrado

3 CONDICIONES TÉCNICAS DE LA SUBESTACIÓN

Una vez definido los conceptos claves para el entendimiento del proyecto, se procede a explicar detalladamente en qué va a consistir el mismo.

El objetivo principal es la descripción de la ampliación a realizar en las instalaciones de una subestación de 220 kV para la evacuación de un parque eólico de 50 MW a la red de transporte. Se trata de la realización de una nueva posición de línea en el parque de 220 kV, que se ubicará en el recinto del parque existente.

En concreto, se va a realizar los siguientes pasos:

- Mostrar las especificaciones técnicas del parque existente y del emplazamiento, así como las especificaciones técnicas que tiene que tener la posición de línea a diseñar.
- Explicar la solución del diseño y montaje electromecánico de la posición de línea.
- Analizar más detalladamente los esquemas desarrollados del control del interruptor con los relés de protección.

Se describe en esta sección las características principales de la subestación existente, así como los equipos y aparatos para instalar para la evacuación de la energía generada en un parque eólico de 50 MW construido en la zona.

La subestación objeto de estudio es de tipo intemperie con tecnología AIS. Dispone de configuración de doble barra y tensión de 220 kV.

3.1 Normativa

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Normativa particular de Red Eléctrica DYED-3B de Criterios Básicos de Diseño.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.

3.2 Hipótesis de Diseño

3.2.1 Condiciones Ambientales

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- Altura media sobre el nivel del mar de 119 m.
- Temperaturas extremas: +40°C/-20°C.
- Contaminación ambiental: bajo.
- Nivel de niebla: medio
- Sobrecarga del viento: viento horizontal con velocidad de 140 km/h.

Los embarrados y tendidos altos están diseñados considerando la zona A según “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero de 2008”, en el que se definen tres zonas a considerar. En concreto, se considera la zona A a la situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar. También se ha considerado esta zona en el resto de la instalación para efectos de sobrecargas.

En cuanto a las acciones sísmicas, la norma NCSR-02 contempla la necesidad de su aplicación cuando la aceleración sísmica sea superior a 0,04 g. Nuestra subestación tiene una aceleración sísmica de 0,05g, por lo que se tendrán en cuenta estas acciones.

3.2.2 Condiciones de cortocircuito

Se hacen los cálculos considerando una intensidad de cortocircuito de corta duración de 40 kA (intensidad de cortocircuito de diseño). Las intensidades de cortocircuitos previstas en los próximos años en la subestación de estudio son las siguientes:

- Monofásica: 8,3 kA.
- Trifásica: 10,2 kA.

Estos valores son menores que la intensidad de cortocircuito de diseño, por lo que permite tener un margen para disponer de elementos capaz de soportar los defectos producidos.

3.2.3 Datos del terreno

Se considera una resistividad del terreno de 100 $\Omega \cdot m$.

3.3 Características Generales de la Instalación

La Subestación dispone de unas dimensiones de 93 x 127,50 m. Este espacio se encuentra limitado y protegido con un cierre de malla para evitar contactos accidentales desde el exterior y el acceso a la instalación de personas extrañas a la explotación.

En el interior del recinto indicado se encuentra ubicado un Edificio de Control, de dimensiones 12,40 x 18,40 m, y de tres cajas de relés dentro de la zona intemperie, de dimensiones 8 x 4 m.

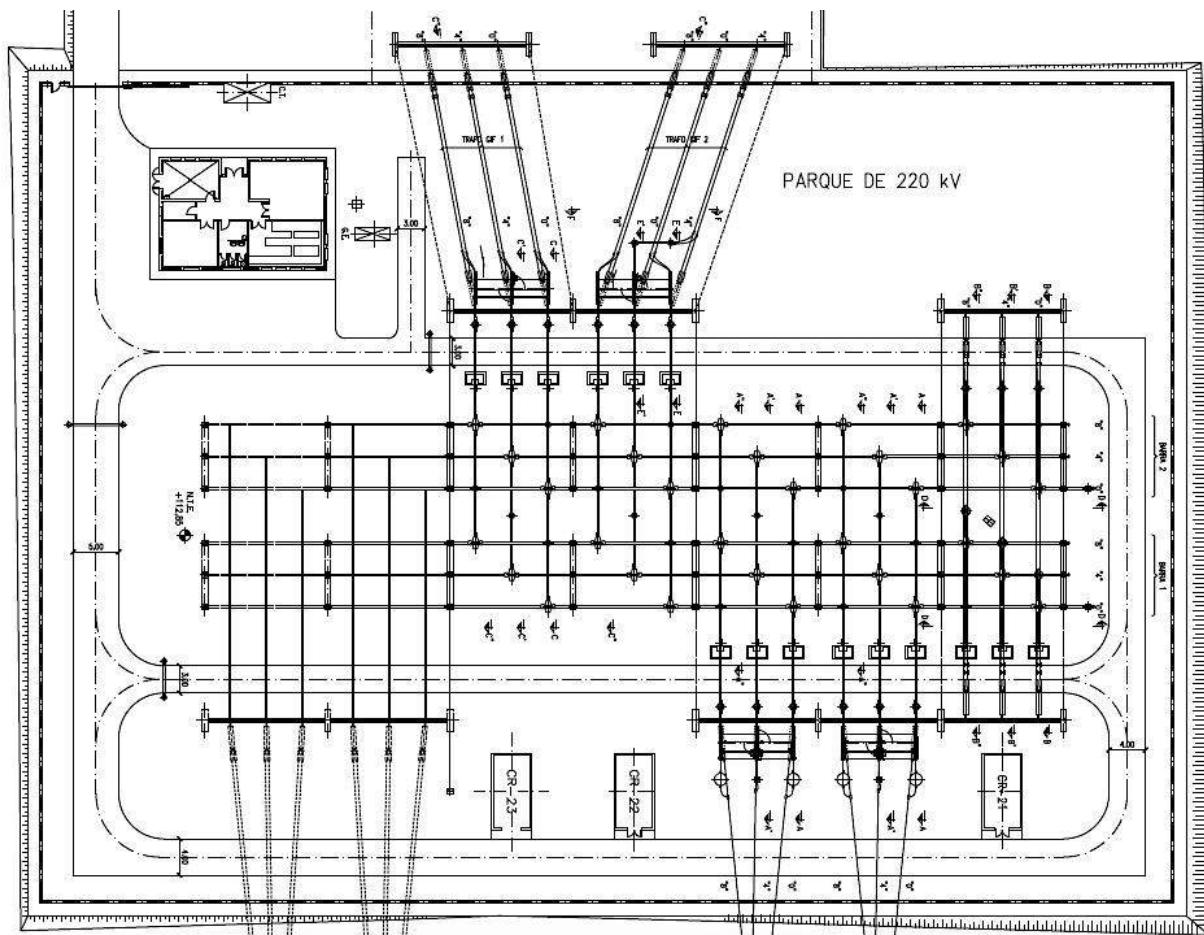


Ilustración 3-1: Planta general del parque de 220 kV.

En la zona intemperie se ha previsto de pasillos y zonas de protección de embarrados, aparatos y cerramiento exterior, y se coloca el aparellaje sobre soportes metálicos galvanizados de altura conveniente.

Las características eléctricas del aparellaje y aparatos correspondientes a la ampliación descrita en este proyecto se definen en los siguientes apartados.

El parque objeto de estudio cumple con las siguientes especificaciones técnicas normalizadas:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión más elevada para el material (Um): 245 kV
- Tecnología: AIS
- Instalación: Intemperie
- Configuración: doble barra
- Neutro: Rígido a Tierra
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz): 40 kA
- Tiempo de extinción de la falta: 0,5 seg
- Nivel de aislamiento: tensión soportada a impulso tipo maniobra de 460 kV y tensión soportada a impulso tipo rayo de 1050 kV (según las tablas 1 y 2 de la ITC-RAT 12 asociadas a los valores normalizados de la tensión más elevada para el material)
- Línea de fuga mínima para aisladores: 6.125 mm (25 mm/kV)

El parque intemperie de 220 kV de la Subestación, previamente a la ampliación, está compuesto por las siguientes posiciones:

Calle	Posiciones	Nº de Interruptores
1	Acoplamiento	1
2	Línea 2	1
3	Línea 3	1
4	GIF 2	1
5	GIF 1	1
6	Reserva	0
7	Reserva	0

Ilustración 3-2: Tabla disposición de la subestación.

La calle 1 se corresponde con el acoplamiento de barras, con su correspondiente interruptor de acoplamiento. Las calles 2 y 3 corresponden a dos posiciones de líneas que salen a la red de transporte. Las calles 4 y 5 son dos posiciones de línea que van a dos transformadores de potencia que pertenecen a una empresa ferroviaria ajena a Red Eléctrica. Estos transformadores son monofásicos. Las calles 6 y 7 son espacios reservados que, en el momento de la construcción de la Subestación, se dejó previsto para la instalación de la apertura que permitiera la construcción de dos posiciones de líneas futuras.

El objeto de este proyecto es de crear una nueva posición de línea en el lugar de “reserva” de la calle 6.

Se describe en esta sección los equipos y apertura a instalar en la Subestación para la evacuación a la red de transporte de un parque eólico de 50 MW.

Cada una de las posiciones están dotadas por su correspondiente interruptor de línea, sus seccionadores de entrada de línea y aparatos de medida de la intensidad y tensión (trafos de intensidad y de tensión).

- La barras 1 y 2 disponen cada una de ellas de dos transformadores de tensión capacitivos cuya función principal es permitir el sincronismo entre todas las posiciones conectadas a estas barras. Así, proporciona la medida de la tensión presente por cada una de las barras y la manda a los distintos bastidores de las posiciones. En cada uno de estos bastidores se encuentran las protecciones de los interruptores, que son los que utilizan esta medida para lograr el sincronismo.
- Las posiciones de línea 2 y 3 disponen de seccionadores de puesta a tierra, cuya función principal es aislar la posición en el caso de fallo, conectándose a tierra, o cuando se precisen tareas de mantenimiento en la misma. Además, disponen de bobinas de bloqueo y transformador de tensión capacitivo, que sirven para permitir la transferencia de las señales de comunicación mediante onda portadora, como se ha descrito en la sección anterior.
- Las posiciones 4 y 5 disponen de dos seccionadores de barras 1 y 2, de un interruptor de línea, un transformador de medida de intensidad y de un seccionador de línea. El resto de la línea, como no pertenece a Red Eléctrica, no es objeto de estudio en este proyecto.

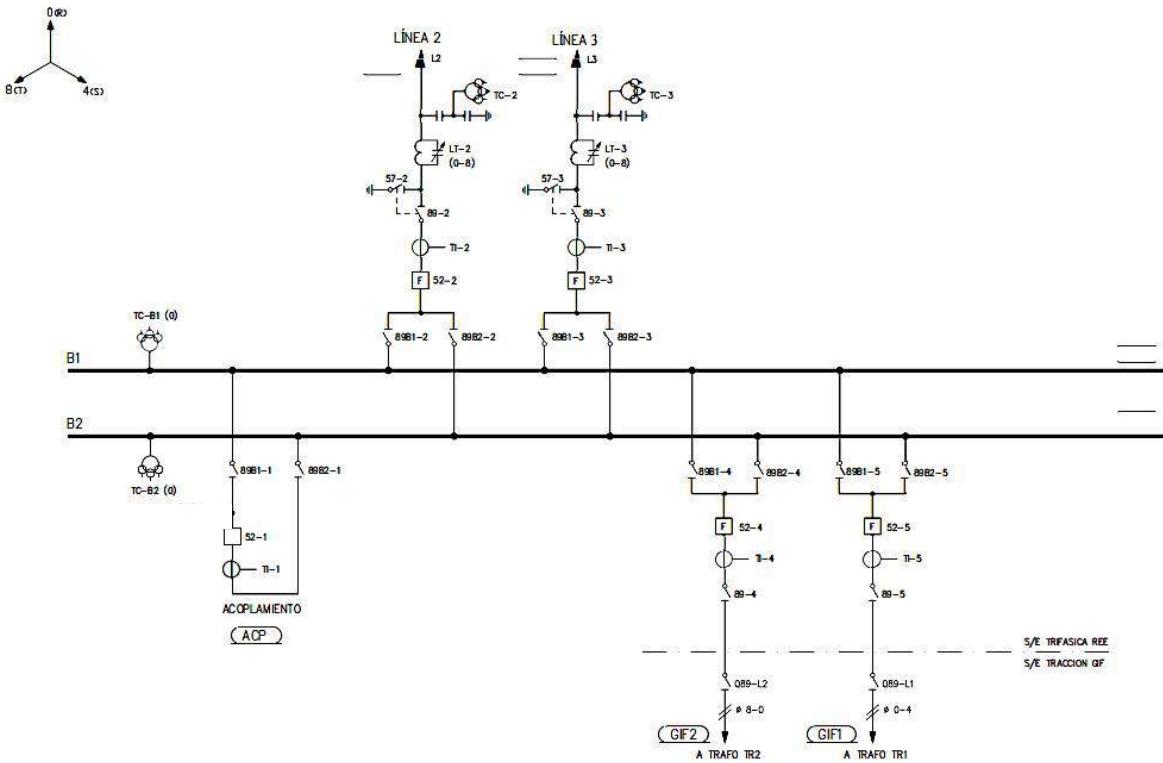


Ilustración 3-3: Esquema Unifilar de partida

3.3.1 Distancias

Las distancias mínimas a cumplir por la apertura para el parque de 220 kV son las indicadas a continuación, según las magnitudes eléctricas anteriores y la normativa aplicable DYES-3B de Red Eléctrica y considerando, como se ha expuesto anteriormente, que la altura sobre el nivel del mar es inferior a 1000 m.

Para conductores rígidos (embarrados de interconexión):

Distancias fase-tierra: obtenidas a partir de la tabla 3 de la normativa DYES-3B de Red Eléctrica (**Anexo 2**).

- Conductor - estructura: 2.697 mm
- Punta - estructura: 3.527 mm

Distancias fase - fase: obtenidas a partir de la tabla 3 de la normativa DYES-3B de Red Eléctrica (**Anexo 2**).

- Conductores paralelos: 3.631 mm
- Punta – conductor: 4.357 mm

Para conductores tendidos:

Este tipo de conductores, bajo ciertos defectos, se ven sometidos a movimientos de gran amplitud, los cuales durante unos instantes aproximan entre sí a los conductores de fase hasta unas distancias inferiores a las normalizadas.

Por consiguiente, es posible considerar unas distancias mínimas temporales de aislamiento inferiores a las normalizadas, teniendo en cuenta que los tipos de sobretensiones a considerar son reducidos y sólo se ha considerado aquellos que puedan darse a la vez que un defecto de cortocircuito. No es necesario entonces considerar sobretensiones tipo rayo, ya que es muy poco probable que coincidan con un cortocircuito entre fases.

Por otro lado, la longitud de vano que se somete a la reducción de la distancia de aislamiento es pequeña, y su duración es muy reducida, de forma que la posibilidad de fallo se hace mínima. Hay que tener en cuenta que, en el caso de conductores rígidos, se elimina la posibilidad de una falta producida por el movimiento de los

conductores tras una falta en la salida de línea.

Con estos datos, las distancias de aislamiento temporales en conexiones tendidas son:

- Conductor - estructura: 1.550 mm
- Conductor - conductor: 1.800 mm

Datos obtenidos de la tabla 4 de DYES-3B (**Anexo 2**).

Se ha tenido en cuenta los siguientes criterios para el cálculo de las distancias:

- Las distancias permiten el paso del personal y herramientas por todos los puntos del parque de intemperie bajo los efectos de tensión.
- Se permite el paso de vehículos de transporte y de elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos de calles en descargo.

No se ha tenido en cuenta el cumplimiento de las exigencias derivadas de trabajos de conservación de baja tensión. En estos casos, será necesario aumentar las distancias entre fases, con lo que el resto de las condiciones se cumplirán con mayor margen.

Considerando todo lo anterior, se establecen las siguientes distancias en el parque:

- Entre ejes de aparellaje: 4.000 mm
- Entre ejes de conductores tendidos: 4.000 mm
- Entre fases de barras principales: 3500 mm
- Anchura de calle: 13.500 mm
- Altura de embarrados de interconexión entre aparatos: 6.000 mm
- Altura de embarrados principales altos: 10.500 mm
- Altura de tendidos altos: 14.950 mm

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles por el personal, la normativa dispone una altura mínima de 2300 mm a zócalo de aparatos, que se garantiza con las estructuras soporte de la aparamenta.

Estas distancias si son superiores a la normativa. Los cálculos que justifican el cumplimiento de estas distancias con la normativa aparece en el **Anexo 1** de este proyecto.

3.3.2 Embarrados

Los conductores están dispuestos en tres niveles:

- Embarrados bajos, conexiones entre aparatos a 6 m de altura. Se realizan con tubo de aluminio.
- Embarrados altos, barras principales de tubo de aluminio a 10,50 m de altura en configuración apoyada sobre aisladores soporte.
- Tendidos altos de cable dúplex de aluminio-acero a 14,95 m de altura.

Las características de los embarrados han sido obtenidas a partir de tablas normalizadas de la normativa particular de Red Eléctrica de España, para 220 kV de tensión del parque.

Embarrados en tubo

Las características de los tubos destinados a los embarrados principales son:

- Aleación: AlMgSiO, 5 F22
- Diámetro exterior/interior: 150/134 mm
- Sección total del conductor: 3.569 mm²

- Intensidad admisible permanente a 85 °C: 4.408 A

Las características de los tubos destinados a la interconexión del aparellaje serán las siguientes:

- Aleación: AlMgSiO, 5 F22
- Diámetro exterior/interior: 100/88 mm
- Sección total del conductor: 1.772 mm²
- Intensidad admisible permanente a 85 °C: 2.710 A

Tendidos Altos

Los tendidos altos están formados por cables de aluminio con alma de acero con las siguientes características:

- Formación: dúplex
- Tipo: RAIL
- Sección total del conductor: 516,82 mm²
- Diámetro exterior: 29,61 mm
- Intensidad admisible permanente a 35 °C de temperatura ambiente y 85°C en conductor: 2.064 A

El amarre de las conexiones tendidas a los pórticos se realian mediante doble cadena de aisladores de vidrio.

La unión entre conductores y entre éstos y la aparmanta se realiza mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido, y fabricadas según la técnica de la masa anódica.

3.4 Características de la Aparamenta

Las especificaciones que tienen que cumplir la aparmanta de la nueva instalación, con aislamiento AIS es:

- **Seccionador Tripolar:** de mando motorizado, tensión más elevada de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA.
 - Número: 1 (Sin cuchillas de P.aT.)
 - Instalación: 3 columnas/Intemperie
 - Tensión máxima de servicio: 245 kV
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Intensidad nominal en servicio continuo: 2.000 A
 - Intensidad admisible máxima de corta duración (1 s) : 40kA
 - Intensidad dinámica (valor cresta) : 100kA
 - Niveles de aislamiento:
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz,1 minuto, bajo lluvia: 460kV
 - Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50μs(valor cresta): 1050kV
- **Transformador de Intensidad:** Con tensión más elevada de valor de 245 kV e Intensidad límite térmica de 40 kA. Aislamiento papel-aceite.
 - Tensión nominal: 245 kV
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Niveles de aislamiento:
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz,1 minuto, bajo lluvia: 460kV
 - Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50μs(valor cresta): 1050kV

- Distancia de fuga: 6300 mm
- **Transformador de Tensión Capacitivo:** Con tensión más elevada de valor de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA.
 - Capacitancia alta: 7500 pF (+10; -5%)
 - Porcelana normal: distancia de contorno de 1960 mm, distancia de fuga de 6510 mm
 - Niveles de aislamiento:
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz, 1 minuto, bajo lluvia: 460kV
 - Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50 μ s(valor cresta): 1050kV
- **Interruptor automático:** Interruptor tripolar de SF6 de ABB.
 - Estándar: IEC62271-100
 - Tensión nominal: 245 kV
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Intensidad nominal: 3150 A
 - Máxima Intensidad de corte: 40 kA
 - Tiempo de corte: 40ms
 - Voltaje de resistencia a impulsos tipo rayo: 1050 kVp
 - Rango de temperatura: -30 a 40 °C
 - Aislador tipo porcelana
 - Distancia de fuga: 25 mm/kV o 31mm/kV
- **Seccionador de puesta a tierra:** tripolar, con cuchilla de puesta a tierra, de mando unipolar motorizado, y con tensión más elevada de valor de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA.
- **Seccionador pantógrafo:** de mando motorizado, tensión más elevada de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA.

En el punto frontera se instalan los siguientes equipos de medida:

- **Transformador de Intensidad:** Con tensión más elevada de valor de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA. Transformador de tiempo invertido y aislamiento papel-aceite.
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Potencia máxima simultánea dentro de las clases de precisión: ≥ 120
 - Tensión de ensayo de rigidez eléctrica 1 sg:
 - Primario: 460 kV
 - Secundario y tierra: 3 kV
 - Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50 μ s : 1050 kVp
 - Longitud de la línea de fuga mínima: 31 mm/kV
 - Material aislador: Porcelana / Silicona HTV
 - Bornes primarios: Cu plateado
 - Bornes secundarios: Latón/Cobre
- **Transformador de tensión inductivo** Con tensión más elevada de valor de 245 kV y Intensidad límite térmica de 40 kA.
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Potencia máxima simultánea dentro de las clases de precisión: ≥ 120

- Factor de tensión nominal:
 - En servicio continuo: 1,2 p.u
 - En un máximo de 30 sg. : 1,5 p.u
- Tensión de ensayo con onda de choque tipo rayo 1,2/50 μ s : 1050 kVp
- Tensión de ensayo de rigidez eléctrica 1 sg:
 - Primario: 460 kV
 - Secundario y tierra: 3 kV
- Longitud de la línea de fuga mínima: ≥ 25 / ≥ 31 mm/kV
- Material de envolvente: Porcelana / Silicona HTV

Denominación Funcional	Tipo	Fabricante	Tipo de mando	Características Eléctricas	Observaciones
Interruptor 52-6	LTB-245E1	ABB	BLK-222	245 kV/3150 A/40 kA	
Seccionador pantógrafo 89B1-6	SX	ALSTOM	CMM-800	245 kV/2000 A	Tension de mando y motor 125 v c.c. Mando unipolar
Seccionador pantógrafo 89B2-6	SX	ALSTOM	CMM-800	245 kV/2000 A	Tension de mando y motor 125 v c.c. Mando unipolar
Seccionador 89-6	S3CT	ALSTOM	CMM-800	245 kV/2000 A	Tension de mando y motor 125 v c.c. Mando tripolar
Seccionador de P.a.T 57-6	S3CT	ALSTOM	CMM-800	245 kV/2000 A	Tension de mando y motor 125 v c.c. Mando tripolar. Enclavado mecánicamente con el 89-6
Trafo Intensidad TI-6	IOSK-245	TRENCH	---	1000-2000/5-5-5-5 A	1º 20 VA cl.0.2S Fs<5: 2º 50 VA cl.0,5 5P20<5 3º-4º 50 VA 5P20
Trafo tensión capacitivo TC-6	CPB-245	ABB	---	220: $\sqrt{3}$ / 0.110: $\sqrt{3}$ - 0.110: $\sqrt{3}$ - 0.110: $\sqrt{3}$ kV	1º 20 VA cl.0.2: 2º-3º 50 VA cl.0.5-3P
Trafo Intensidad TI-6 A	CA-245-3A	ARTECHE	---	200-400-1000-2000/5-5-5-5 A	1º 200-400/5 10 VA cl.0.2S Fs<9: 2º y 3º 200-400/5 50 VA cl.0,5 5P20 4º 1000-2000/5 50 VA 5P20
Trafo tensión Inductivo TT-6	UTF-245	ARTECHE	---	220: $\sqrt{3}$ / 0.110: $\sqrt{3}$ - 0.110: $\sqrt{3}$ - 0.110: $\sqrt{3}$ kV	1º 20 VA cl.0.2 2º-3º 50 VA cl.0.5-3P

Ilustración 3-4: Tabla de características de la aparamenta de la línea 6.

3.5 Red de Tierras

3.5.1 Red de tierras inferiores

Para conseguir tensiones de paso y contacto seguras, la subestación dispone de una malla de tierras inferiores formada por cables de cobre de 120 mm^2 , enterrada y formando retículas que se extienden por todas las zonas ocupadas de las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificios y cerramiento.

Se conectan a la red de tierras de la subestación todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que puedan estarlo en el caso de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas, como por ejemplo la estructura metálica, las bases del aparellaje y los neutros de transformadores de medida.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasa del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales que aseguran la permanencia de la unión, haciendo uso de soldaduras aluminotécnicas con alto poder de fusión para las uniones bajo tierra, ya que son muy resistentes a la corrosión galvánica.

Para la comprobación de las condiciones de seguridad de la red de tierras se consideran intensidades de cortocircuito previstas en los próximos años (apartado 4.1.2). La malla de tierra se dimensiona para soportar las intensidades de cortocircuito de corta duración de diseño.

3.5.1 Red de tierras superiores

Para proteger a los equipos de descargas atmosféricas directas, la subestación está dotada con una malla de tierras superiores, unida a la malla de tierra a través de elementos metálicos, lo que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla y la protección frente a descargas atmosféricas de toda la instalación.

El sistema de tierras superiores consiste en un conjunto de hilos de guarda y/o de puntas Franklin sobre columnas. Estos elementos están unidos a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

Para el diseño del sistema de protección de tierras superiores se ha adoptado el modelo electro geométrico de las descargas atmosféricas y que es generalmente aceptado para este propósito.

El criterio de seguridad que se establece es el de apantallamiento total de los embarrados y de los equipos que componen el aparellaje, siendo este criterio el que establece que todas las descargas atmosféricas que puedan originar tensiones peligrosas y que sean superiores al nivel del aislamiento de la instalación, deben ser captadas por los hilos de guarda.

Este apantallamiento se consigue mediante una disposición que asegura que las zonas de captación de descargas peligrosas de los hilos de guarda y de las puntas Franklin contienen totalmente a las correspondientes partes bajo tensión.

La zona de captura se establece a partir del radio crítico de cebado (r) y que viene dado por la expresión:

$$r = 8xL^{0,65}$$

Donde:

$$L = 1,1xUx\frac{N}{Z} \text{ siendo:}$$

U: tensión soportada a impulsos tipo rayo = 1050 kV

N: número de líneas conectadas a la subestación = 5 (sin contar con la de acoplamiento)

Z: Impedancia característica de las líneas = 400Ω (valor típico)

Sustituyendo:

$$L = 1,1x1050x\frac{5}{400} = 14,44 \text{ kA}$$

$$r = 8 \times 17,32^{0,65} = 45,37 \text{ m}$$

El radio crítico de 45,37 m con centro en las puntas Franklin, en el centro de los amarres de los hilos de guarda y en su punto más bajo garantiza el apantallamiento total de la subestación. Mientras esta esfera vaya rodando en contacto con los elementos captadores sin tocar los equipos a proteger, la red superior está bien diseñada.

Por otro lado, la aparmanta asociada queda protegida frente a las descargas atmosféricas mediante el cable de guarda.

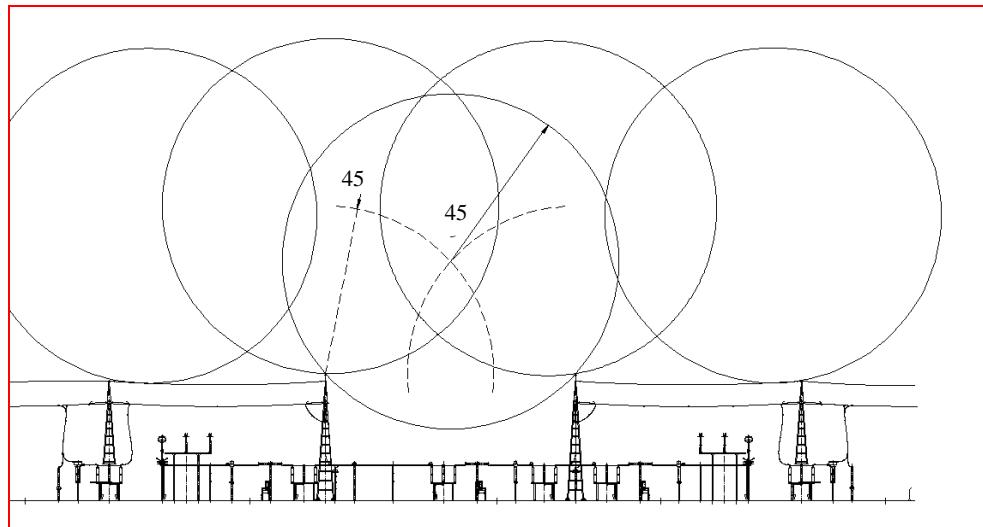


Ilustración 3-5: Radio crítico en la red de tierras superiores.

3.6 Estructuras Metálicas

Las estructuras metálicas y soportes de aparmanta se diseñan con perfiles de acero. Todas las estructuras y soportes son galvanizados en caliente como protección para la corrosión.

Para el anclaje, se dispone de cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón.

3.7 Sistemas de Control y Protección

En los esquemas unifilaes de 220 kV, se refleja el equipamiento preciso en cuanto a mando, protecciones, control y aparatos de medida, necesario para una explotación fiable de la instalación.

Los correspondientes cuadros de control, medida, servicios auxiliares, telemundo y comunicaciones se instalarán en recintos específicos “sala de control” y “servicios auxiliares” en el Edificio de Control, así como en su correspondiente caseta de relés en el parque.

- En el edificio de mando y control de la subestación se localiza la unidad central (ULC) y los servicios auxiliares generales de la subestación (cuadro principal de corriente alterna, cuadro principal de corriente continua, rectificadores,...).
- En la caseta CR-21 se encuentran los bastidores de control y protección de las posiciones de acoplamiento, línea 2 y línea 3, los servicios auxiliares de dicha caseta y los armarios de comunicaciones.
- En la caseta CR-22 se encuentran los bastidores de control y protección de las posiciones G1 y G2, sus correspondientes servicios auxiliares, armarios de comunicaciones y el bastidor de relés de la protección diferencial de barras. En esta misma caseta, se van a ubicar los armarios correspondientes con la nueva linea.

Es imprescindible que, cuando se dé un corte de corriente (comutación de servicios auxiliares, etc.), los equipos sigan funcionando sin necesidad de reconexión de forma manual. Por ello, se incluye un automatismo de control y alarma de los grupos refrigeradores.

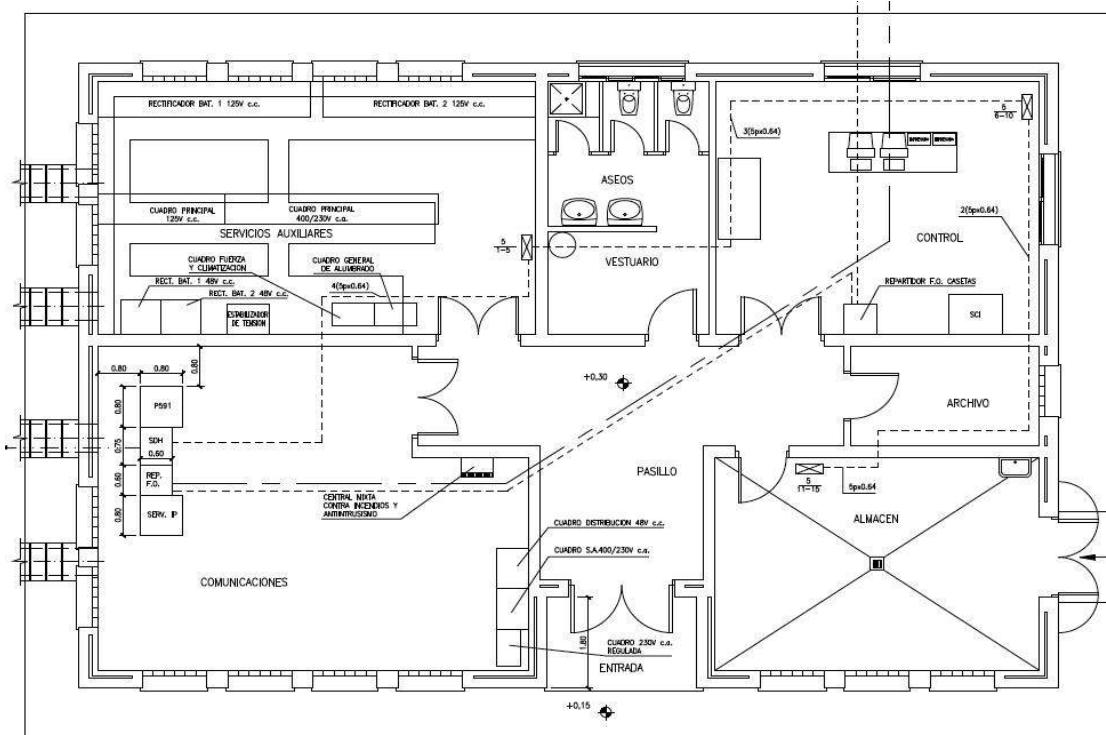


Ilustración 3.6: Distribución interior del Edificio de Control

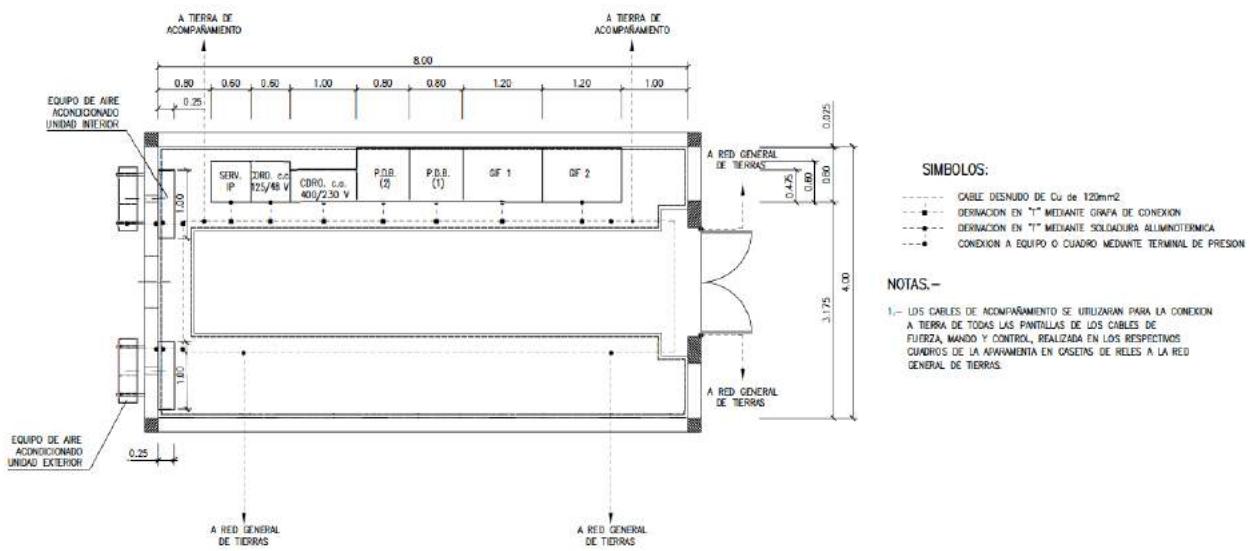


Ilustración 3.7: Distribución interior de la caja CR-22.

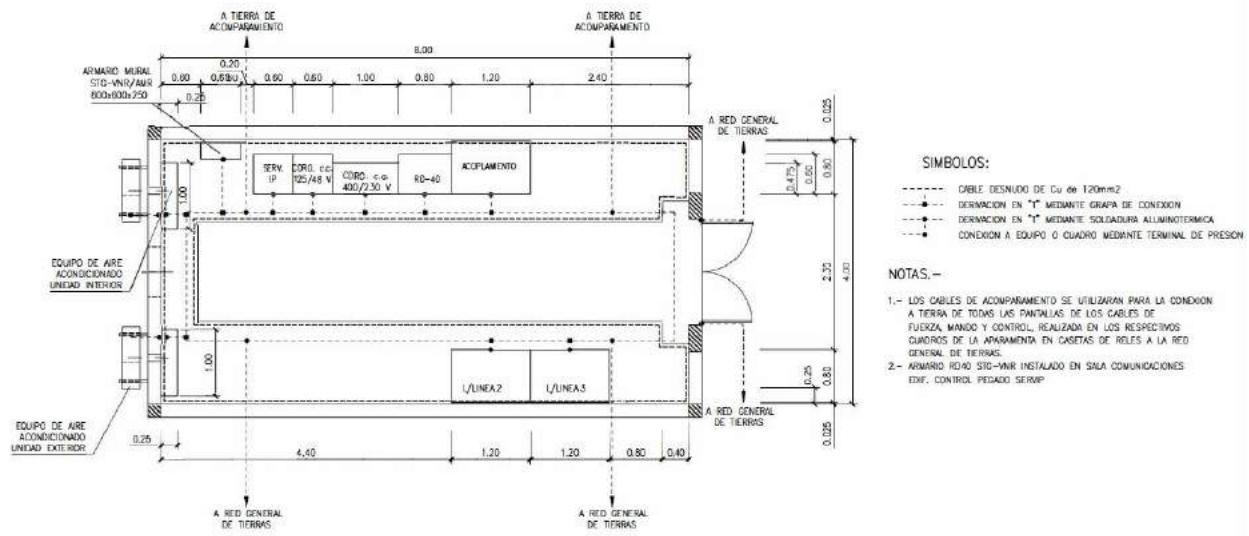


Ilustración 3-8: Distribución interior de la caseta CR-21

3.7.1 Sistema de control

El sistema de control existente está formado por una unidad central (ULC), puesto de operación y unidades locales distribuidas (mULC) correspondientes a las diferentes calles. La unidad central es la encargada de comunicarse con el despacho eléctrico.

La nueva posición dispondrá de una nueva unidad local que recogerá la información para el telecontrol y permitirá la funcionalidad de control (mando, alarmas y señalizaciones) para la operación local de mantenimiento.

3.7.2 Sistema de protecciones

Para la protección del interruptor, se va a proporcionar un relé de protección con las siguientes funciones:

- Discordancia de polos (2)
- Comprobación de sincronismo y acoplamiento de redes (25-25AR)
- Protección de mínima tensión (27)
- Oscilografía (OSC)
- Fallo de interruptor (50S-62)
- Vigilancia de los circuitos de disparo (3)

Para la protección de la línea, se va a disponer de un bastidor de relés con dos sistemas de protección independientes con las siguientes funciones:

- Protección diferencial (87)
- Protección de distancia (21)
- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)
- Reenganche (79)
- Localizador de faltas (LOC) y oscilografía (OSC)
- Protección contra sobretensiones (59)

Se va a implementar, por tanto, una protección principal y una secundaria para la línea y una protección de interruptor con las siguientes características:

Denominación Funcional	Tipo	Fabricante	Ubicación	Funciones
Protección Principal PP/L6	MICOM P545AK	ALSTOM	Bastidor BR/L6	87,21,67N,79, LOC, OSC
Protección secundaria PS/L6	7SD522	SIEMENS	Bastidor BR/L6	87,21,67N,79,59, LOC, OSC
Protección Interruptor PI/L6	MICOM P143A	ALSTOM	Bastidor BR/L6	25,26AR,2-1,27,50S/62, OSC

Ilustración 3-9: Tabla de características de las protecciones de la línea 6.

3.8 Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares de la subestación se dividen en Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (CA) y Servicios Auxiliares de Corriente Continua. Las tensiones nominales serán 400/230 V, 50 Hz se C.A. y 125/48 V de C.C. Las distintas acometidas y el enlace entre ambos embarrados están equipados con un interruptor automático motorizado, que permite realizar una commutación automática mediante la unidad de control de servicios auxiliares.

3.8.1 Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

El cuadro principal del corriente alterna (CPCA) tiene una configuración de barra partida y cada una de ellas se alimenta a través de los transformadores de servicios auxiliares (TSA) de dos fuentes de alimentación independientes. Estas dos fuentes independientes pueden ser el terciario de un autotransformador de la subestación, una línea de media tensión o un apoyo en baja tensión.

En nuestro caso, el CPCA se alimenta doblemente por dos TSA que, a su vez, se alimentan a través de una línea de media tensión de una compañía eléctrica. Dichas líneas llegan a la subestación y pasan por dos centros de transformación, que la convierten a 230 V. La segunda alimentación está acoplada con un grupo electrógeno, con potencia suficiente para realizar la operación normal de la subestación, mediante un cuadro de commutación para que, en caso de fallo de la línea, se siga alimentando los SSAA a través del grupo.

Los servicios que se cubren desde el CPCA son: alimentaciones a los rectificadores-baterías, al cuadro de distribución de la sala de comunicaciones (repartidor de FO, armario SDH, armario Servicio IP, ULC/0, mesa de operación, puerta exterior, alim auxiliar del grupo electrógeno, centralita de alarma contra incendios y antiintrusismo y climatización de las salas de control y comunicaciones), alimentación a los cuadros de c.a. de las casetas (alumbrado, tomas de fuerza,...), cuadro general de alumbrado (interior, emergencia y exterior) y cuadros de fuerza y climatización del edificio.

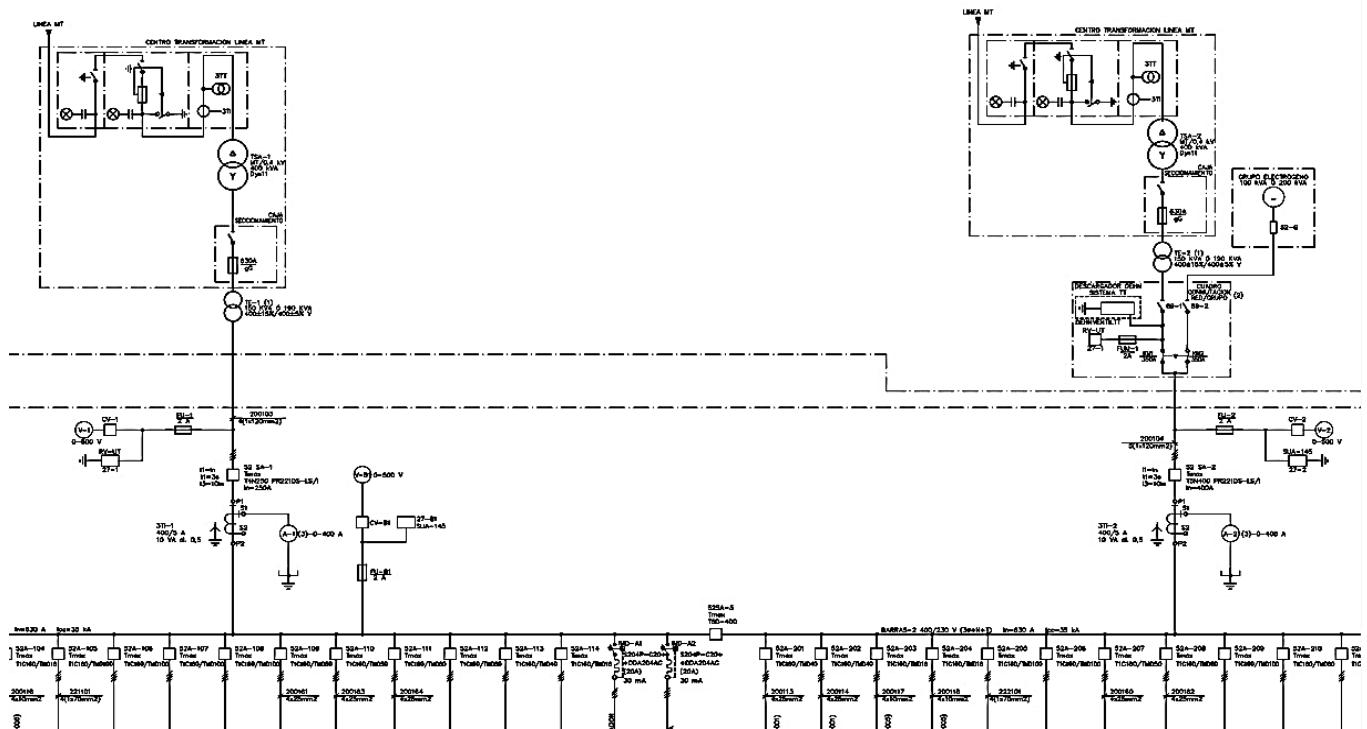


Ilustración 3-10:Parte del esquema de servicios auxiliares. Alimentación.

3.8.2 Servicios Auxiliares de Corriente Continua

Desde el cuadro principal de corriente alterna se alimenta a los equipos rectificador-batería. Estos dan servicio a los equipos más críticos de la subestación, por lo que deben ser las fuentes autónomas que den seguridad funcional a la subestación eléctrica. Es por ello por lo que aseguran que, en caso de pérdida total de corriente alterna, puedan funcionar durante horas para dar tiempo a la reposición del servicio. Cada equipo rectificador-batería, tanto los dos de 125 Vcc como los dos de 48 Vcc, se alimentan de manera conmutada sobre ambas barras del CPCA.

El cuadro principal de corriente continua de 125 Vcc, está formado por dos juegos de barras, cada uno de ellos alimentado desde el correspondiente rectificador-batería de 125 Vcc. Este cuadro alimenta a los circuitos de control fuerza y control de los distintos bastidores de líneas, circuitos de control de CPCA, de teledisparo o teleprotección, sistema de alarmas, de oscilografía, automatismos y comunicaciones.

El cuadro principal de corriente continua de 48 Vcc, está formado por dos juegos de barras, cada uno de ellos alimentado desde el correspondiente rectificador-batería de 48 Vcc. El diseño de este cuadro garantiza la alimentación permanente y la conmutación de las fuentes sin paso por cero, para aquellas salidas en las que esta condición es esencial. Los consumos alimentados desde aquí son los armarios SDH, armario IP, equipos de teleprotección, red interna (routers, switches) y videosupervisión.

La nueva posición se conectará a los servicios auxiliares existentes.

3.9 Sistema de Telecomunicaciones

Se pretende integrar la nueva posición de línea en la red existente de la subestación con los equipos necesarios, de modo que se asegure el correcto funcionamiento de telecontrol y de telemundo, de los sistemas de protección y de las necesidades de telegestión remota de los equipos de la ampliación.

- **Telecomunicaciones para funciones de protección:** Para la comunicación que requiere las funciones de protección de línea se va a utilizar enlaces digitales y/o analógicos, facilitados por la red de

equipos de transmisión SDH y PDH (multiplexores), que a su vez están soportados por la red de fibra óptica.

- **Telegestión de protecciones, sistemas de telecontrol y equipos de comunicaciones:** Todos los equipos de protecciones, telecontrol y comunicaciones asociados a la posición a diseñar van a ser telegestionados por medio de su conexión a la red de servicios IP de la red de transporte.

4 SOLUCIÓN

Una vez descrita la situación inicial de la subestación y los requerimientos necesarios para la construcción de la nueva posición de línea, se procede a explicar qué solución se ha obtenido.

Como se ha descrito antes, la subestación parte del esquema unifilar de la figura 4.2 en el que se muestra una subestación con configuración de doble barra. En ella había una primera calle correspondiente a la línea de acoplamiento de barras, calles 2 y 3 pertenecientes a dos posiciones de línea 2 y 3, calles 4 y 5 pertenecientes a líneas para una empresa ferroviaria, y dos huecos para líneas futuras.

Con la nueva posición de línea 6, el nuevo esquema unifilar de la subestación pasa a ser el de la figura 4.1 y 4.2.

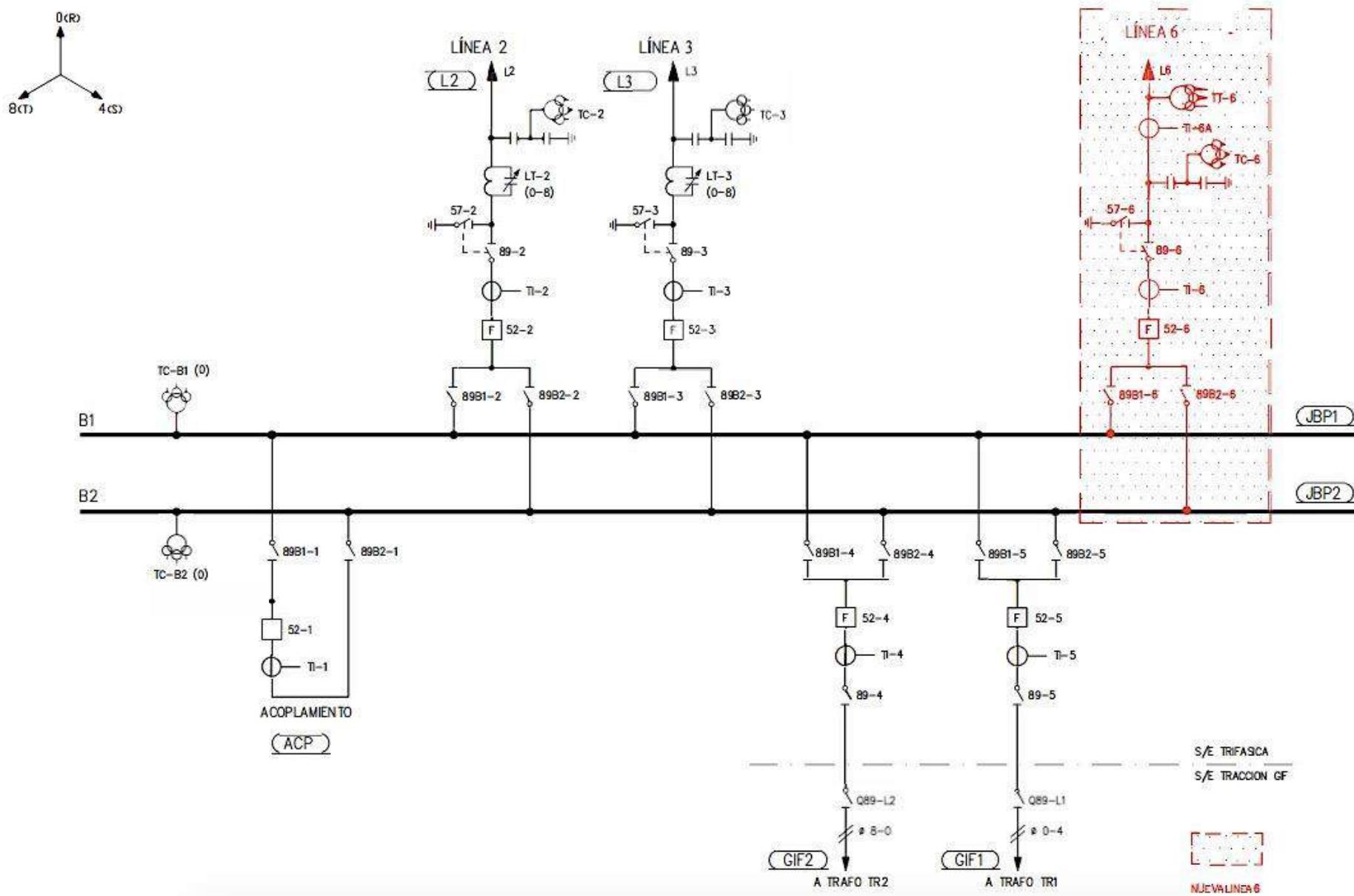


Ilustración 4.1: Nuevo esquema unifilar de la subestación.

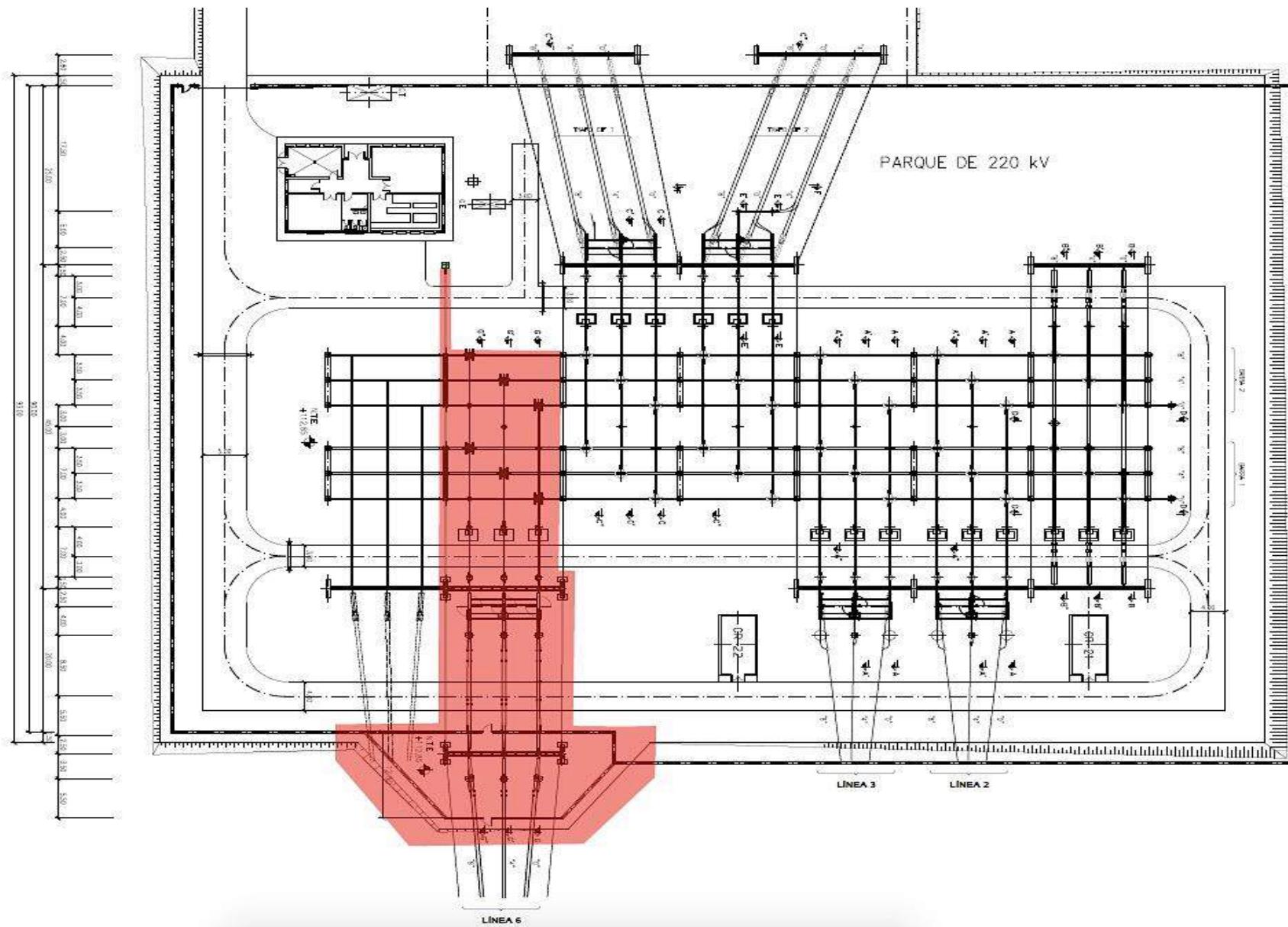


Ilustración 4.2: Planta de la subestación con la nueva línea 6.

Se puede ver el perfil de la distribución en una de las fases de la posición de la línea en la siguiente figura:

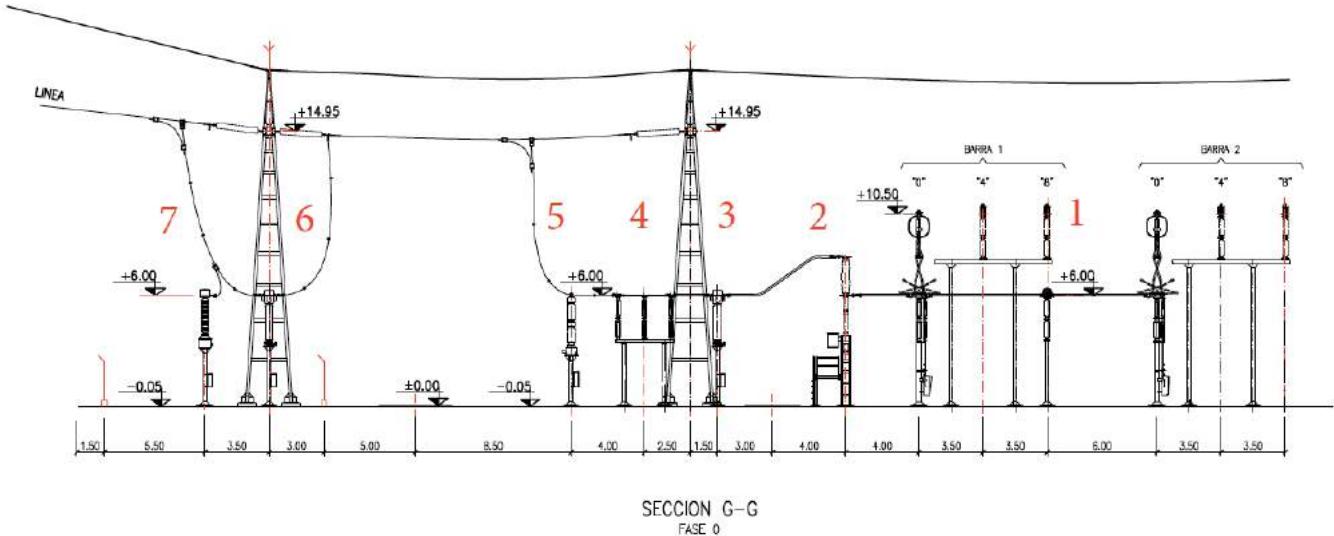


Ilustración 4-3: Perfil de la línea 6

Como se puede observar, el perfil cumple con las distancias de seguridad descritas en el apartado anterior, como la altura del embarrado principal (10,50 m), la altura de los embarrados de interconexión entre aparatos (6 m) y los tendidos altos (14,95 m).

4.1 Posición 1

La **posición 1** corresponde con los **seccionadores de barras**. Se colocan los dos seccionadores pantógrafos al inicio de la línea, en el embarrado, para realizar un corte visible entre la línea y las dos barras de la subestación. Existen dos seccionadores para las dos barras: 89B1 para la barra 1 y 89B2 para la barra 2.

Los circuitos de mando de estos seccionadores se explican en la sección 5 del proyecto.

En nuestro caso, se ha utilizado los seccionadores de la marca ALSTOM de mando unipolar, por lo que existe uno por cada fase de las barras. Los planos de montaje del seccionador son:

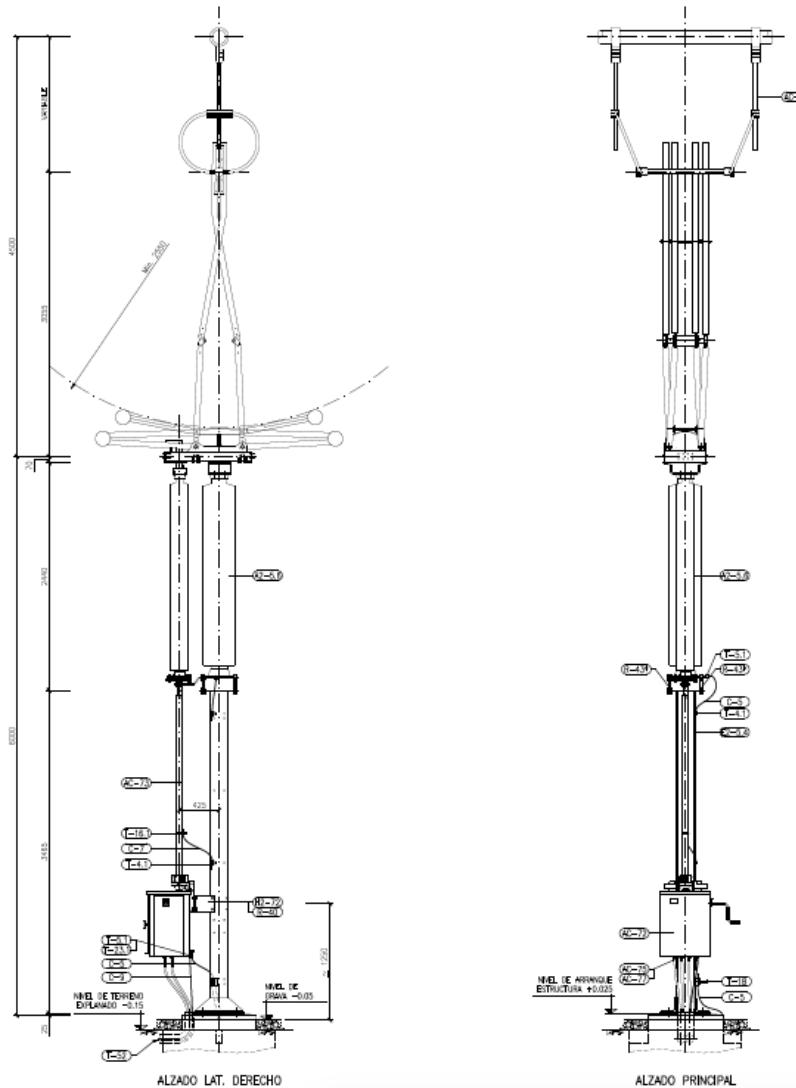


Ilustración 4-4: Alzado derecho y principal del seccionador pantógrafo.

4.2 Posición 2

Mediante el embarrado en tubo de interconexión de aparellaje a 6 m de altura se conectan los seccionadores de barra con el **Interruptor de la línea**, que ocupa la **posición 2** del esquema.

Como ya se ha explicado, el interruptor se coloca al principio y al final de la línea para proteger a ésta y a la subestación de corrientes de cortocircuitos provocadas por faltas. Se trata, como ya se ha comentado anteriormente, de un interruptor tripolar de ABB con SF6 como gas de extinción. Este aparato no está enclavado mecánicamente a ningún aparellaje. Sin embargo, dispone de varias órdenes de cierre y apertura ante distintas situaciones. El estudio del control del interruptor se podrá ver en la siguiente sección.

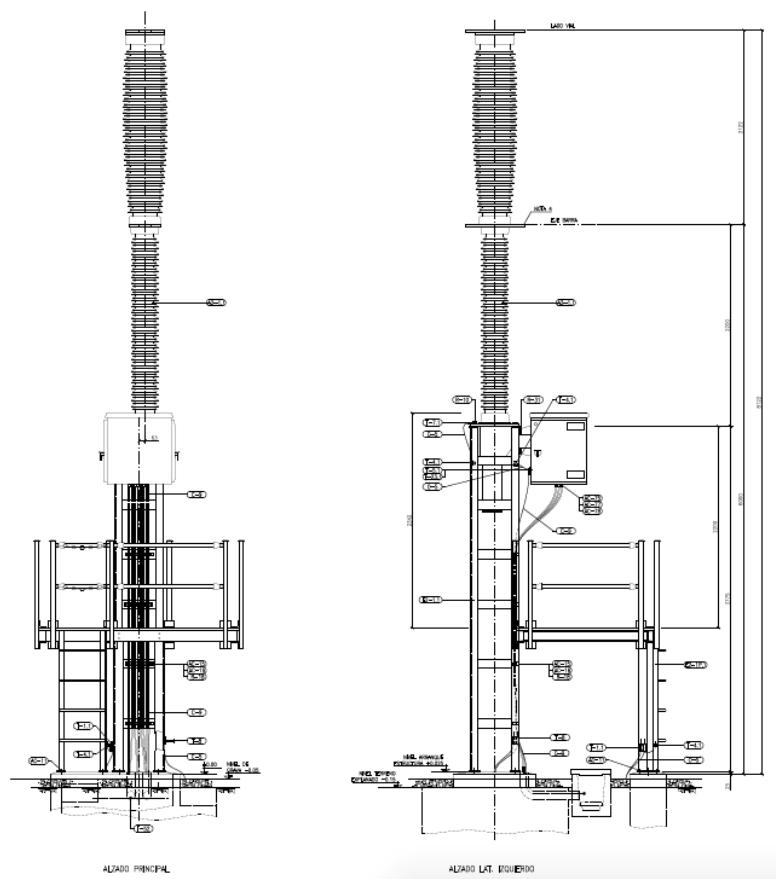


Ilustración 4-5: Alzado principal e izquierdo del Interruptor de la línea 6.

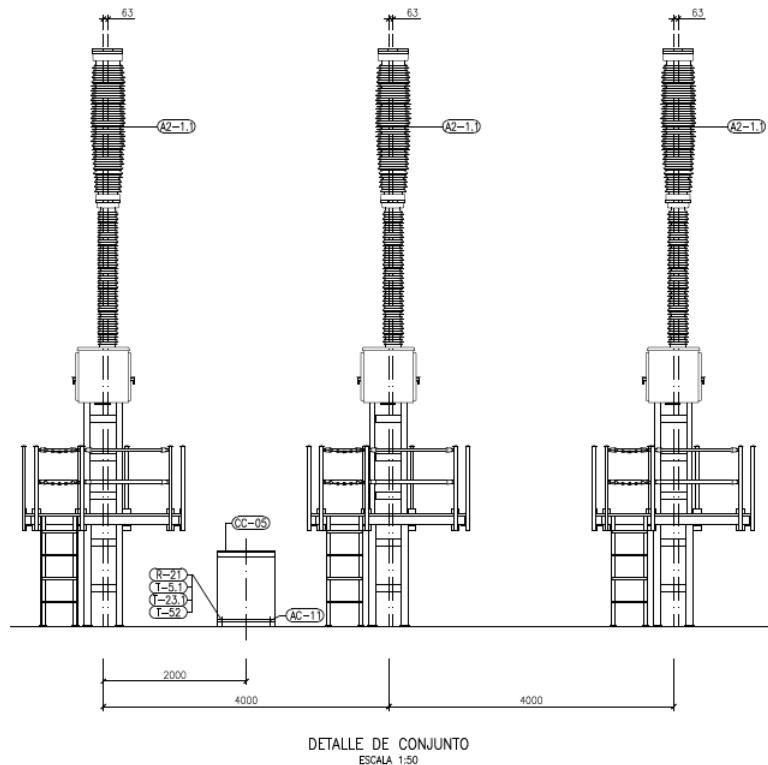


Ilustración 4-6: Conjunto del interruptor tripolar de la línea 6.

4.3 Posición 3

La **posición 3** está ocupada por el **transformador de medida de intensidad**. Éste se coloca justo después del interruptor para poder medir la intensidad que circula por la línea, mandar la señal a las protecciones y equipos de medida y, ante algún defecto, estas últimas mandar una orden de apertura al interruptor. Para ello, la señal de la intensidad es mandada atravesando una caja de centralización.

El trafo de intensidad es multirreacción y dispone de cuatro devanados, cada uno para un destino diferente. Así, este trafo permite tener dos relaciones de transformación: 1000/5 o 2000/5 A. El primer devanado secundario sirve para mandar la señal a un aparato de medida (y tiene mayor precisión), los tres devanados restantes sirven para mandar la señal de intensidad a la protección primaria, secundaria y a la protección de interruptor.

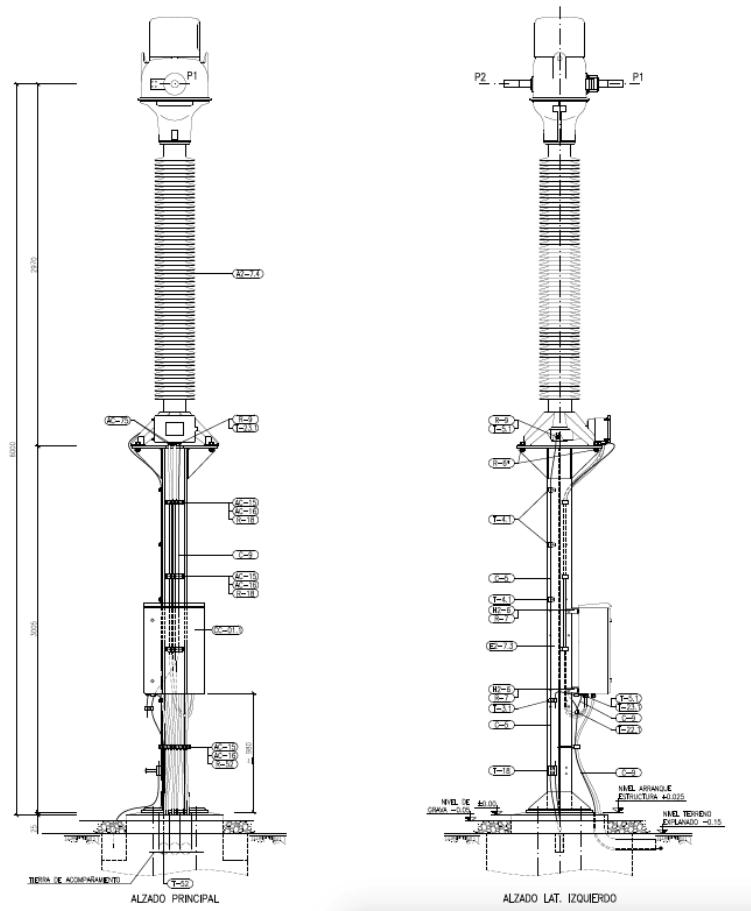


Ilustración 4-7: Alzado principal e izquierdo del transformador de intensidad de la línea 6.

4.4 Posición 4

Después del transformador de intensidad, se encuentra el **seccionador de línea y de puesta a tierra** en la **posición 4**. Estos seccionadores permiten poner a tierra la línea y separarla del resto, con el fin de realizar operaciones de mantenimiento en la subestación. También pueden soportar corrientes de cortocircuito. De esta forma, es posible aislar la subestación de la red. Se tiene que dar una de las dos posiciones, cerrado el seccionador de línea y abierto el de P.a.T o al revés, pero nunca las dos a la vez.

En la figura 4-8 se puede observar el conjunto de ambos seccionadores, donde en la parte superior se representan las cuchillas del seccionador de línea y en la parte inferior se representan las cuchillas de puesta a tierra.

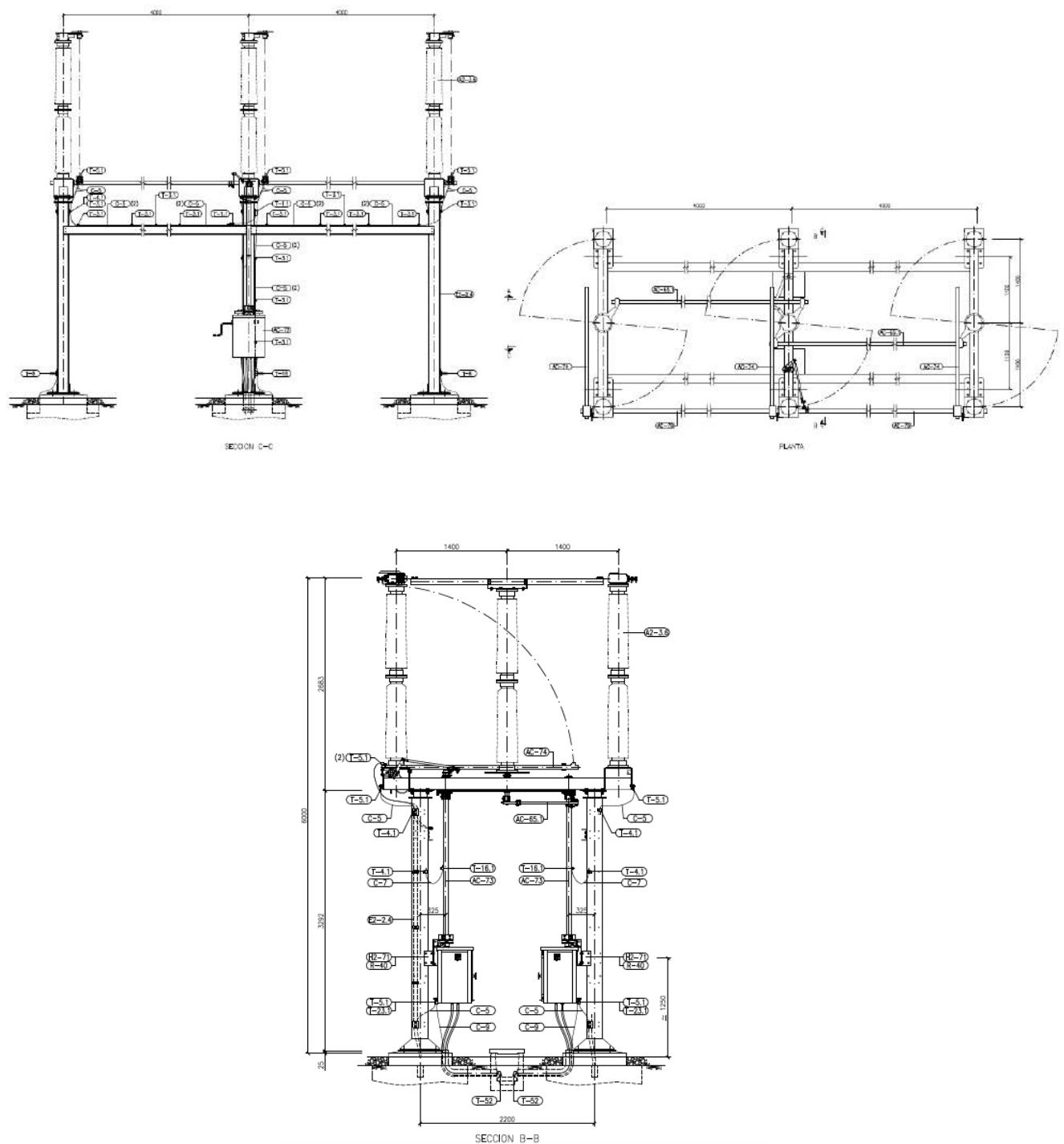


Ilustración 4-8: Seccionador de línea y de P.a.T de la línea 6.

Estos seccionadores están enclavados mecánicamente entre sí, y con el resto de aparamenta de la subestación. El enclavamiento del seccionador de puesta a tierra con el seccionador de línea debe ser eléctrico y mecánico. En la próxima sección del proyecto se explica detenidamente cómo son estos enclavamientos y cómo funciona el circuito de mando.

4.5 Posición 5

En la **posición 5** se encuentra el **transformador de tensión capacitivo**. Este permite medir la tensión con una elevada precisión para los relés de protección y aparatos de medida de la subestación. Además, permite la transmisión de señales de alta frecuencia por la red, a través de la onda portadora, como se ha explicado en las secciones anteriores. La medida de la tensión se manda a la caja de centralización y esta se encarga de procesarla y mandarla a los distintos equipos existentes.

En nuestro caso, la línea 6 no dispone de equipo de onda portadora, por lo que este trafo no ejerce esta función. Sin embargo, en las líneas 2 y 3 sí la realiza. Es por eso que en estas dos líneas aparece también las bobinas de bloqueo (LT-2 y LT-3). Este trafo de tensión cuenta con dos condensadores en serie entre la línea y tierra, que forman un divisor de tensión capacitivo entre el terminal de alta tensión y el de alta frecuencia. A este divisor se conecta un trafo inductivo, y cuya salida va a los aparatos de medida correspondientes.

Los planos de montaje del transformador de tensión capacitivo son:

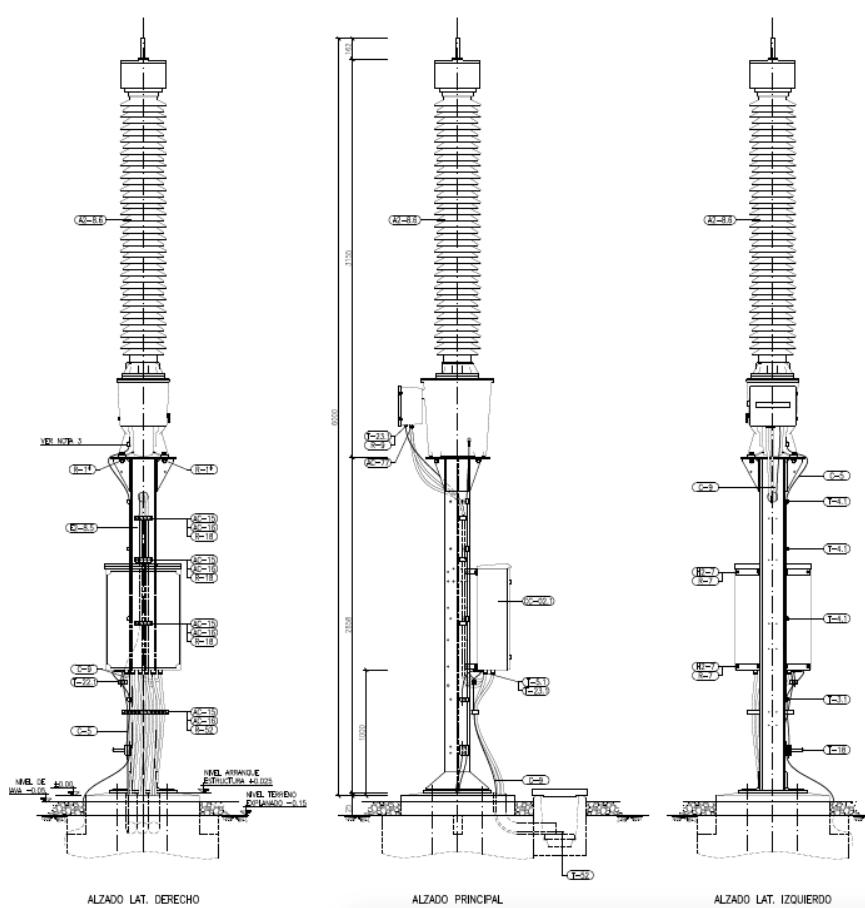


Ilustración 4-9: Alzados de transformador de tensión capacitivo de la línea 6.

4.6 Posición 6 y 7

En último lugar, las **posiciones 6 y 7** la ocupan dos **transformadores de medida**, **uno de intensidad y otro de tensión inductivo**. Estos transformadores están destinados a medir la intensidad y tensión de la línea para que el cliente (parque eólico) tenga un control de la potencia generada. Por tanto, estas medidas se llevan a un bastidor de medida oficial que controle los KWh producidos. El transformador de intensidad es multirreacción con cuatro devanados secundarios y el transformador de tensión inductivo dispone de tres devanados secundarios.

Los planos de ambos transformadores son los siguientes:

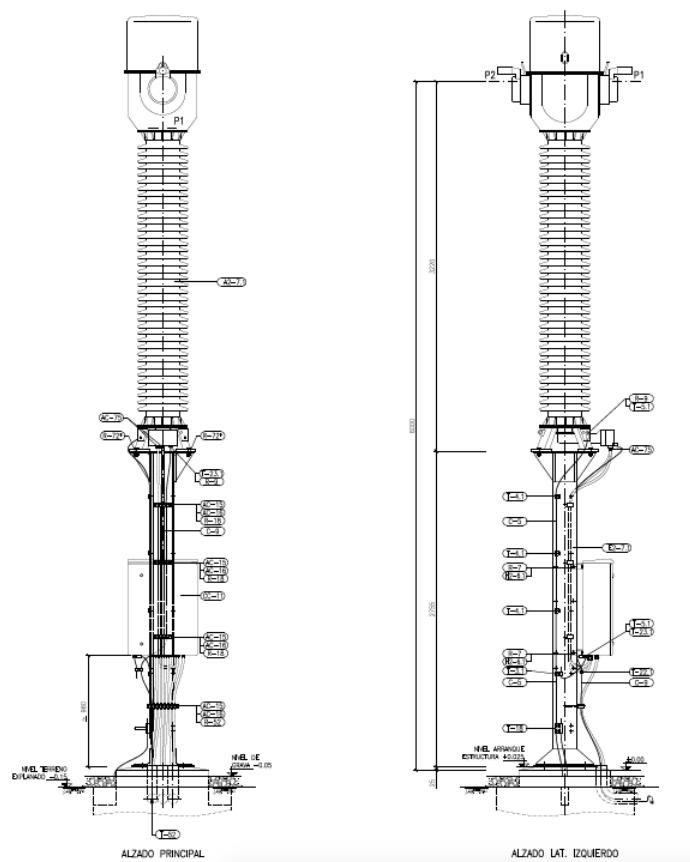


Ilustración 4-10: Alzado principal e izquierdo del trafo de intensidad CA-245-3AM de la línea 6.

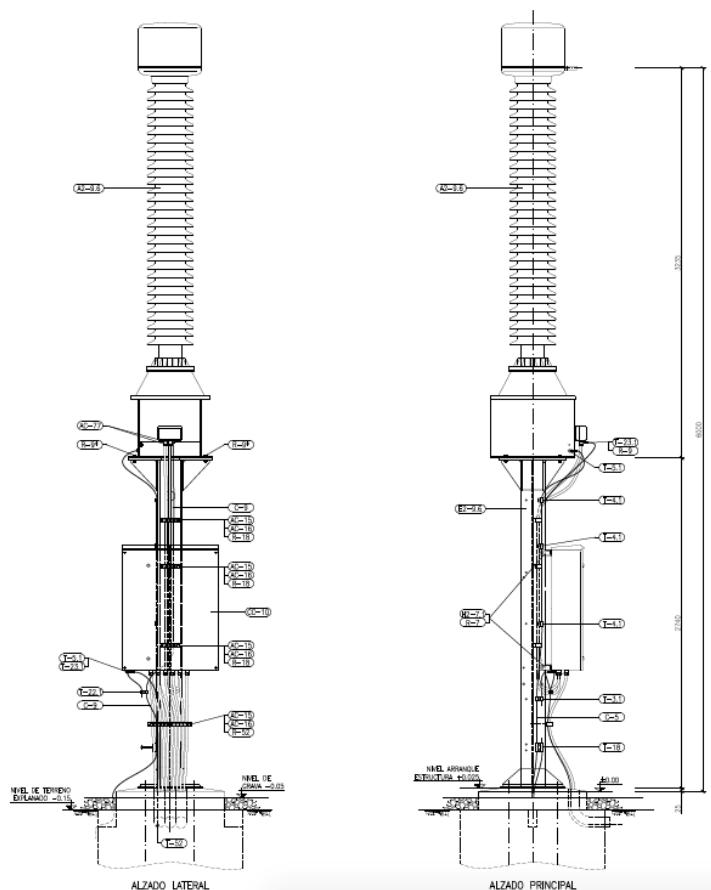


Ilustración 4-11: Alzado lateral y principal del trafo de tensión inductivo de la línea 6.

4.7 Servicios Auxiliares

En la caseta CR-22 se coloca el armario bastidor de la nueva línea 6, con sus respectivas protecciones primarias, secundarias y de interruptor, así como el equipo de teledisparo que luego se comunica con el otro extremo de la línea a través de un equipo multiplexor (SDH) y fibra óptica.

La nueva disposición de la caseta CR-22 queda:

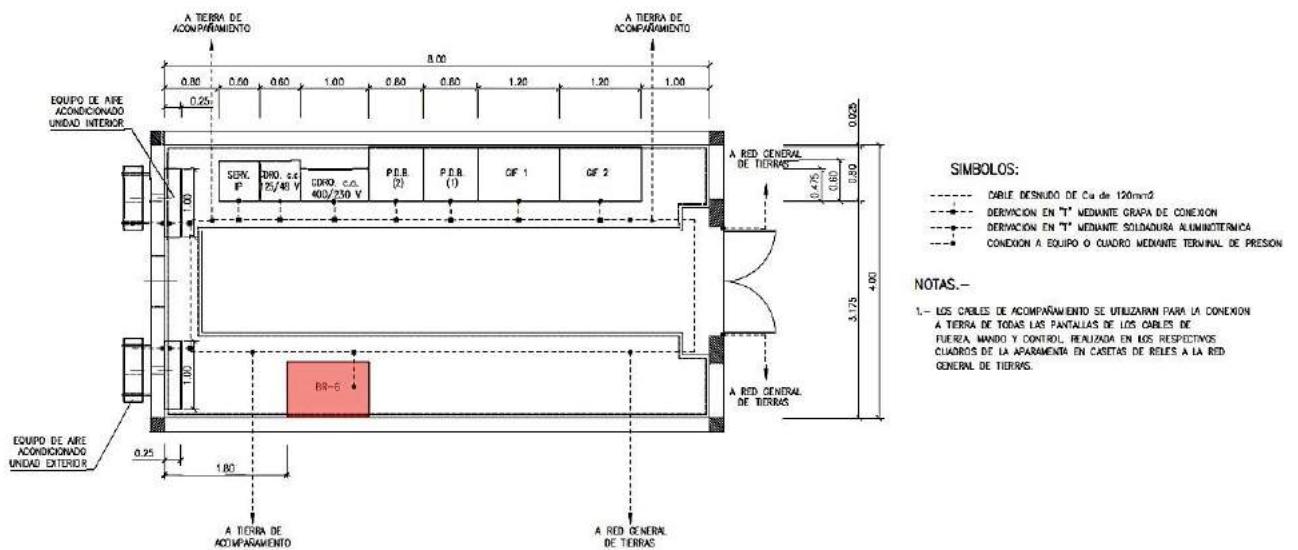


Ilustración 4-12: Planta de la caseta CR-22 incluyendo la línea 6.

El cuadro de alterna de los SSAA de la caseta CR-22 se alimenta del cuadro principal de corriente alterna y se realimenta de la caseta CR-21. Este cuadro está destinado a alimentar a las calefacciones de los distintos aparelajes, al acondicionamiento de la caseta, la fuerza de la caseta y del exterior y al alumbrado de la caseta y del exterior. El cuadro tras la posición de línea 6 dispone de dos nuevos térmicos destinado a la calefacción del interruptor y del seccionador de la línea.

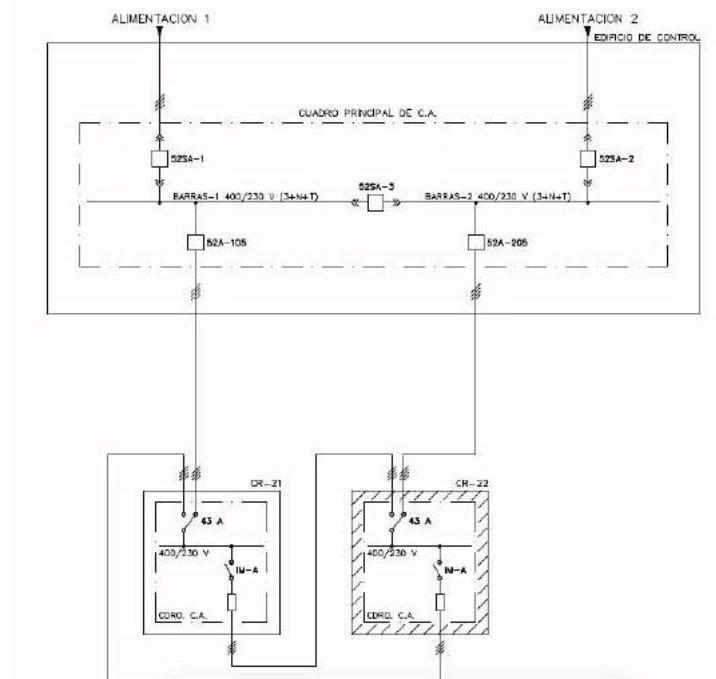


Ilustración 4-13: Alimentación de las casetas desde CPCAs.

El bastidor de la nueva línea 6 es alimentado desde el bastidor de la línea 5 (GIF 2), este a su vez es alimentado desde el bastidor de la línea 4 (GIF 1), y éste último desde el cuadro principal de corriente continua (alimentado de los rectificadores de 125 Vcc). Desde la alimentación al bastidor de la línea 6 se alimenta a los circuitos de control de las protecciones, circuitos de cierre y disparo de las bobinas del interruptor 52-6, a la mULC de la línea 6, a los motores del interruptor y seccionadores y al equipo de teledisparo.

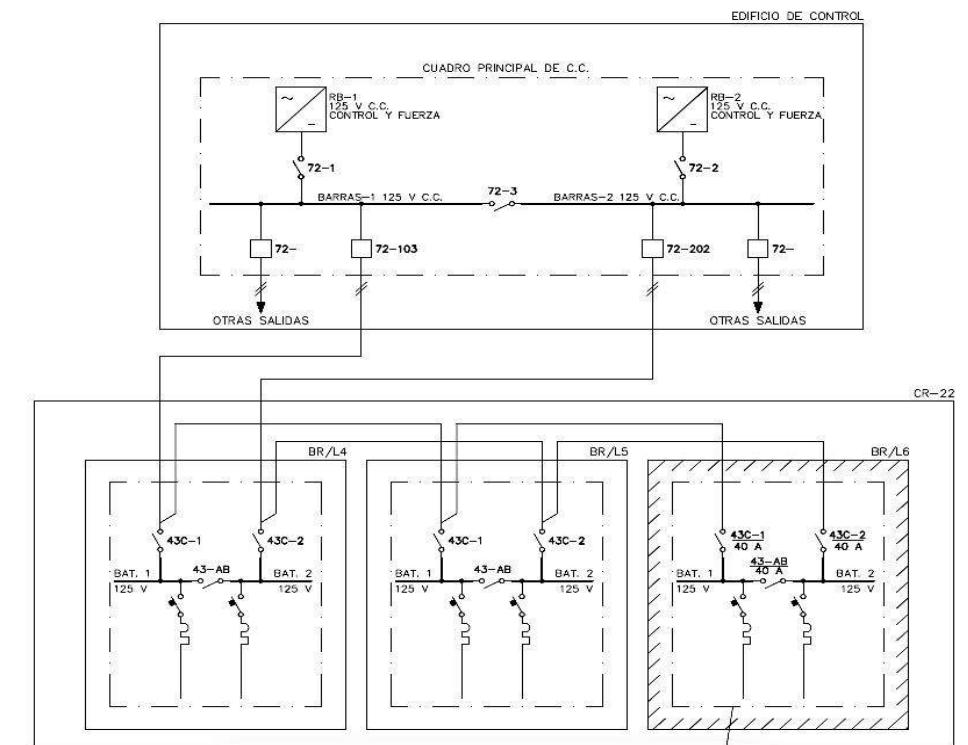


Ilustración 4-14: Alimentación del bastidor de la nueva línea 6.

5 CIRCUITOS DE MANDO

Se procede a explicar la última parte del proyecto, en la que se profundiza en los circuitos de mando del interruptor y de los seccionadores que aparecen en la línea.

Primeramente se analiza el control del interruptor de la nueva línea y su integración con las protecciones de esta. En concreto, se va a analizar cómo se comunica el interruptor con la protección primaria, secundaria y protección de interruptor, y cómo todas estas a su vez se comunican con la mULC en la sala de control.

En segundo lugar, se profundiza en los circuitos de apertura y cierre de los seccionadores. En concreto en cómo se energiza la bobina que provoca el cierre o apertura, cómo llega la señal al circuito y los enclavamientos existentes en cada uno de ellos.

De aquí en adelante, se van a mostrar partes de los esquemas eléctricos de la línea objeto de estudio, necesarios para el entendimiento del proyecto. Por ello, se ha de indicar unas condiciones generales de representación de que siguen estos esquemas:

- Todos los circuitos de C.A y C.C están sin tensión.
- Interruptores abiertos con resortes tensados y presión normal de gas.
- Seccionadores abiertos.
- Interruptores automáticos abiertos.
- Relés de disparo y bloqueo rearmados.
- Pulsadores sin actuar.
- Conmutador manual inversor con posición cierre-cero-disparo en posición “0”.
- Conmutadores local-bloqueo-remoto de interruptor y seccionadores en posición “remoto”.
- Conmutador bloqueo-disparo por falta de gas del interruptor en posición “disparo”.

Además, a lo largo de los esquemas eléctricos del interruptor y los seccionadores aparecen una serie de bornas cuyo significado es el mostrado a continuación:

NOMENCLATURA DE BORNAS

- Omulo REGLETA DE LA UNIDAD LOCAL DE CONTROL DEL BASTIDOR DE RELES
- BRP BRS BRF BRA REGLETA DEL BASTIDOR DE RELES EN CASETA DE RELES; P-PRIMARIA, S-SECUNDARIA, F-FRONTERA, A-ALIMENTACIONES C.A.
- CI REGLETA DE LA CAJA DE CENTRALIZACION DE TI.
- CT REGLETA DE LA CAJA DE CENTRALIZACION DE Tt.
- CC REGLETA DE CONTROL DE LA CAJA DE CENTRALIZACION DE CIRCUITOS
- CM,CF REGLETA DE FUERZA DE LA CAJA DE CENTRALIZACION DE CIRCUITOS. (MOTORES Y CALEFACCIONES)
- REGLETA DE ELEMENTO DE IDENTIFICACION INEQUIVOCADA (INTERRUPTOR, SECCIONADOR, OSCILLO, PROTECCIONES PRECABLEADAS, ETC.)
- SC REGLETA DEL CUADRO DE SERV. AUX. C.C. 48 V C.C. EN EDIFICIO DE CONTROL
- SC REGLETA DEL CUADRO DE SERV. AUX. C.C. 48 V C.C. EN CASETA
- SC REGLETA DEL CUADRO DE SERV. AUX. C.C. 125/48 V C.C. ARMARIO SERVIP EN CASETA
- SF-EX SFA REGLETA SERVICIOS AUXILIARES FUERZA EN BASTIDOR DE RELES
- SA REGLETA DEL CUADRO DE SERVICIOS AUXILIARES C.A.
- SC1 ALIMENTACION A MODULO SERVICIOS AUXILIARES BATERIA 1 DEL BASTIDOR DE RELES
- SC2 ALIMENTACION A MODULO SERVICIOS AUXILIARES BATERIA 2 DEL BASTIDOR DE RELES
- SA-BAT1 SERVICIOS AUXILIARES BATERIA 1 Y 2 EN BASTIDOR DE RELES
SA-BAT2
- REGLETA DE LA CABINA DE CONTROL DEL INTERRUPTOR

5.1 CONTROL DEL INTERRUPTOR

Se parte del esquema unifilar de protección y medida de la línea, que aparece en la figura 5-1.

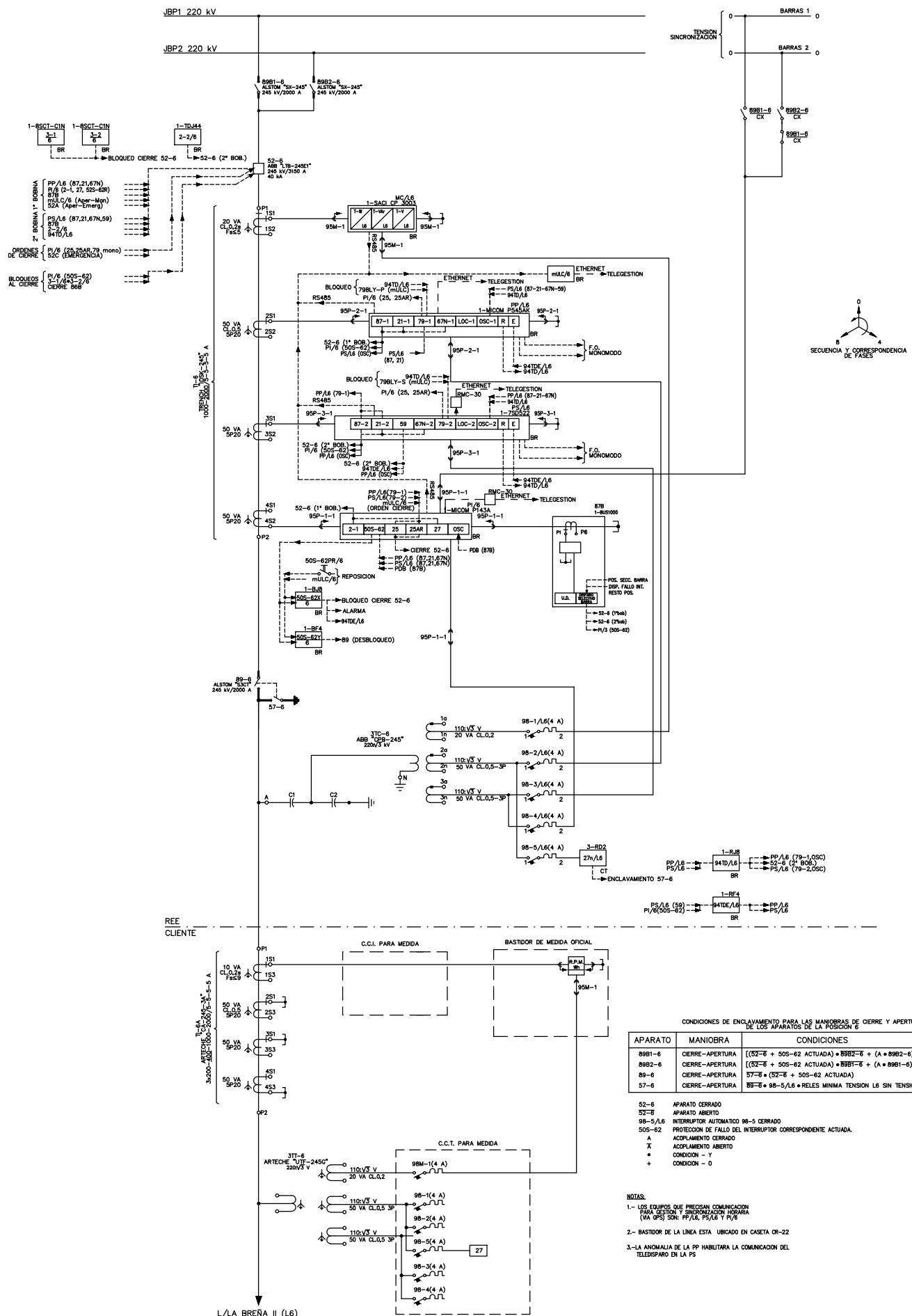


Ilustración 5-1: Esquema de protección de la nueva Línea 6

Las medidas de intensidad captadas por el Transformador de medida de intensidad TI-6 pasan por una caja de centralización CI donde se concentran los circuitos, se cortocircuita un extremo de los secundarios del trafo para configurar una conexión en estrella, el neutro se conecta a tierra, y se mandan las señales de intensidad a las protecciones. El esquema se puede apreciar en la ilustración 5-2.

Los secundarios del trafo deben estar cerrados, ya que si se dejan abiertos y se desconectan equipos que están conectados a estos secundarios, puede llevar a la aparición de una diferencia de tensión entre sus bornes muy elevada, que desembocaría en la destrucción del equipo.

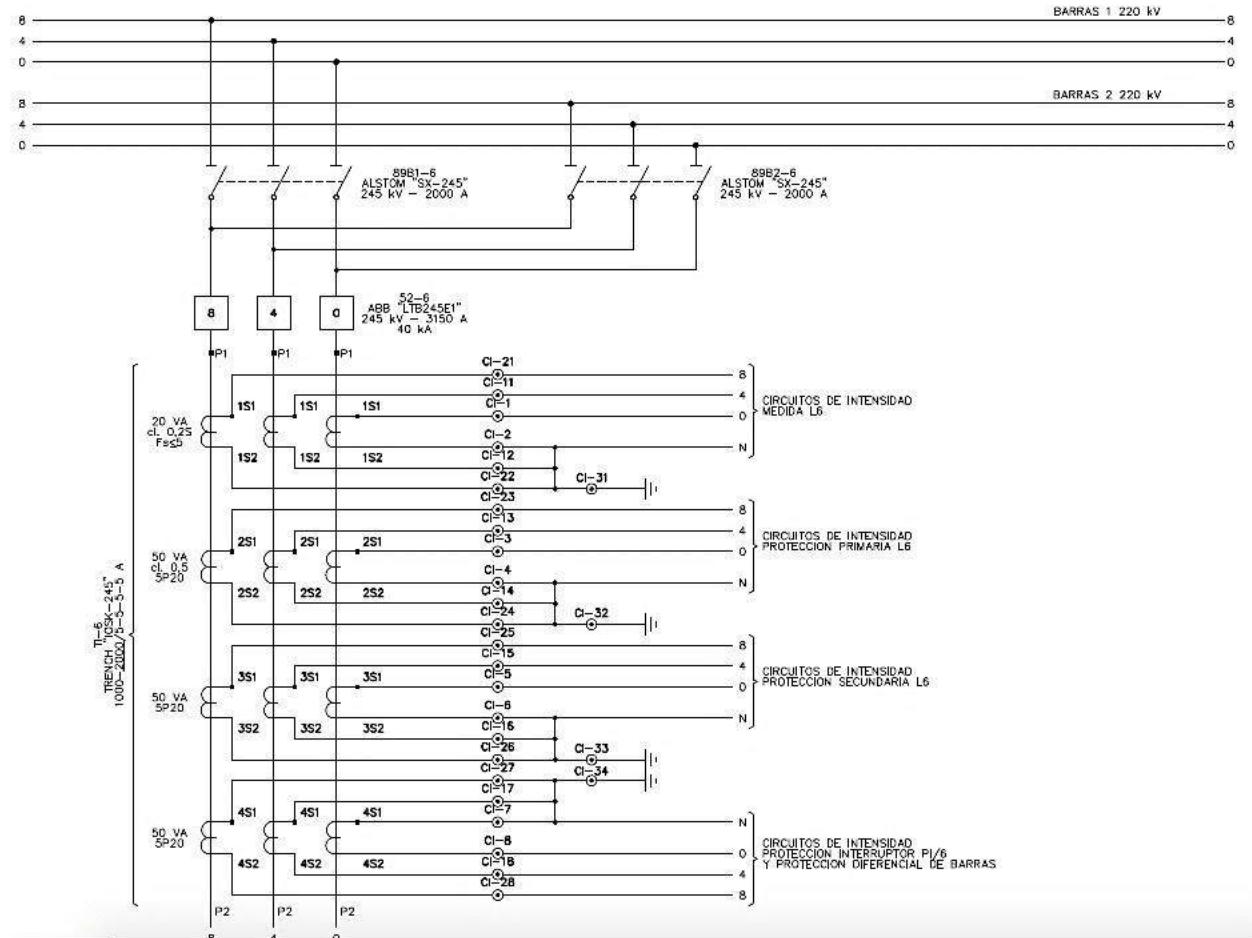


Ilustración 5-2: Circuito del trafo de intensidad de la línea 6.

Del mismo modo, las medidas de tensión captadas por el trafo de medida de tensión capacitivo entran en la caja de centralización CT, donde se concentran las medidas con sus respectivos interruptores automáticos en cada fase de los secundarios y se mandan dichas señales a los equipos de medida y protecciones. En esta caja de centralización se incluyen unos **relés auxiliares de mínima tensión** de cada fase (relés 27) cuyo fin es comprobar que existe tensión circulando en el trafo y, por tanto, en la línea. Cuando no se supera un mínimo de tensión, estos relés dejan de energizarse, y cierran unos contactos existentes en los enclavamientos del seccionador de puesta a tierra 57-6, condición de enclavamiento que hemos visto en el apartado anterior.

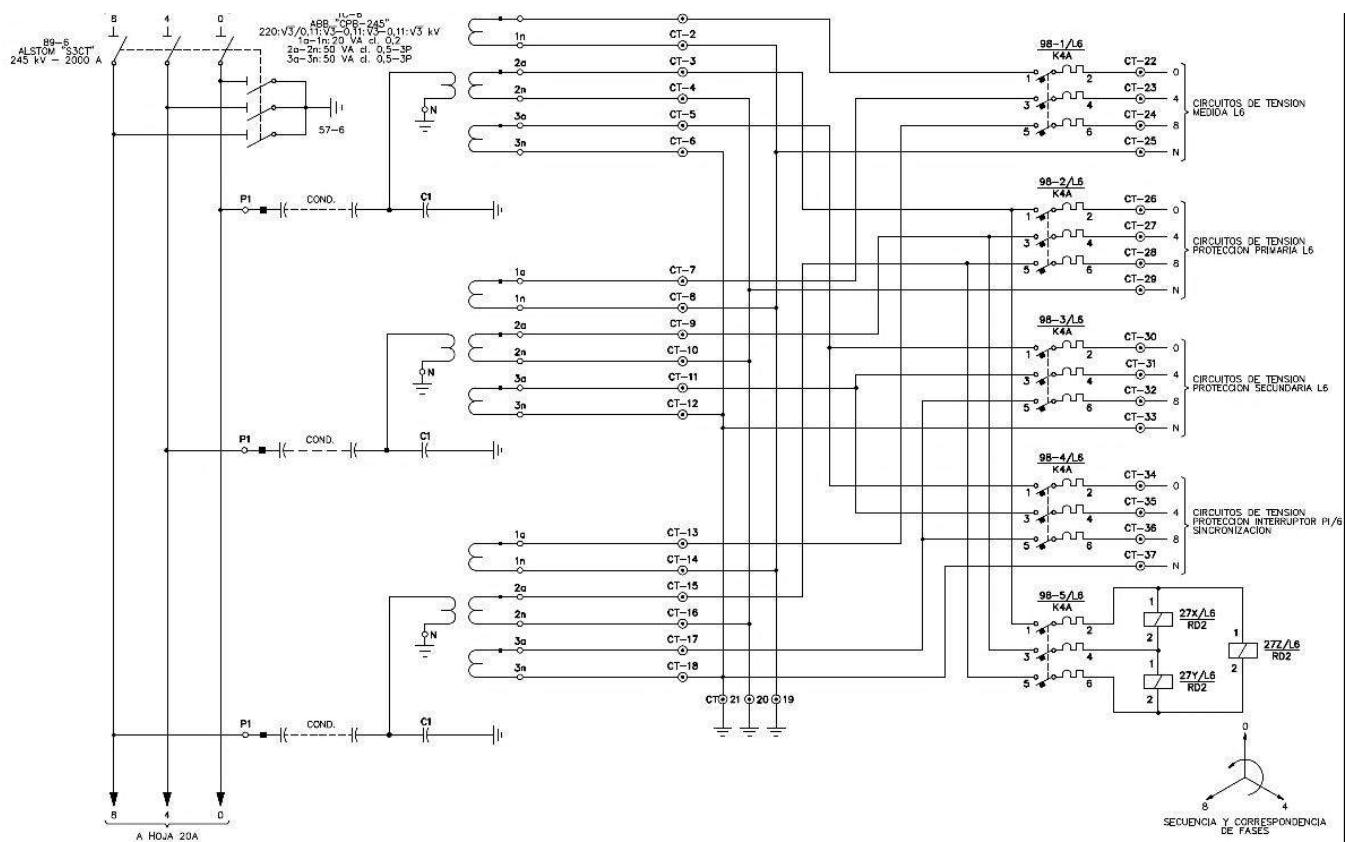


Ilustración 5-3: Circuito del trafo de tensión capacitivo de la línea 6.

Del mismo modo están dispuestos los circuitos de los trafos de intensidad y tensión destinados a la medida de la potencia para el cliente.

5.1.1 Protecciones

Las medidas de intensidad y tensión que salen de los transformadores de medida llegan a las diferentes protecciones existentes en el bastidor de la línea. Estas protecciones leen las señales y en función de ella operan internamente.

Podemos ver el esquema simplificado de las protecciones en las siguientes figuras 5-4, 5-5 y 5-6.

5.1.1.1 Protección Principal

Las funciones que alberga esta protección son las de mínima distancia (21), diferencial (87), direccional (67N), reenganche (79), localizador de faltas y oscilografía. Esquemáticamente se puede ver en la figura 5-4 que la protección se representa como una serie de bobinas conectadas en estrella, al que le llegan las señales de intensidad y tensión, las leen e interpretan en función de éstas si mandar señales a los diferentes equipos conectados con la protección, como por ejemplo la mULC, el interruptor, la protección secundaria, etc.

Existen unas cajas de pruebas dentro de las protecciones, en el caso de la protección primaria la 95P-2-1, que son dispositivos que ofrecen monitoreo e instalaciones de prueba de inyección secundaria para casos de mantenimiento de las protecciones o pruebas de correcto funcionamiento. Estos bloques llevan 14 circuitos, cada uno de los cuales se saca a pares separados de terminales en la parte posterior de la caja.

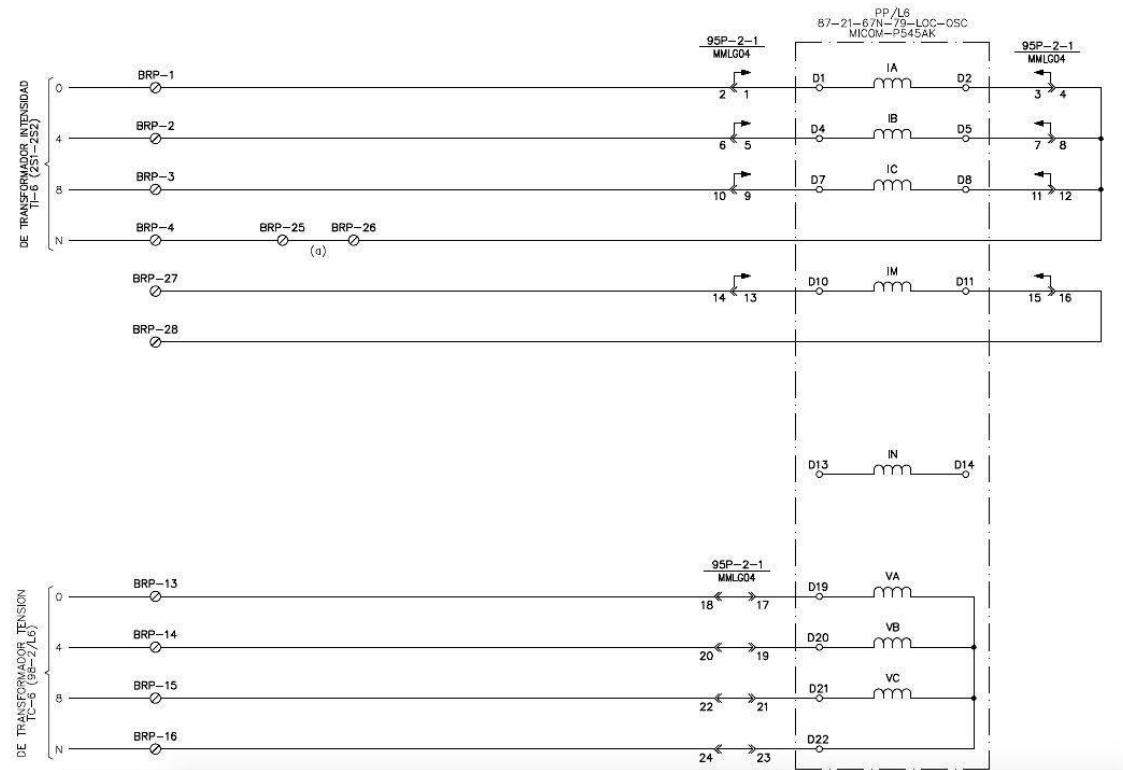


Ilustración 5-4: Esquema protección primaria.

5.1.1.2 Protección Secundaria

Las funciones de esta protección son la de distancia (21), la diferencial (87), direccional (67N), reenganche (79), de sobretensión (59), localizador de faltas y oscilografía.

Se representa de igual forma que la protección principal, y dispone de sus respectivas cajas de pruebas 95P-3-1.

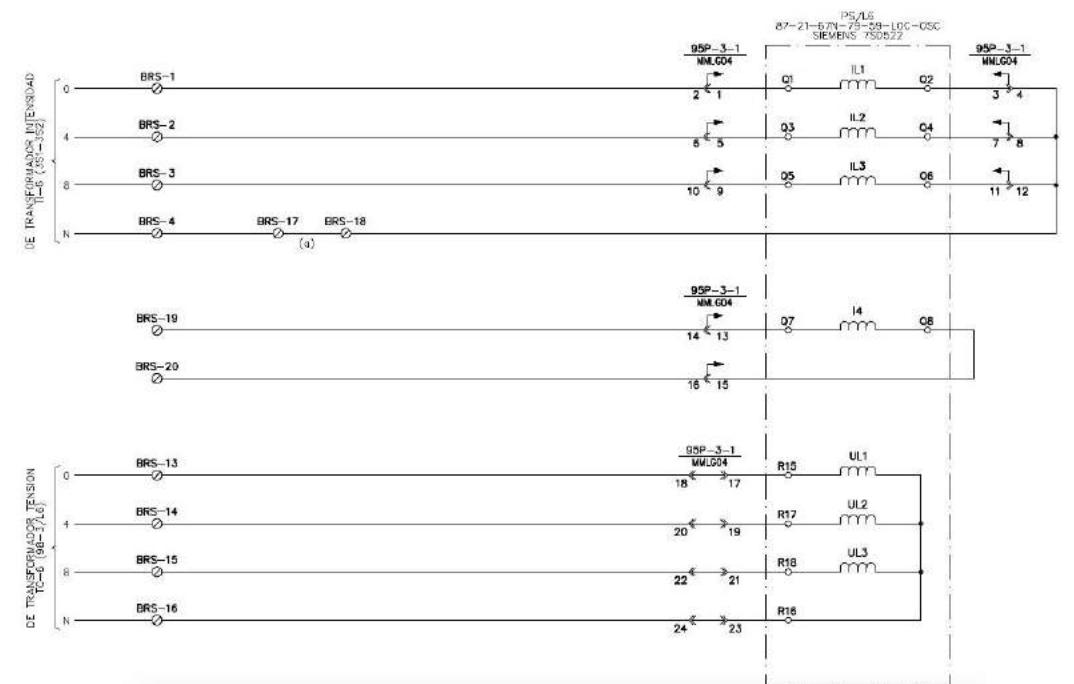


Ilustración 5-5: Esquema protección secundaria.

5.1.1.3 Protección Interruptor

Esta protección, dispone de las funciones discordancia de polos (2), comprobación de sincronismo (25-25AR), protección de subtensión (27), fallo interruptor (50S/62) y oscilografía.

La señal de intensidad que recibe la protección sale de está y va a la protección diferencial de barras.

Esta protección dispone de una entrada de tensiones destinadas exclusivamente al sincronismo del interruptor. Esta entrada de tensión sirve para comprobar que antes de cerrar el interruptor se den condiciones de sincronismo con los demás sistemas eléctricos de la subestación.

El relé recibe las tensiones aguas arriba y aguas abajo del interruptor. Con disponer de una fase para la comparación es suficiente. En la subestación existe un bucle que va de bastidor en bastidor de las distintas posiciones. En el bucle, se ha añadido el bastidor de la nueva línea que viene del bastidor de la posición 4.

Si al recibir la orden de cierre del interruptor (por un cierre voluntario o un reenganche) hay condiciones de sincronismo el relé permitirá la orden de cierre. Si no hay condiciones de sincronismo bloqueará la orden.

Las condiciones para que se de sincronismo es que tengan el mismo módulo de tensión, misma frecuencia y, además, que se encuentren en fase (la tolerancia en ángulos se muestra a continuación). Si se dan estas condiciones, desde la protección interruptor se manda una señal de cierre al interruptor de la línea. Esta función la ejerce el relé 25 y 25AR.

Los valores de ajuste de la protección interruptor que permiten el sincronismo son:

- Módulo de tensiones: +/- 20% (mín. 51 V y máx. 77 V secundarios)
- Frecuencia: +/- 0,3 Hz
- Ángulo: 20º (tolerancia de fases)

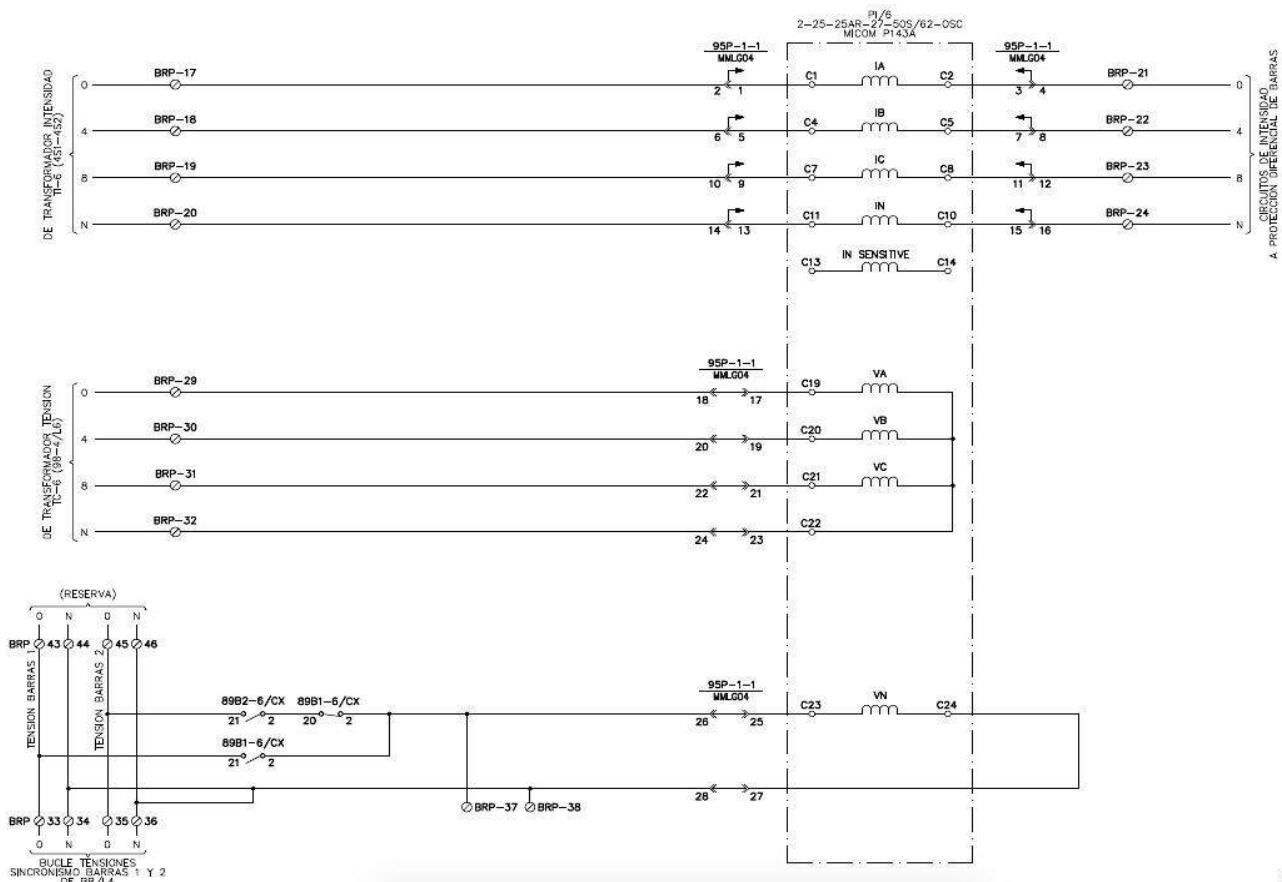


Ilustración 5-6: Esquema Protección Interruptor.

Para que se pueda dar el sincronismo, existe una serie de condiciones que se deben dar entre barras 1 y 2 (figura 5-7). Desde la fase 0 de la barra 2 se dispone de dos contactos, el contacto del seccionador 89B2/CX normalmente abierto y el contacto del seccionador 89B1/CX normalmente cerrado. Desde la tensión de barras 1 está el contacto 89B1/CX normalmente abierto (caso contrario al anterior). De esta forma, cuando el seccionador 89B1 se cierre, el contacto de la barra 1 se cerrará y el contacto de la barra 2 se abrirá. Así se asegura que no fluyan señales de las tensiones de las dos barras a la vez.

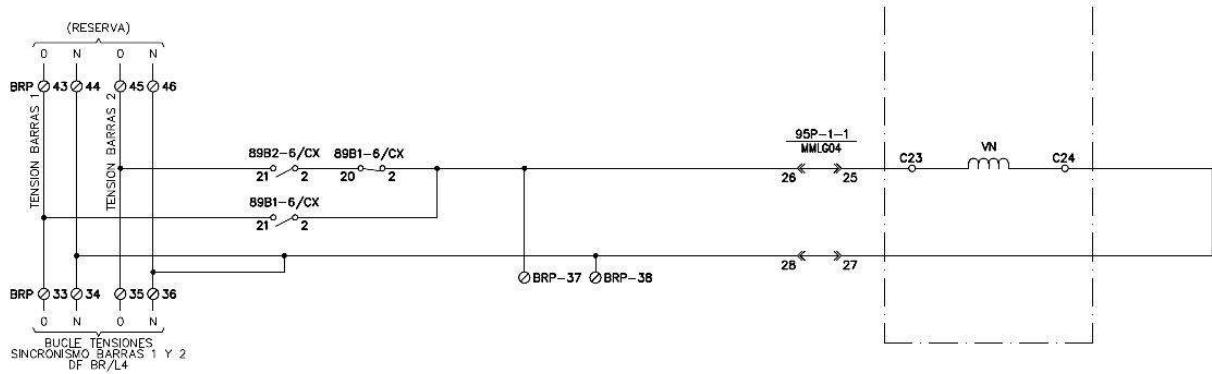


Ilustración 5-7: Bucle de sincronismo de la protección interruptor.

5.1.1.4 Protección diferencial de barras 87B

Desde la protección interruptor, la protección diferencial de barras (PDB) recibe la señal de intensidad, como se ve en la figura 5-8. Esta protección se encarga de recibir todas las intensidades de las distintas posiciones de la subestación conectadas a las barras.

La PDB instalada en la subestación es de tipo concentrada, por lo que la información de intensidad de esta posición de línea se lleva a un único armario en el edificio de control donde se reúnen todas las señales de intensidad de todas las posiciones de la subestación.

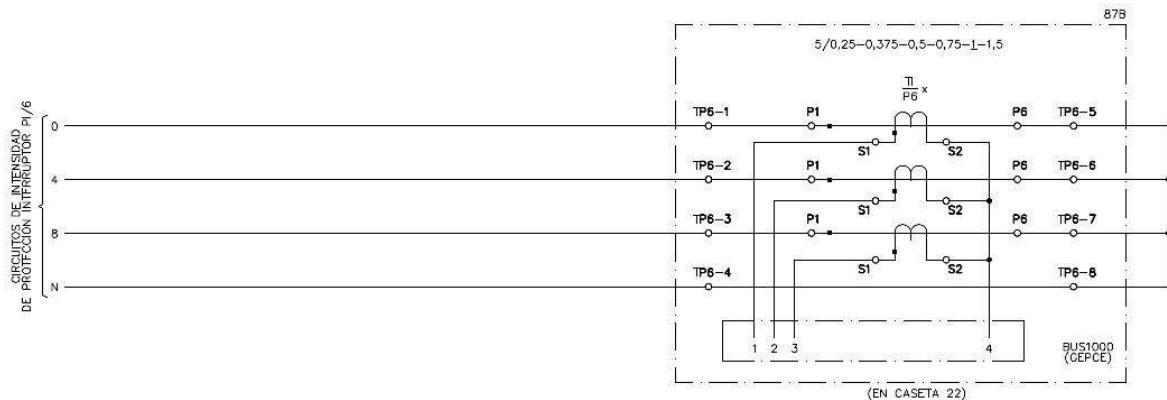


Ilustración 5-8: Esquema eléctrico de una parte de la protección diferencial de barras de la subestación.

La 87B también recoge la información de la posición de los dos seccionadores de barras de la línea para conocer en todo momento la topología de la posición de línea.

Cuando la protección detecta un fallo (cuando el balance entre intensidades de las distintas posiciones conectadas a la barra no sea nulo), dispara el interruptor 52-6 tanto por bobinas 1 como por bobinas 2 (se verá más adelante).

La PDB también está conectada con el relé de fallo interruptor 50S-62 ubicado en la protección interruptor. Esto se debe a que, cuando hay una falta y el interruptor de la línea no cierra, la protección de fallo interruptor debe actuar sobre todos los interruptores responsables del aporte de potencia sobre la falta, y por eso es necesario repetir la orden de apertura en todos los interruptores. El disparo por fallo de interruptor implica la actuación sobre gran cantidad de interruptores y por ello es necesario hacerlo de una forma selectiva en función de la topología de la subestación en el momento del fallo.

Es por ello que se asocia su actuación a la de la PDB aprovechando que ella está dotada de mecanismos de disparo sobre todos los interruptores y que además dispone de toda la información de la configuración del sistema, por lo que permite un disparo selectivo sobre los elementos de aportación necesarios.

5.1.2 Interruptor

El interruptor tiene un circuito que da orden al cierre del mismo (o bloquea el cierre) y dos circuitos de apertura por dos bobinas diferentes (bobinas 1 BD1 y bobinas 2 BD2). Se procede a explicar cada circuito eléctrico y qué funciones diferentes y relés auxiliares son los que intervienen en cada uno.

5.1.2.1 Orden de cierre y bloqueo del Interruptor

Para energizar las bobinas que cierran las 3 fases del interruptor, debe de fluir la corriente entre el polo positivo y el negativo del circuito y tener una serie de contactos internos del interruptor cerrados o abiertos.

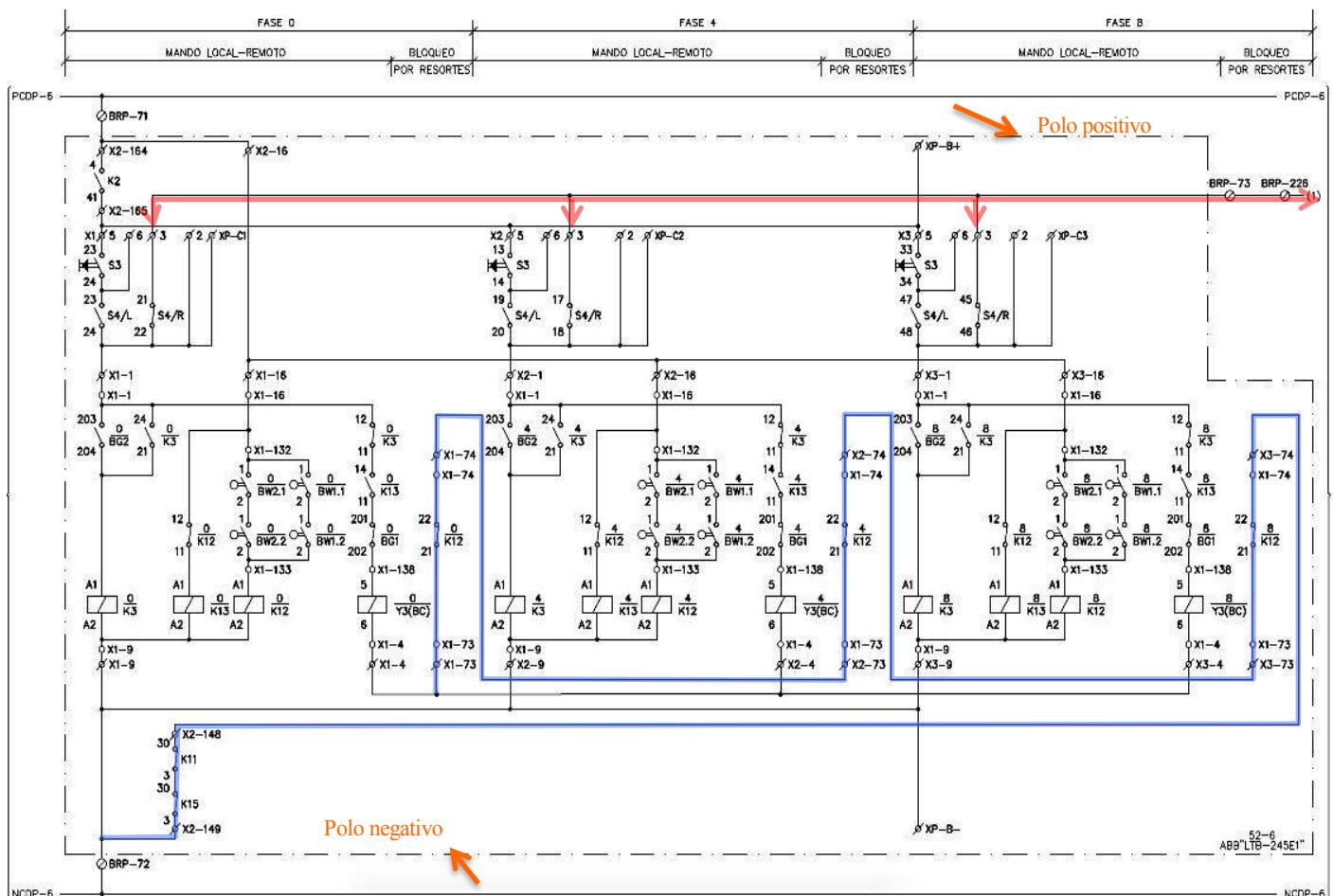


Ilustración 5-9: Circuito de cierre del Interruptor 52-6.

Como se puede observar, existen varios contactos que son condicionantes de que circule la corriente por el positivo (como el contacto en la esquina superior izquierda "K2") y otros que son condicionantes de que la corriente llegue al negativo (contactos en la esquina inferior izquierda "K11" y "K15").

Dentro del circuito de cierre existe un conmutador “S4” que indica si el circuito opera de forma **local** o **remota**. Si opera de forma local, se cerraría el contacto S4/L y si opera de forma remota se cerraría el contacto S4/R. En nuestro caso, el circuito está representando en su forma de operar habitual (modo remoto), por lo que

el contacto de funcionamiento remoto está cerrado. Por ello, para que se energice la bobina de cierre Y3(BC), se tiene que alimentar desde el polo positivo por la **línea roja**. Para que la corriente fluya por esta línea roja, debe de estar unido el polo positivo del interruptor a ésta misma. Para ello, aparecen dos circuitos de cierre (también sirven para bloqueo al cierre). Más adelante se verá este circuito en la figura 5-12.

Por otro lado, si se operase de forma local y el contacto S4/L estuviese cerrado, se tiene que dar la condición de que, para que fluya la corriente desde el polo positivo, el contacto “K2” esté cerrado. Este contacto se cierra cuando al interruptor le llega la información de que, o los seccionadores de barras están abiertos, o el seccionador de línea está abierto. Por tanto, el interruptor sólo opera de forma local cuando los seccionadores de barra o el de línea están abiertos. Esto se puede ver en la figura siguiente:

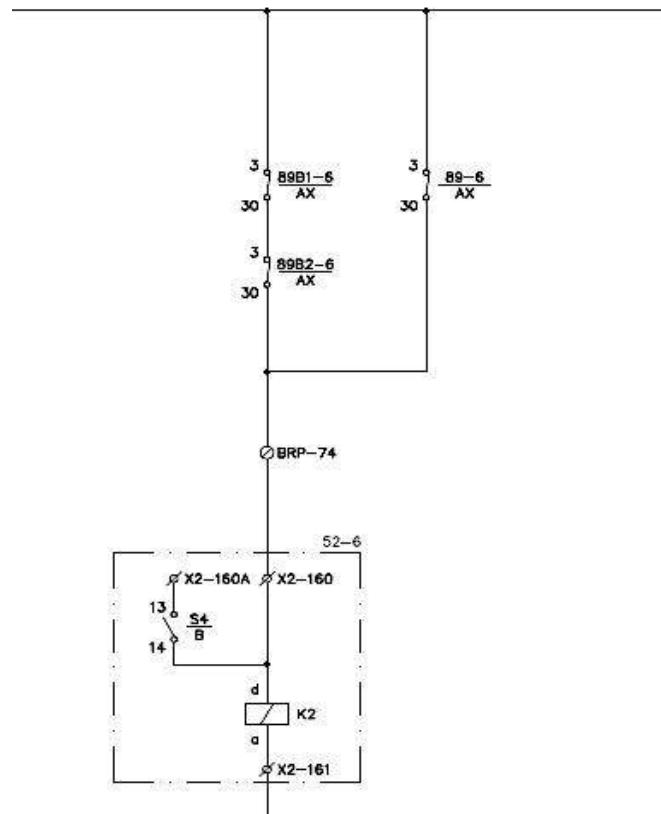


Ilustración 5-10: Enclavamiento de cierre local.

Los condicionantes de que la corriente llegue al negativo son dos contactos que indican el nivel de gas de extinción del interruptor. Por las bobinas de apertura 1 y 2 se verá más adelante que, cuando hay una alarma por alcanzar el límite de gas, estos contactos K11 y K15 abrirían impidiendo el cierre o la apertura del interruptor.

Además, existe otro condicionante en cada fase del interruptor que indica que los muelles están tensados y listos para el cierre. Cuando no se de esta situación, el contacto “K12/0,4 y 8” abriría impidiendo que llegue la corriente al polo negativo. Este condicionante se puede ver en la **línea azul**. La bobina que energiza este contacto se ve en la figura 5-11.

Dentro del circuito de cierre, se va a explicar cómo se energiza la bobina de cierre de la fase 0, sabiendo que el resto de fases operan de igual forma. Tanto si se opera de forma local como remota, si se dan las condiciones de cierre del interruptor, la corriente fluye hasta llegar a la borna X1-1 y X1-16 por dos caminos diferentes. El objetivo es energizar la bobina de cierre 0/Y3 (BC) (figura 5-11 **en rojo**), pero para ello internamente también se debe de dar una serie de condiciones.

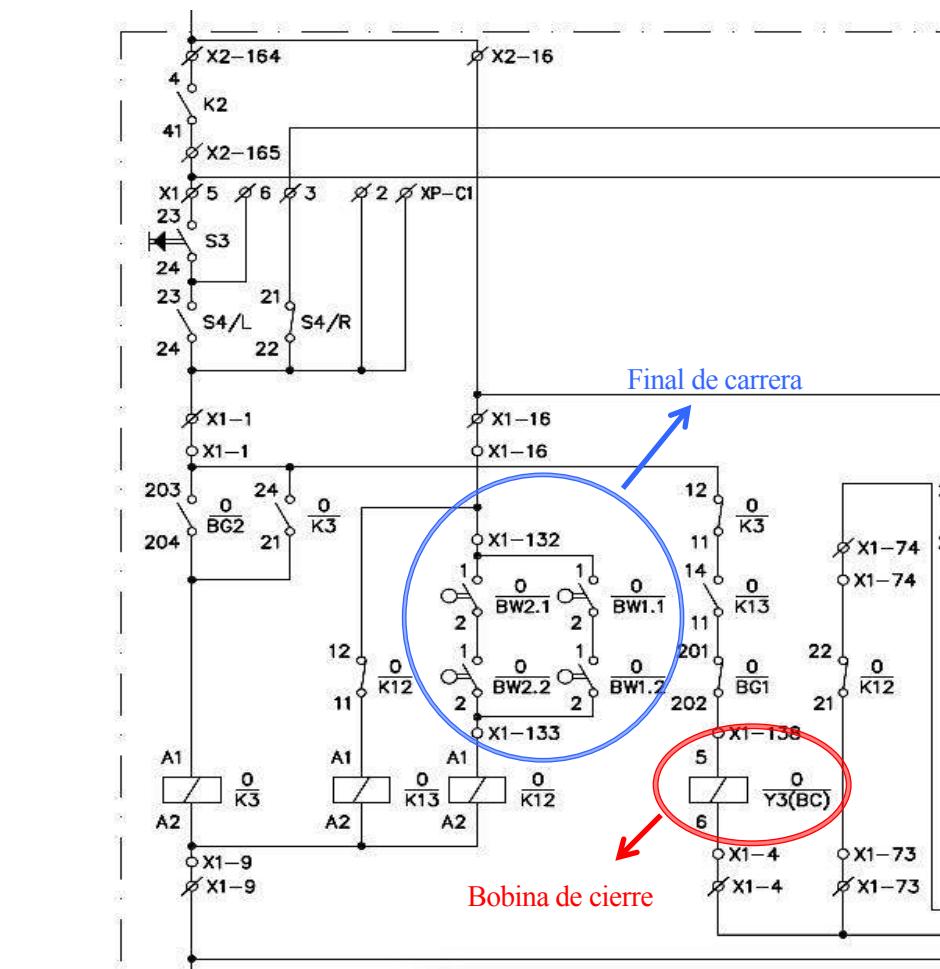


Ilustración 5-11: Parte del circuito de cierre de la fase 0 del interruptor.

El contacto 0/BG1 justo arriba de la bobina de cierre, indica que el interruptor se encuentra en posición abierta y, por tanto, el contacto está cerrado. Los otros dos contactos 0/K3 y 0/K13 son contactos que indican:

- 0/K3 es una redundancia de la posición del interruptor. Para que se energice la bobina K3, el contacto 0/BG2 debería de estar cerrado, que indicaría que la fase 0 del interruptor estaría en posición cerrada. Cuando se de esta condición, la bobina K3 se energizaría y abriría el contacto 0/K3 situado en serie con la bobina de cierre. Esto indica que si el interruptor está en posición cerrada no se puede energizar la bobina de cierre.
- K12 es una bobina que, cuando se energiza, indica que los muelles están destensados (el muelle ha cerrado completamente) y, como consecuencia, abriría sus respectivos contactos K12 (el condicionante de que llegue la corriente al negativo que se ha visto anteriormente y el que permite que se energice la bobina K13). De esta forma se bloquearía el cierre del interruptor, y no se podría cerrar aunque se mandase la orden tanto por local como por remoto.

Que se energice la bobina K12 es posible cuando se cierran unos contactos que hacen referencia al **interruptor final de carrera** (figura 5-11 en azul). Estos finales de carrera detectan cuando los muelles han llegado a una determinada posición. Por ello, cuando los finales de carrera indiquen que los muelles se han destensado totalmente, cerrarían sus contactos y permitirían que se energizase la bobina K12.

- 0/K13 indica que los resortes están tensados y listos para el cierre. Cuando comenzase a circular tensión, si el contacto K12 está cerrado (que lo está cuando los finales de carrera están abiertos, tal y como aparece en el circuito de la figura 5-11) se energizaría la bobina K13. Como consecuencia, se cerraría el contacto 0/K13 en serie con la bobina de cierre y se procedería al cierre del interruptor. La bobina K13 dejaría de energizarse cuando el contacto K12 abriese. Se usa para que, aunque mandes la

orden de cierre al interruptor, no se ejerza dicha orden hasta que los muelles no estén tensados.

Aunque los contactos K12 y K13 tengan significados similares pero inversos, la diferencia está en que el relé auxiliar K12 es un relé interno del interruptor y, para señalizar en la sala de control la alarma que indique que los muelles están tensados y listos para el cierre, se utiliza de forma paralela el relé K13. Este contacto de alguna forma duplica el significado de K12 y se cablea a la mULC.

5.1.2.1.1 Condiciones de circuito de cierre del Interruptor

Como se ha comentado anteriormente, cuando se trabaja de forma remota en el circuito de cierre del interruptor (figura 5-9), debe de haber una serie de contactos que den la orden de cierre y así, circule corriente del polo positivo al negativo por la línea roja. Los contactos que cierran el circuito y hacen posible que se energicen las bobinas de cierre son los mostrados a continuación.

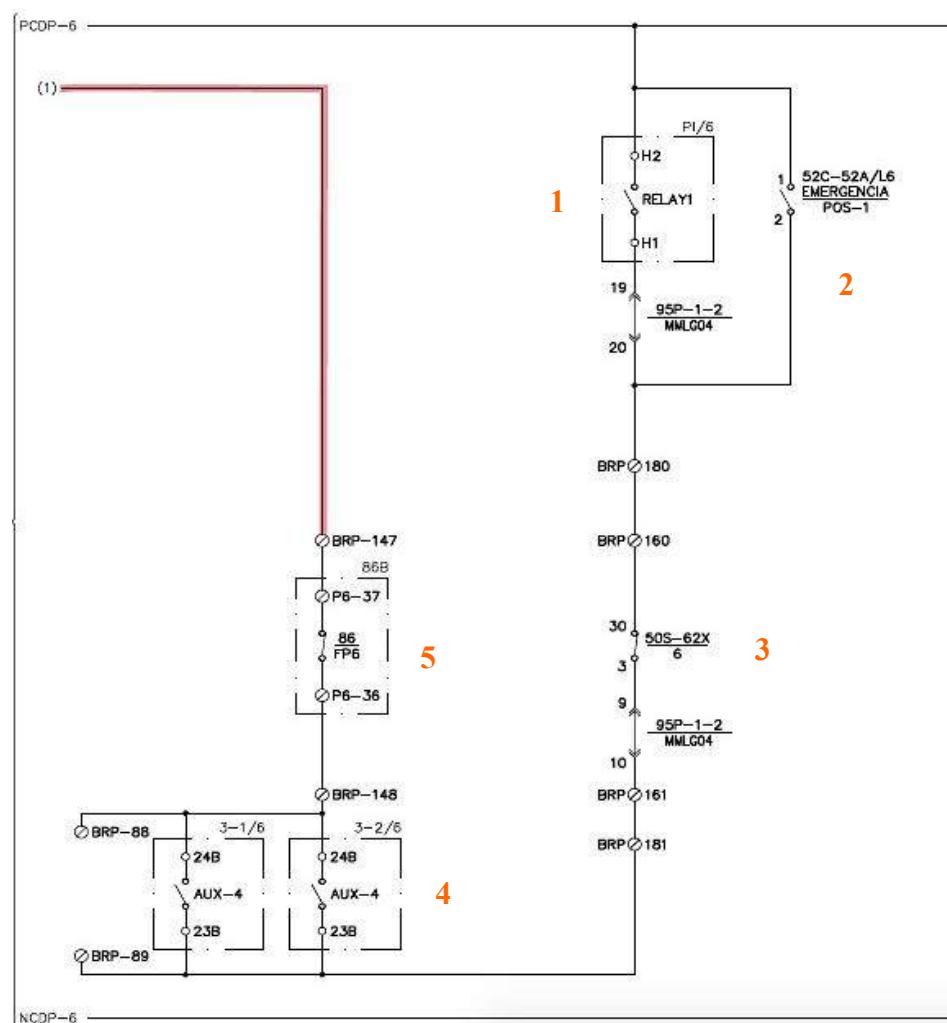


Ilustración 5-12: Circuito de cierre y bloqueo del interruptor 52-6.

Cuando estén todos los contactos auxiliares cerrados, se permitirá el flujo de corriente hacia las bobinas. Cada contacto auxiliar ejerce una función diferente. Los relés auxiliares que cuando se energizan hacen que estos contactos cierren o abran, vienen de otros equipos de la línea como las protecciones. En el circuito de bloqueo y cierre, los contactos 3 4 y 5 son de bloqueos al cierre del interruptor, mientras que los contactos 1 y 2 son de orden de cierre del interruptor.

A continuación, se explica de dónde viene cada contacto y qué funcionamiento tiene.

Contacto 1

Es el referido a la **Protección Interruptor** cuyas funciones implicadas son las de sincronismo (25 y 25AR) y reenganche (79).

Cuando se dan condiciones óptimas de sincronización con el resto de la subestación, la protección interruptor manda una orden de cierre al interruptor y, como consecuencia, se cierra el contacto RELAY1.

El otro caso es cuando, tras detectarse un fallo y proceder a la apertura del interruptor de línea, se activa la función reenganche para proceder a reponer el servicio. Las protecciones encargadas de recibir la orden son la protección primaria y, en su defecto, la secundaria. La orden de reenganche, dada por cualquiera de las dos protecciones, es recibida por el relé de protección de interruptor siendo éste el que en realidad da la orden de cierre a las bobinas del interruptor. Desde la protección interruptor se manda la señal de reenganche que cierra el contacto RELAY1.

Contacto 2

Es el referido a un **pulsador de emergencia** en la subestación. Cuando desde la sala de control se pulsa el botón de emergencia manualmente, se cierra el contacto 52C-52A del circuito y se procede a cerrar el interruptor. Esta función se utiliza cuando no ha funcionado ninguna señal de cierre anterior y, por lo tanto, se ha tenido que proceder de forma manual. Es una función de último recurso.

Contacto 3

Este contacto pertenece a la protección **fallo interruptor**. Cuando desde la protección interruptor se manda una señal de apertura del interruptor y, después de un determinado tiempo no ejerce la acción, se activa la protección fallo interruptor. Esta protección manda otra señal de apertura al interruptor, una señal de bloqueo al cierre del mismo y una señal de apertura a todos los interruptores conectados en la misma barra (esta última a través de la PDB). Por tanto, cuando se activa esta función el contacto 3-30 de 50S-62 se abre, impidiendo el paso de la corriente entre polo positivo y negativo y, por tanto, impidiendo que las bobinas de cierre de las fases del interruptor se energicen.

Contacto 4

Son los contactos referidos a los **relés de vigilancia de circuitos** del interruptor. Los equipos 3-1 y 3-2 (referidos a bobinas 1 y bobinas 2) se encargan de supervisar y vigilar la continuidad eléctrica de los circuitos de disparo del interruptor para cada polo, realizando la supervisión en las dos posiciones del interruptor: abierto y cerrado.

Como se verá en los circuitos de apertura del interruptor por bobinas 1 y bobinas 2, las bobinas están continuamente vigiladas de que funcionen correctamente por los equipos 3-1 y 3-2. Los contactos AUX-4 del circuito de cierre están normalmente cerrados. Cuando los equipos 3-1 y 3-2 detectan un fallo en los circuitos de disparo por bobinas 1 y bobinas 2, abren estos contactos bloqueando el cierre del interruptor.

Contacto 5

Por último, este contacto hace referencia al **relé 86 de barras**. Como se dijo anteriormente, la protección diferencial de barras (PDB) está relacionada con la función fallo de interruptor de las protecciones interruptor de las distintas posiciones de la subestación.

Los relés 86 B de bloqueo al cierre de cada posición, aunque se les conoce como “*relés 86 de barras*” no actúan cuando hay un problema en barras sino cuando ha actuado una protección de fallo interruptor.

Cuando actúe la protección fallo interruptor de la línea 6, se envía la señal a la PDB y ésta energiza el relé 86B de esta posición, abriendo el contacto 86 del circuito de cierre del interruptor y, por tanto, bloqueando su cierre. Se puede ver en la figura 5-13 cómo se energiza la bobina 86 cuando la protección interruptor dispara por la función fallo interruptor.

Además de esto, como se ha visto anteriormente explicado en la PDB (figura 5-8), la protección fallo interruptor envía a través de la PDB una señal para que abran todos los interruptores asociados a la barra en la que se ha producido el fallo, ya que estos se ven involucrados en dar aporte a la falta.

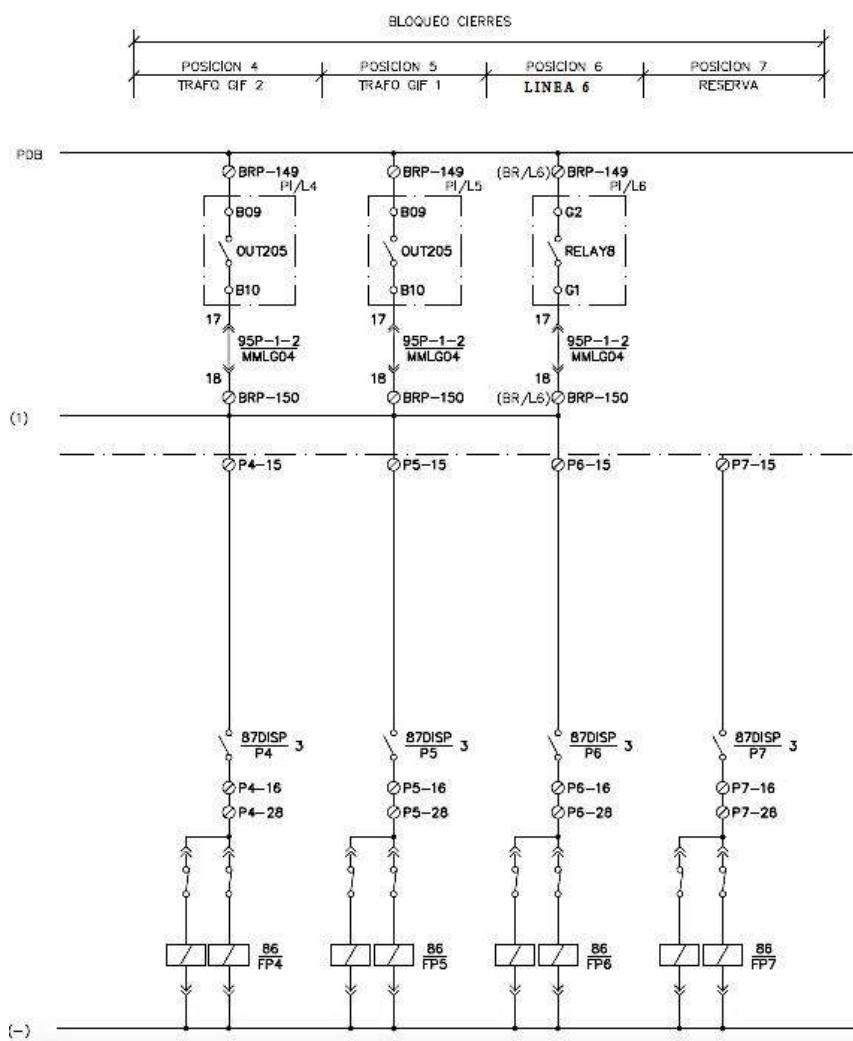


Ilustración 5-13: Esquema desarrollado con la actuación de disparo de las protecciones de fallo interruptor de las distintas posiciones de la subestación.

5.1.2.2 Circuito de apertura por bobinas 1

Como los demás circuitos vistos a lo largo del proyecto, para energizar las bobinas de apertura de las fases 0,4 y 8 del interruptor (bobinas 0/Y1 (BD1), 4/Y1 (BD1) y 8/Y1 (BD1)) hace falta que circule la corriente desde el polo positivo al negativo, y para ello hay una serie de contactos que cierran cuando se dan unas determinadas condiciones.

El circuito de apertura del interruptor por bobinas 1 se puede ver en la ilustración 5-14:

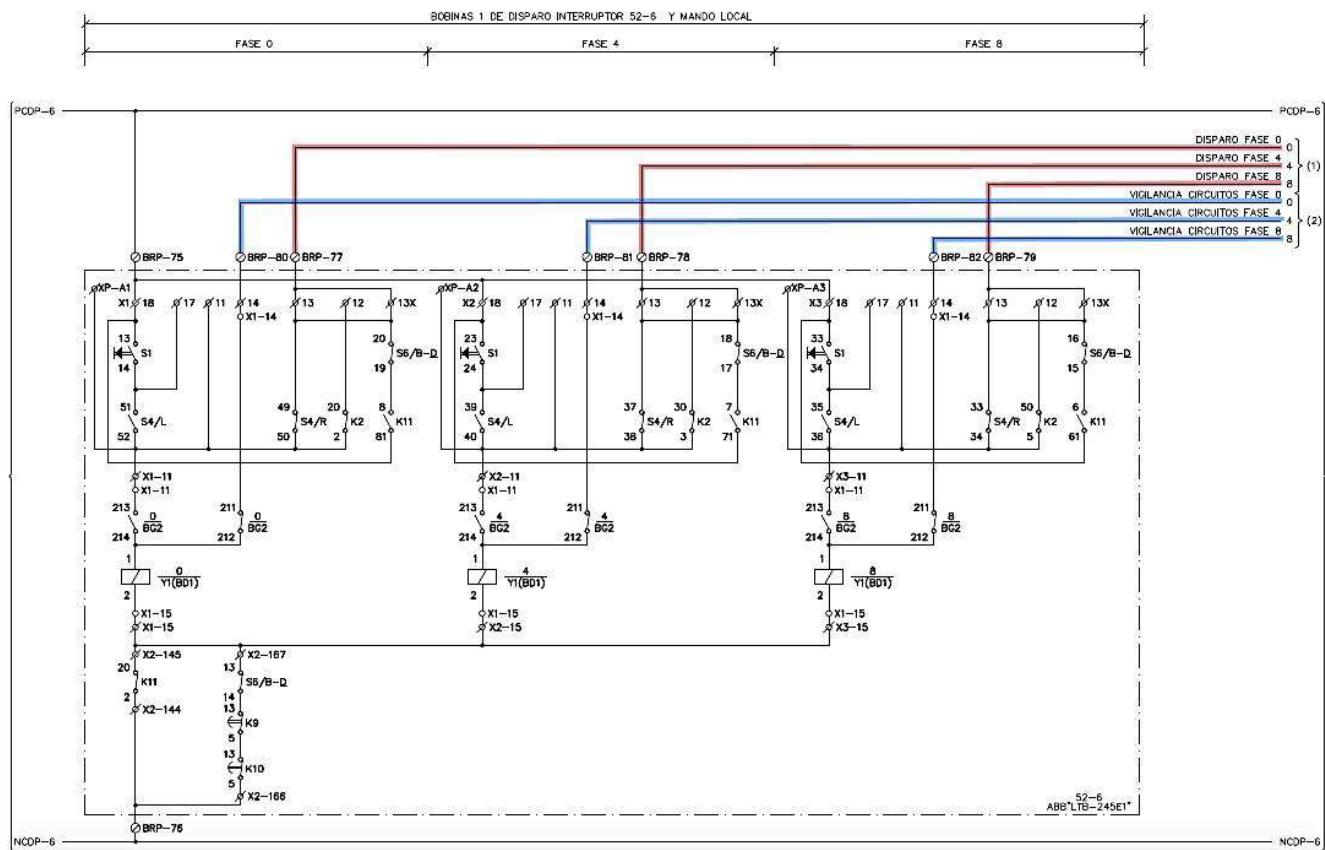


Ilustración 5-14: Circuito de apertura de bobinas 1 del interruptor 52-6.

Para cada fase aparecen por un lado el **circuito de disparo** que energiza la bobina (se explica más adelante en la figura 5-18) y por otro el de **vigilancia de circuito**, que va directamente al equipo 3-1 de vigilancia de disparo BD1 (se explica en la figura 5-19).

Como en el circuito de cierre del interruptor, hay dos formas de llegar a la bobina de apertura: una de forma local (cuando el contacto “S4/L” está cerrado) y otra de forma remota (cuando el contacto “S4/R” está cerrado). La forma habitual de operar es de forma remota y, por tanto, este contacto está representado en la figura 5-14 en posición cerrado. Para que el interruptor dispare y abra cada una de las fases de forma remota, hay una serie de condiciones que se deben de cumplir, cuyos contactos cierran el circuito de disparo y hacen que circule la corriente desde el positivo al negativo (se verá más adelante en la figura 5-18).

Existen dos contactos 0/BG2 que indican la posición del interruptor en todo momento, pero sin embargo ambos tienen la funcionalidad inversa. Mientras uno está normalmente abierto (el de la izquierda), el otro está normalmente cerrado (el de la derecha). Así, cuando el interruptor esté en la posición cerrada, el contacto 213-214 0/BG2 se cerraría, permitiendo que pueda circular la corriente y energizar la bobina de apertura en el caso de que se den condiciones para tal efecto. Por el contrario, el contacto 211-212 0/BG2 se abriría. Este contacto está normalmente cerrado para que el equipo 3-1 pueda vigilar el correcto funcionamiento de la bobina en todo momento, incluso cuando el interruptor esté en posición abierta y no esté energizándose la bobina de apertura. El equipo 3-1 se explicará más adelante.

Además del circuito de apertura, el interruptor presenta por bobinas 1 una serie de condicionantes para llegar al negativo. Estos condicionantes se refieren a un bloqueo por densidad límite de gas. Se va a explicar cómo funciona el circuito cuando existe una alarma por densidad límite de gas.

A través de unos determinados contactos del interruptor de cada fase (0/BD1, 4/BD1 y 8/BD1), cuando reciben la señal de que ha disminuido el nivel de gas hasta un límite en bobinas 1, se cierran y energizan una bobina llamada “K11”.

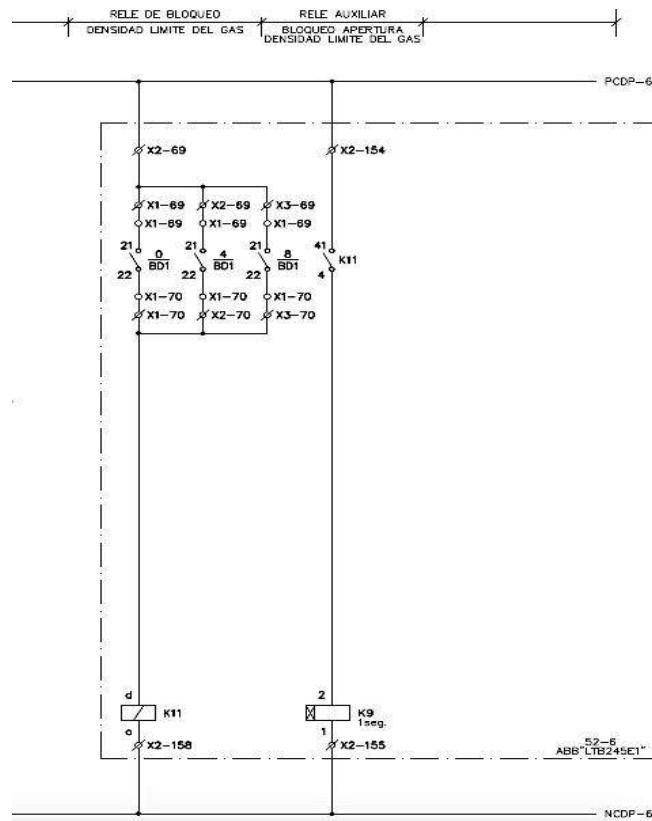


Ilustración 5-15: Relé de bloqueo por densidad límite de gas.

Esta bobina abre y cierra una serie de contactos del interruptor.

- Por un lado, abre un contacto K11 en el circuito de disparo por bobinas 1 condicionante de que llegue el flujo de corriente del polo positivo al negativo y, por tanto, bloqueando la apertura del interruptor. En paralelo, puede seguir fluyendo la corriente, como se ve en la figura 5-16. Además de esto, volviendo a la figura 5-15, esta bobina K11 cierra un contacto anexo a ella, que energiza un relé temporizado “K9”.

El relé K9, si tras 1 segundo sigue excitándose, abre un contacto situado en paralelo con el contacto K11 del circuito de disparo por bobinas 1, y por tanto, bloqueando completamente la apertura por bobinas 1 (figura 5-16). El “K10” de la figura hace referencia a un contacto similar al K9, pero cuyo relé se energiza por bobinas 2.

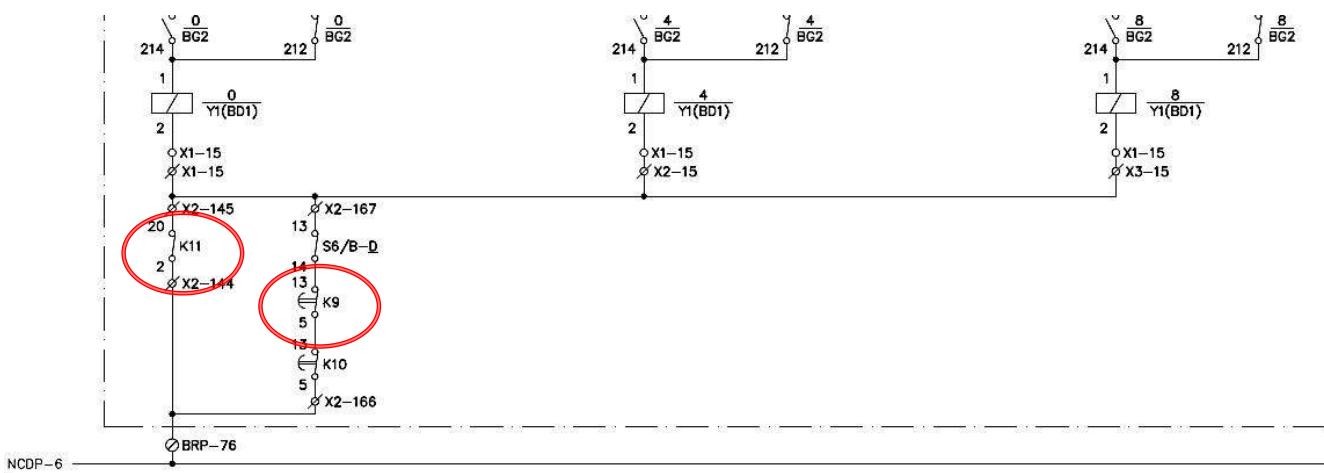


Ilustración 5-16: Parte del circuito de apertura por bobinas 1 del interruptor.

- La bobina K11 también cierra otro contacto K11 en el mismo circuito de disparo por bobinas 1 que permite fluir la corriente para abrir las bobinas de apertura antes de que se energice la bobina K9 y, por tanto, abra el contacto K9 y bloquee la apertura del interruptor. Esto se hace para que el interruptor pueda completar la acción de apertura antes del bloqueo.

Como se ve en **amarillo** en la figura 5-17, en el circuito de disparo existe la posibilidad de que, operando en remoto, se alimente desde el positivo sin pasar por las condiciones de disparo. Esto ocurre cuando se cierra el contacto K11 de una primera alarma por densidad límite de gas.

De esta forma se permite directamente que fluya la corriente para energizar las bobinas y completar la acción de apertura antes de que se dé una segunda alarma por límite de gas (cuando actúe K9) y, en consecuencia, el bloqueo del interruptor tanto para cierre como para apertura. El conmutador S6/B-D seriado con K11 expresa la disposición de disparo del interruptor.

El conmutador S6/B-D indica si el interruptor está en posición bloqueo o disparo. En nuestro caso está en posición disparo.

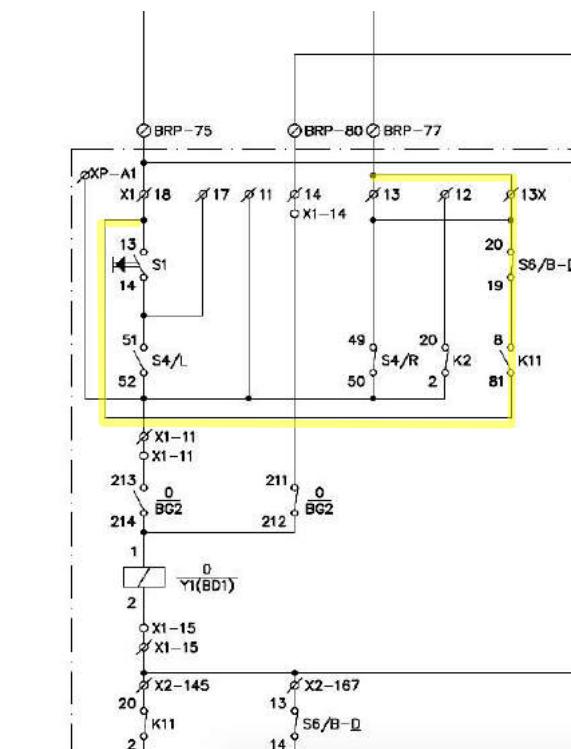


Ilustración 5-17: Parte del circuito de disparo por bobinas 1 de la fase 0 del interruptor.

- También se abre otro contacto K11 situado en los condicionantes del circuito de cierre del interruptor, bloqueando también el cierre (se puede ver en la figura 5-9).

5.1.2.2.1 Circuito de disparo de las fases 0, 4 y 8

El circuito de disparo que permite el flujo de corriente del positivo hacia las bobinas de apertura es el mostrado en la siguiente figura.

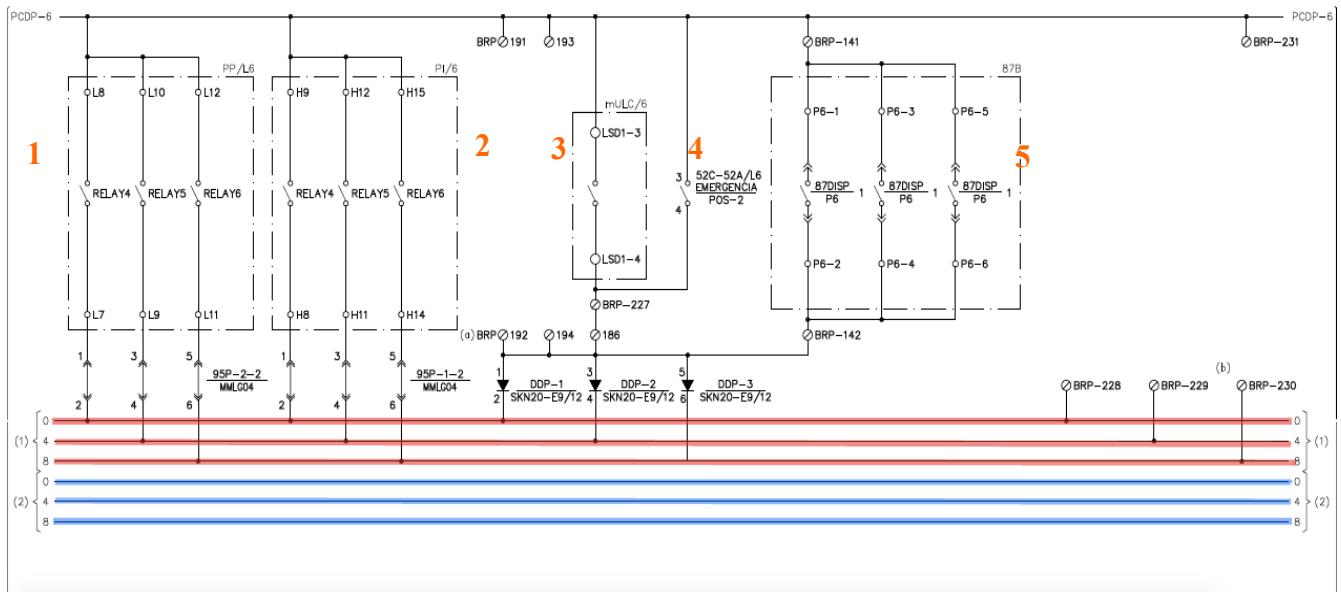


Ilustración 5-18: Circuito de disparo por bobinas 1.

Contacto 1

Por estos contactos ejerce la **protección primaria** de la línea la orden de apertura del interruptor cuando se dan las funciones de mínima distancia (21), diferencial (87) y direccional (67N).

Cuando la protección primaria recibe una serie de señales y detecta un fallo por alguna de las funciones anteriores, da orden de apertura del interruptor por bobinas 1. En consecuencia, se cierran los tres contactos mostrados en la figura 6-13, uno para cada polo. Con estos contactos cerrados, fluye la corriente por los circuitos de disparo y energizan las bobinas que hacen que el interruptor abra.

Contacto 2

Estos contactos son referidos a la **protección interruptor**, y se cierran por discordancia de mínima tensión (27), por discordancia de polos 2-1 o por fallo interruptor (50S-62).

Como se comentó en el contacto número 3 del circuito de cierre del interruptor, cuando se manda una señal de apertura al interruptor y, después de un tiempo este no ejerce la acción, se activa la protección fallo interruptor. Esta protección repite la orden de apertura del interruptor y de todos los que están conectados a la misma barra. En consecuencia, se cerrarían estos contactos.

Otra función que cierra estos contactos es la de mínima tensión. Hay equipos que no deben funcionar a tensiones muy inferiores a la nominal (como motores, reguladores, etc.) Por tanto, cuando esto ocurre esta protección permite un disparo a tiempo inverso, de forma que permita la corrección de la desviación de la tensión que intentarán realizar los reguladores. Se ajusta esta protección para dar un disparo en 4 segundos.

En ocasiones se utiliza la protección de subtensión para realizar de forma automática la apertura de posiciones ante la apertura del interruptor de la posición de acometida. Así se evita que en el momento en el que se restablezca el servicio tengamos todas las cargas conectadas simultáneamente y se produzca una punta de intensidad. Al abrir el interruptor de acometida, la barra queda sin tensión y el relé 27 de cada posición da orden de abrir a su interruptor, de forma que cuando vuelva a reestablecerse el servicio la reconexión de los consumidores se realice de una forma escalonada.

Por último, la protección interruptor puede enviar la señal de apertura por bobinas 1 cuando se activa la discordancia de polos. Esta ocurre cuando las tres fases del interruptor no estén en la misma posición, bien los tres abiertos bien los tres cerrados.

Contacto 3

Se refiere a una **apertura manual** desde la mULC (sala de control). Desde esta sala existe la posibilidad de mandar una señal de apertura, que haría que se cerraran los contactos LSD1-3 y LSD1-4.

Contacto 4

Es el referido a un **pulsador de emergencia** en la subestación. Cuando desde la sala de control se pulsa un botón de emergencia manualmente, se cierra el contacto 52C-52A del circuito y se procede a la apertura el interruptor. Esta función se utiliza cuando no ha funcionado ninguna señal anterior, y por lo tanto se ha tenido que proceder de forma manual. Es una función de último recurso.

Contacto 5

Hace referencia al disparo del interruptor por la **protección diferencial de barras** de la subestación y por la protección fallo de interruptor. Esta última se da cuando un interruptor conectado a la misma barra que esta posición ha fallado y por tanto, se activa el 50S-62 dando orden de apertura a todos los interruptores que pueden verse implicados en la falta (incluido el interruptor de la posición 6).

5.1.2.2.2 Vigilancia de circuitos

Las bobinas de apertura 1 están constantemente vigiladas por el equipo 3-1.

Este equipo se encarga de supervisar la continuidad eléctrica de las bobinas de disparo 1. Inyecta una pequeña corriente tanto en si el interruptor está cerrado (línea roja), como si está abierto (línea azul). Así podría determinar en cualquier momento si las bobinas funcionan correctamente (si hay caída de tensión). Cuando detecta un fallo en estas bobinas, abre el contacto auxiliar AUX-4 del circuito de cierre del interruptor para impedir su cierre y una señal de alarma a la sala de control (mULC) a través de la salida AUX-3. Si el equipo detecta una anomalía en él mismo, manda otra señal a la mULC por el contacto AUX-5.

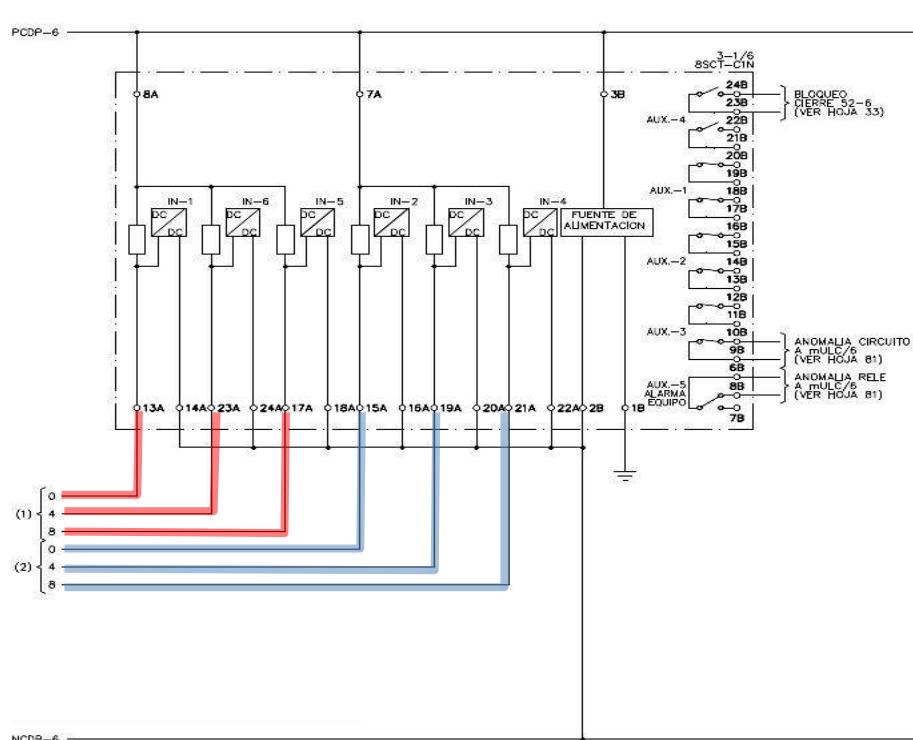


Ilustración 5-19: Equipo 3-1 del interruptor 52-6.

5.1.2.3 Circuito de apertura por bobinas 2

Del mismo modo que el circuito de apertura por bobinas 1, el circuito de apertura por bobinas 2 sigue el siguiente esquema:

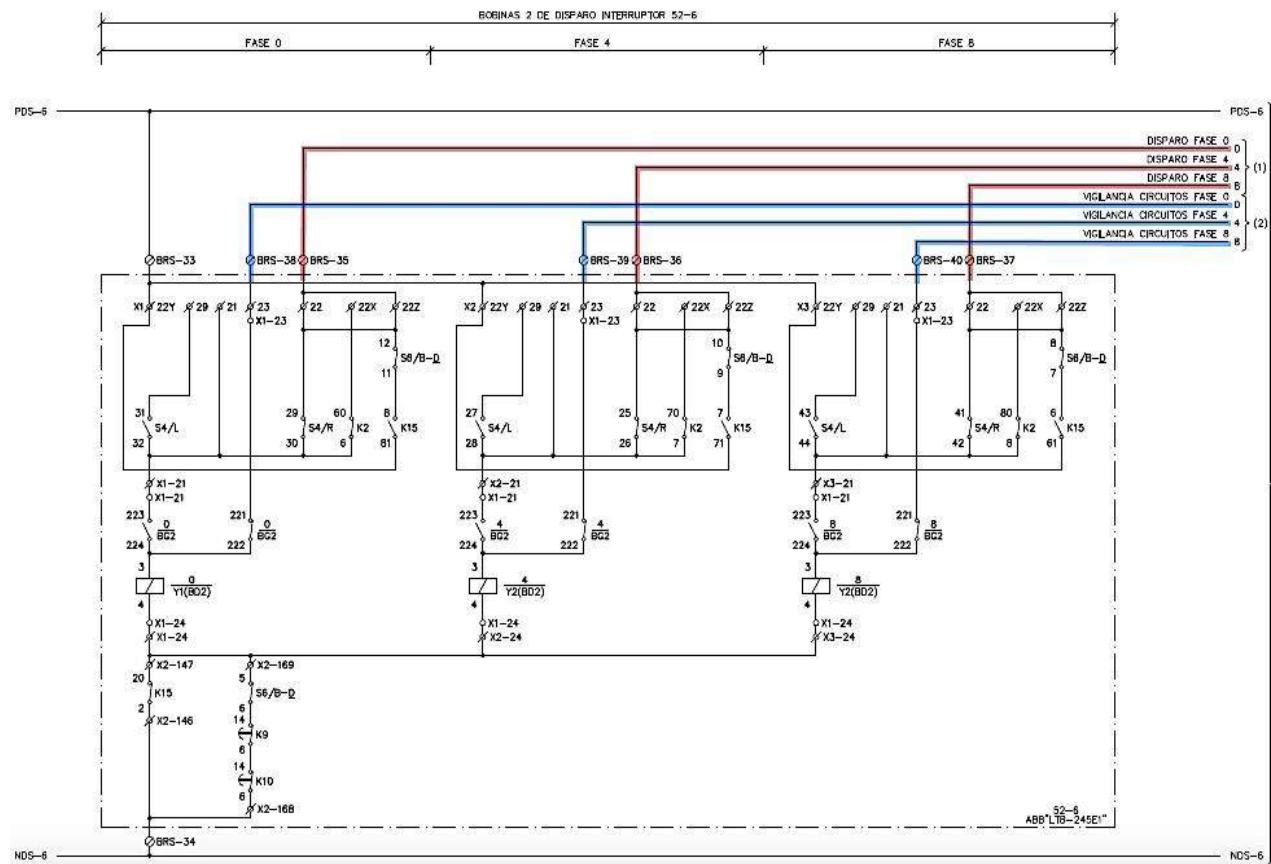


Ilustración 5-20: Circuito de apertura por bobinas 2 del interruptor 52-6.

De igual forma que el circuito de apertura por bobinas 1, este circuito presenta dos vías para energizar la bobina: de forma local o remota, siendo esta última la representada en la figura 5-20. Los contactos responsables de que se energice la bobina de apertura 2 de forma remota (por la línea roja) se explican en la figura 5-24.

Todo el mecanismo interno para energizar la bobina Y1(BD2) es el mismo que el explicado en el circuito de apertura por bobinas 1.

Además del circuito de apertura, el interruptor presenta por bobinas 2 una serie de condicionantes para llegar al negativo. Estos condicionantes se refieren a un bloqueo por densidad límite de gas. Se va a explicar cómo funciona el circuito cuando existe una alarma por densidad límite de gas en bobinas 2.

A través de unos determinados contactos del interruptor de cada fase (0/BD1, 4/BD1 y 8/BD1), cuando reciben la señal de que ha disminuido el nivel de gas hasta un límite en bobinas 2, se cierran y energizan una bobina llamada “K15”.

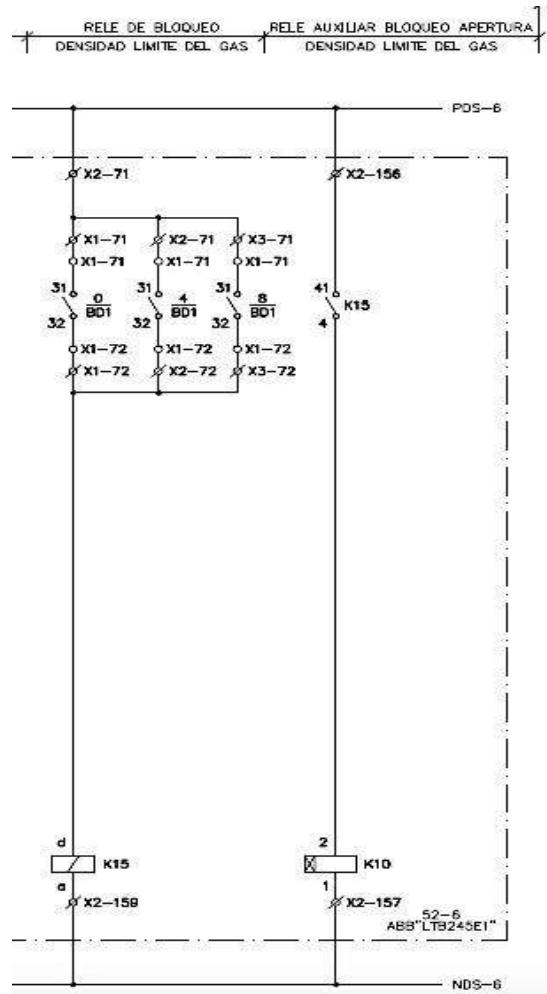


Ilustración 5-21. Relé de bloqueo por densidad límite de gas.

Esta bobina abre y cierra una serie de contactos del interruptor.

- Por un lado, abre un contacto K15 en el circuito de disparo por bobinas 2 condicionante de que llegue el flujo de corriente del polo positivo al negativo y, por tanto, bloqueando la apertura del interruptor. En paralelo, puede seguir fluyendo la corriente, como se ve en la figura 5-22. Además de esto, volviendo a la figura 5-21, esta bobina K15 cierra un contacto anexo a ella, que energiza un relé temporizado “K10”.

El relé K10, si tras 1 segundo sigue excitándose, abre un contacto situado en paralelo con el contacto K15 del circuito de disparo por bobinas 2, y por tanto, bloqueando completamente la apertura por bobinas 2 (figura 5-22). El “K9” de la figura hace referencia a un contacto similar al K10 pero cuyo relé se energiza por bobinas 1.

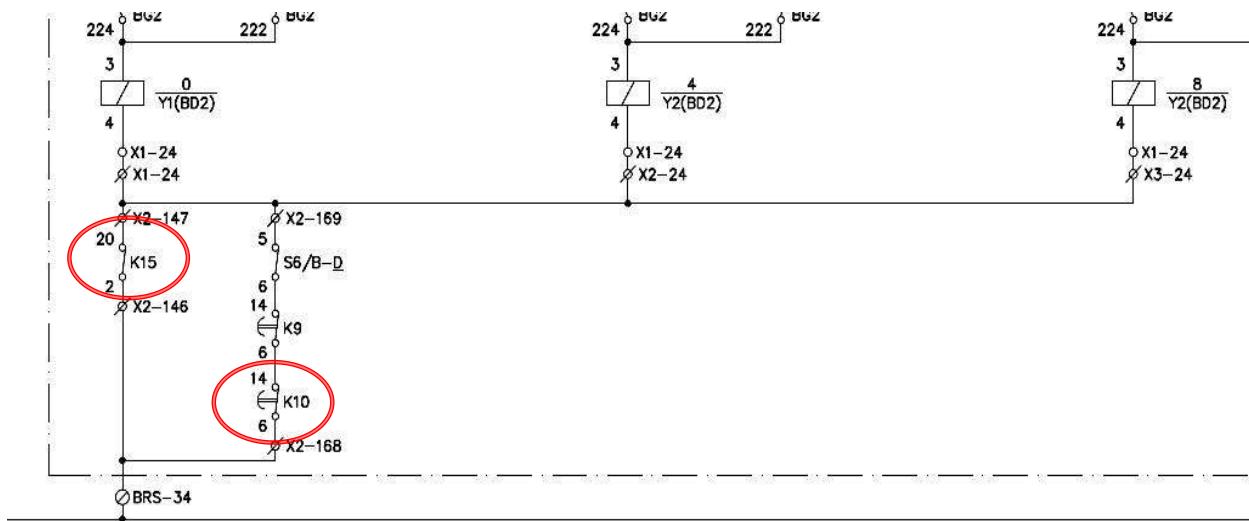


Ilustración 5-22: Parte del circuito de apertura por bobinas 2 del interruptor.

- La bobina K15 también cierra otro contacto K15 en el mismo circuito de disparo por bobinas 2 que permite fluir la corriente para abrir las bobinas de apertura antes de que se energice la bobina K10 y, por tanto, abra el contacto K10 y bloquee la apertura del interruptor. Esto se hace para que el interruptor pueda completar la acción de apertura antes del bloqueo.

Como se ve en **amarillo** en la figura 5-23, en el circuito de disparo existe la posibilidad de que, operando en remoto, se alimente desde el positivo sin pasar por las condiciones de disparo. Esto ocurre cuando se cierra el contacto K15 de una primera alarma por densidad límite de gas.

De esta forma se permite directamente que fluya la corriente para energizar las bobinas y completar la acción de apertura antes de que se dé una segunda alarma por límite de gas (cuando actúe K10) y, en consecuencia, el bloqueo del interruptor tanto para cierre como para apertura. El commutador S6/B-D seriado con K15 expresa la disposición de disparo del interruptor

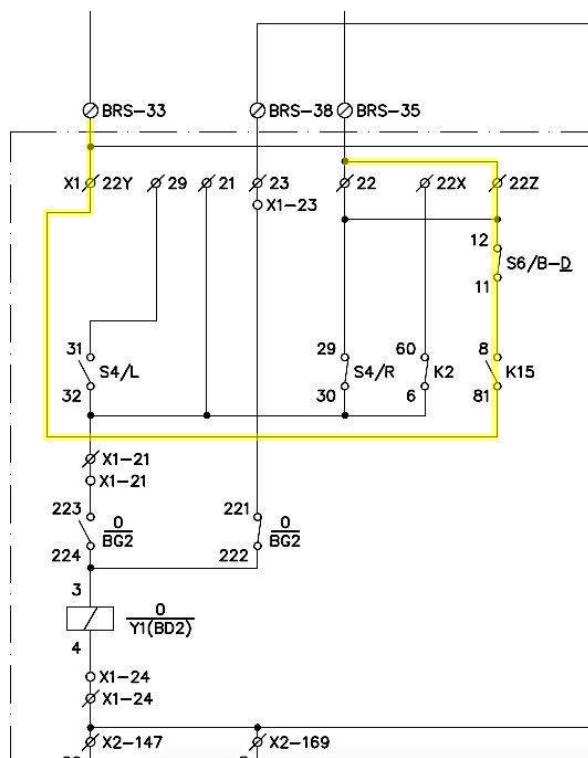


Ilustración 5-23: Parte del circuito de apertura por bobinas 2 de la fase 0 del interruptor.

- También se abre otro contacto K15 situado en los condicionantes del circuito de cierre del interruptor, bloqueando también el cierre (se puede ver en la figura 5-9).

5.1.2.3.1 Circuito de disparo de las fases 0, 4 y 8

Las bobinas 2 del interruptor son de alguna forma una redundancia del mismo. Es una forma de abrir el interruptor cuando por bobinas 1 no ha sido posible, o cuando se dan circunstancias que no son órdenes críticas pero que también tienen una repercusión para la fiabilidad del correcto funcionamiento de la posición de línea en la subestación.

A través de la línea roja del circuito anterior se permite el flujo de corriente del positivo hacia las bobinas 2 de apertura del interruptor. Este circuito de disparo está condicionado por una serie de contactos.

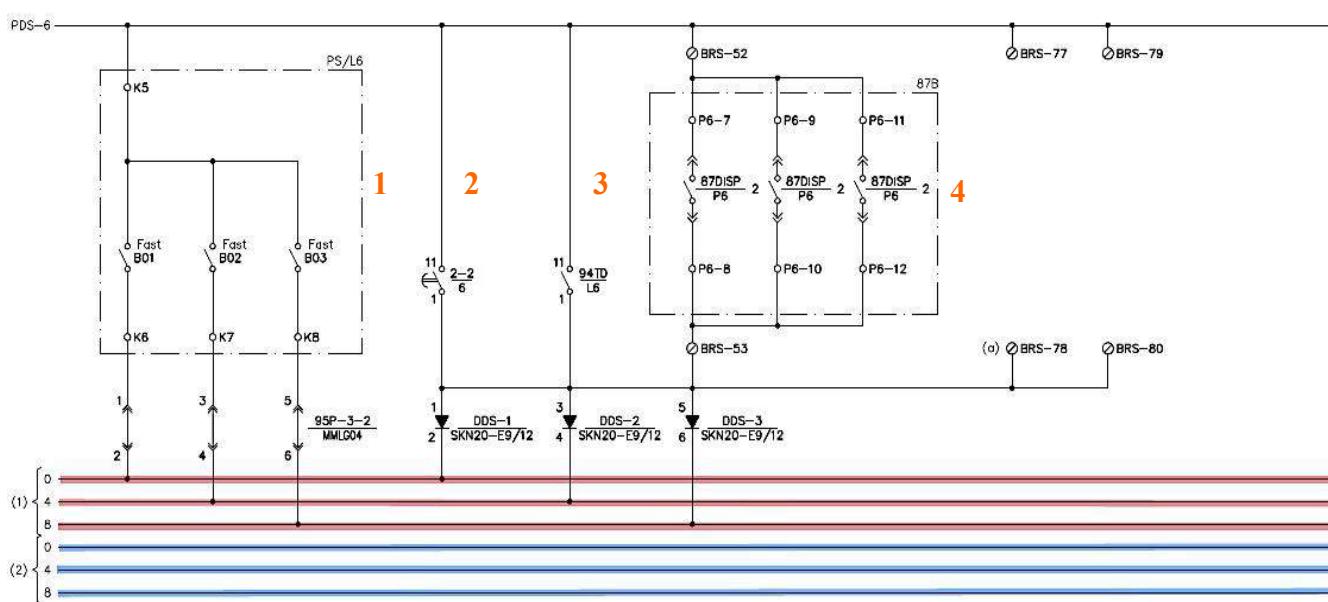


Ilustración 5-24: Circuito de disparo por bobinas 2.

Contacto 1

Por estos contactos ejerce la **protección secundaria** de la línea la orden de apertura del interruptor cuando se dan las funciones de mínima distancia (21), diferencial (87) y direccional (67N) y sobretensión (59).

Cuando la protección primaria no funciona correctamente tras un cierto tiempo de espera, la protección secundaria entra en funcionamiento. Esta recibe una serie de señales y, si detecta un fallo por alguna de las funciones anteriores da orden de apertura del interruptor por bobinas 2. En consecuencia, se cierran los tres contactos mostrados en la figura 5-24, uno para cada polo. Con estos contactos cerrados, fluye la corriente por los circuitos de disparo y energizan las bobinas que hacen que el interruptor abra.

Contacto 2

Este contacto hace referencia a un relé auxiliar de **discordancia de polos 2-2**.

Este relé tiene la diferencia con respecto a la función de discordancia de la protección interruptor (2-1) en que, mientras la función 2-1 sólo vigila que las tres fases estén todas abiertas o todas cerradas (condiciones en paralelo), este relé funciona con unos contactos seriados que indican que los tres polos están totalmente abiertos y no cerrados, y viceversa. En la figura 5-25 se compara ambos.

Imaginemos el caso en que los polos del interruptor estén en posición abierto. Si el trío de contactos que indican que los polos están en posición abierto están cerrados, el otro trío de contactos que están seriados a continuación (que indican que los polos del interruptor no están en posición cerrado) deben estar abiertos. En

el momento que alguna fase tenga los dos contactos seriados cerrados, se energiza el relé 2-2. Se puede ver en la parte izquierda de la figura 5-25.

Es un relé temporizado a 1,8 segundos, ya que se pueden dar momentos en los que, por cambio de estado, etc., los polos puedan entrar en discordancia durante un reducido tiempo.

Cuando se energiza el relé 2-2, cierra el contacto de la figura 5-24 y manda una orden de apertura al interruptor.

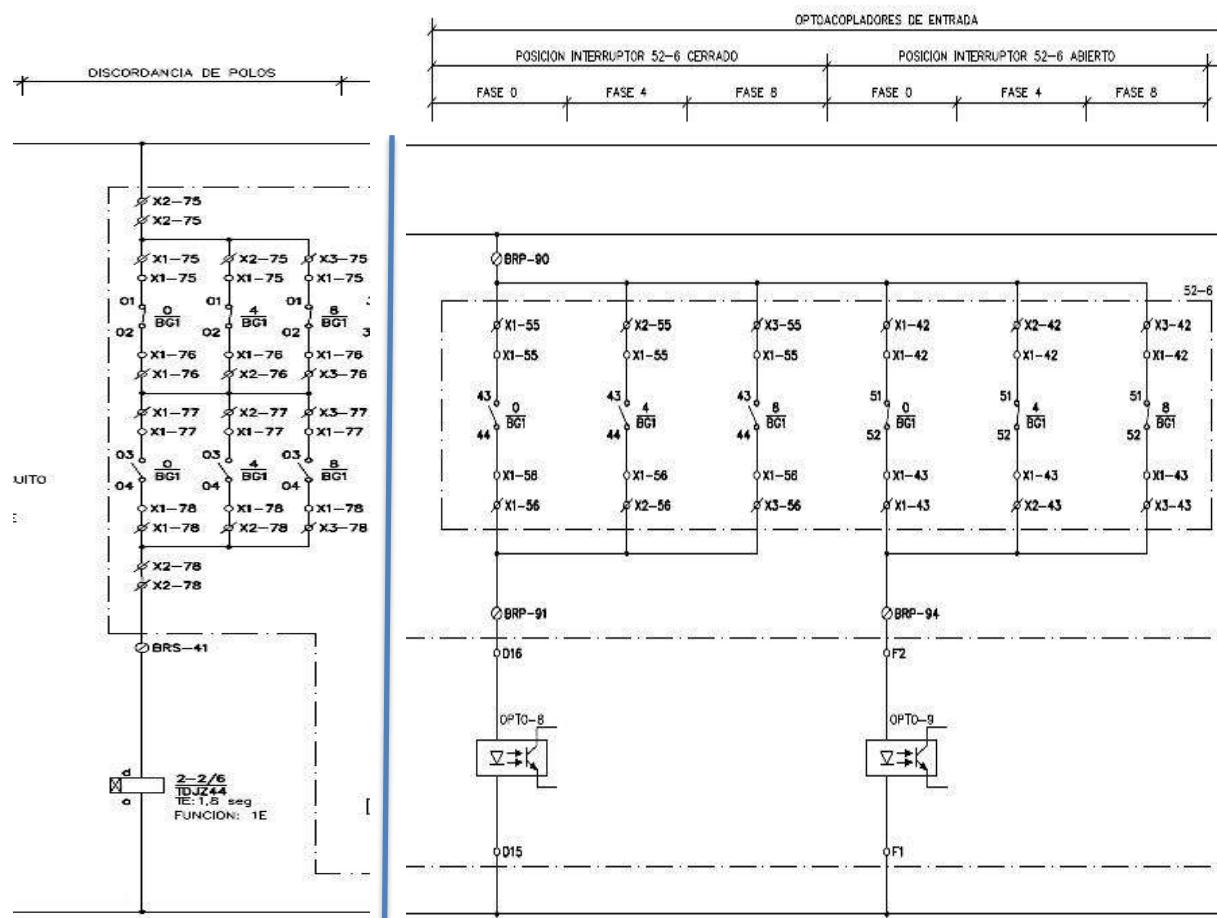


Ilustración 5-25: Cómo se energiza el relé auxiliar 2-2 en el interruptor (lazo izquierdo), cómo recibe la señal la función 2-1 en la PI (lado derecho).

Contacto 3

Hace referencia a la función de **teledisparo**. El teledisparo, como ya se ha dicho anteriormente, es el envío de un disparo al interruptor del otro extremo de la línea.

Cuando se recibe esta señal de teledisparo a través del multiplexor SDH y fibra óptica al interruptor, se energiza una bobina 94TD. Para ello, tanto la protección primaria como secundaria debe de tener cerrados sus contactos que hacen referencia a recepción de teledisparo (figura 5-26). Esta bobina cierra el contacto del circuito de disparo por bobinas 2 del interruptor. También cierra otros contactos que mandan la señal a las protecciones primaria y secundaria, para que sepan que se ha recibido la señal de teledisparo, y una señal al centro de control.

De la misma forma, las protecciones primaria y secundaria, la sala de control (mULC) o la protección interruptor mediante fallo interruptor pueden mandar la señal de teledisparo al otro extremo de la línea. En este caso se energiza un relé auxiliar 94TDE y se envía la señal de la misma forma.

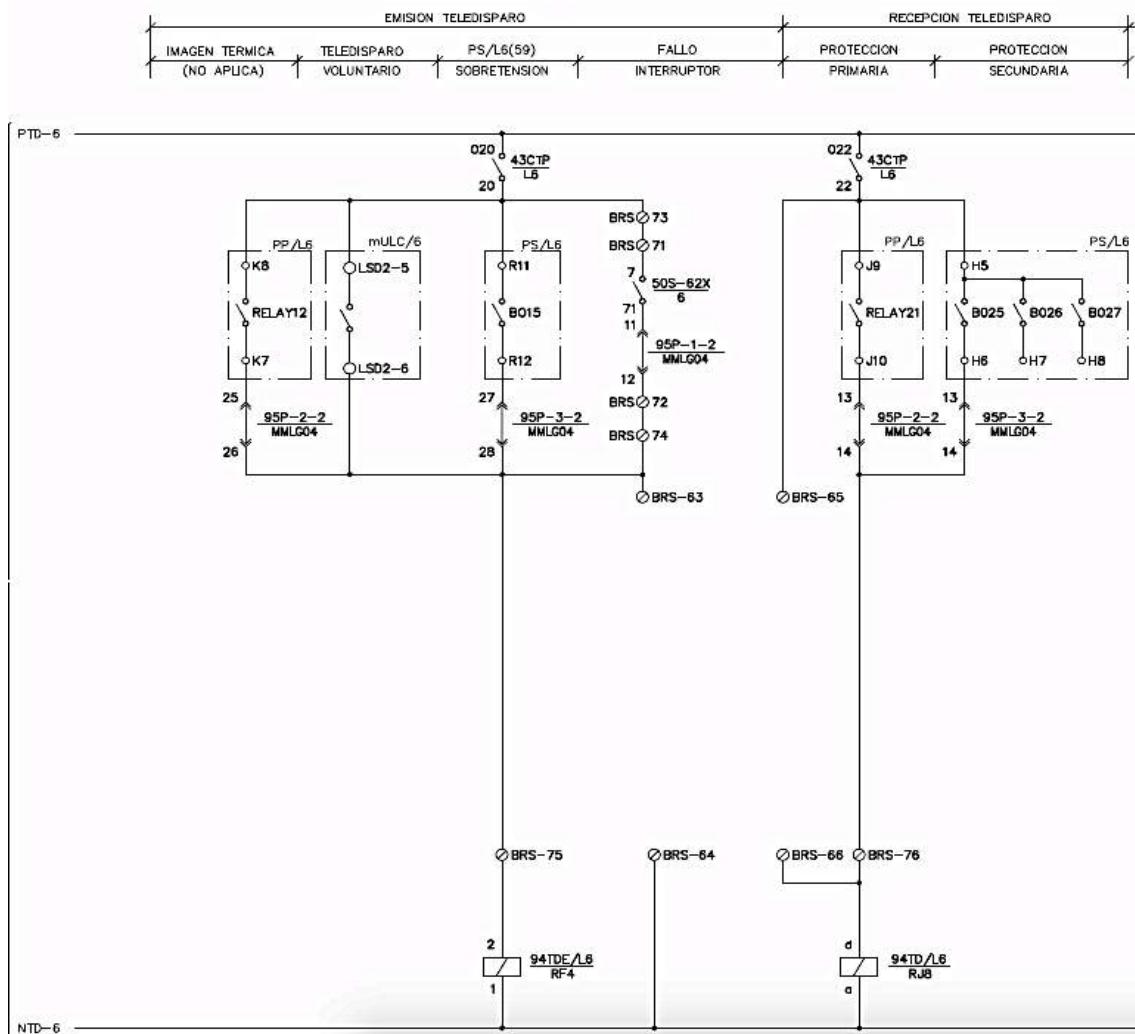


Ilustración 5-26: Circuito de control de teledisparo.

Contacto 4

Hace referencia al disparo del interruptor por la **protección diferencial de barras** de la subestación y por la protección fallo de interruptor. Esta última se da cuando un interruptor conectado a la misma barra que ésta posición ha fallado y por tanto, se activa el 50S-62 dando orden de apertura a todos los interruptores que pueden verse implicados en la falta (incluido el interruptor de la posición 6).

5.1.2.3.2 Vigilancia de circuitos

Las bobinas de apertura 2 están constantemente vigiladas por el equipo 3-2.

Del mismo modo que por bobinas 1, inyecta una pequeña corriente tanto en si el interruptor está cerrado (línea **roja**), como si está abierto (línea **azul**). Así podría determinar en cualquier momento si las bobinas funcionan correctamente (si hay caída de tensión). Cuando detecta un fallo en estas bobinas, abre el contacto auxiliar AUX-4 del circuito de cierre del interruptor para impedir su cierre y una señal de alarma a la sala de control (mULC) a través de la salida AUX-3. Si el equipo detecta una anomalía en él mismo, manda otra señal a la mULC por el contacto AUX-5.

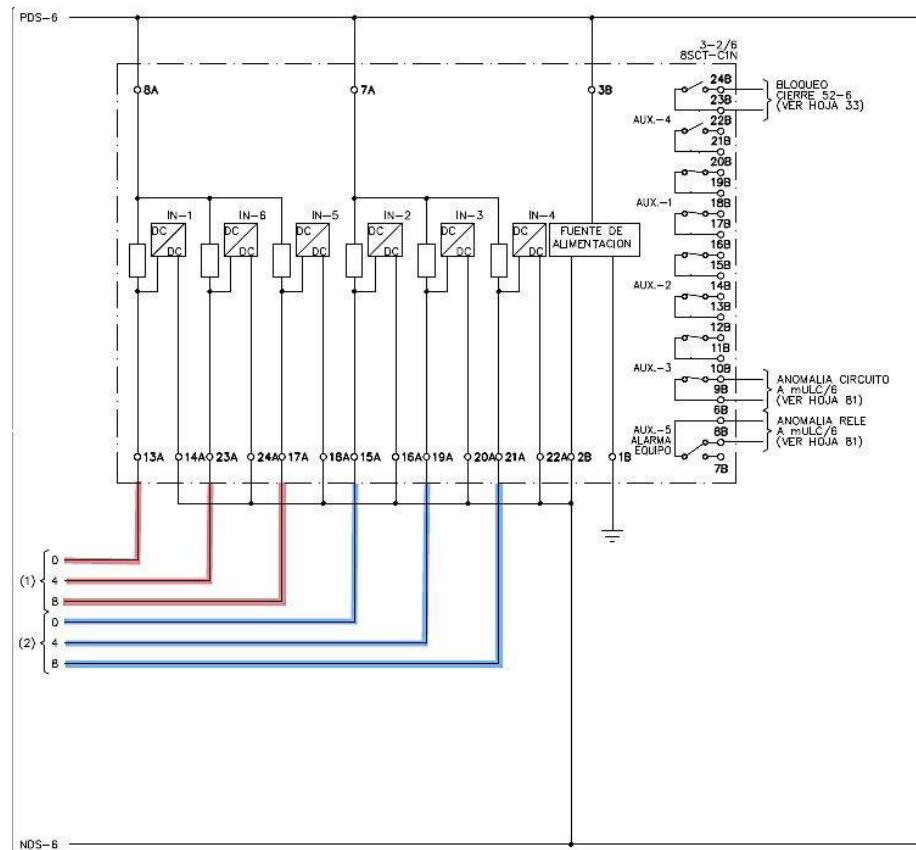


Ilustración 5-27: Equipo 3-2 del interruptor 52-6.

5.2 CIRCUITOS DE MANDO DE SECCIONADORES

A continuación, se explicará el circuito de mando de todos los seccionadores que intervienen en la línea, y los enclavamientos existentes.

Un **enclavamiento** es un dispositivo que controla la condición de estado de cierto mecanismo para habilitar o no un accionamiento. Es necesario en equipos de maniobra donde se desee lograr una condición de seguridad para su accionamiento. Todos los seccionadores de las posiciones disponen de enclavamiento para mejorar la seguridad y confiabilidad de la subestación.

5.2.1 Seccionadores de Barras

Como se ha dicho anteriormente, estos seccionadores son pantógrados de marca ALSTOM de mando unipolar.

5.2.1.1 Seccionador de Barras 89B1

Se muestra el esquema eléctrico de los circuitos de mando del seccionador en la figura 5-28.

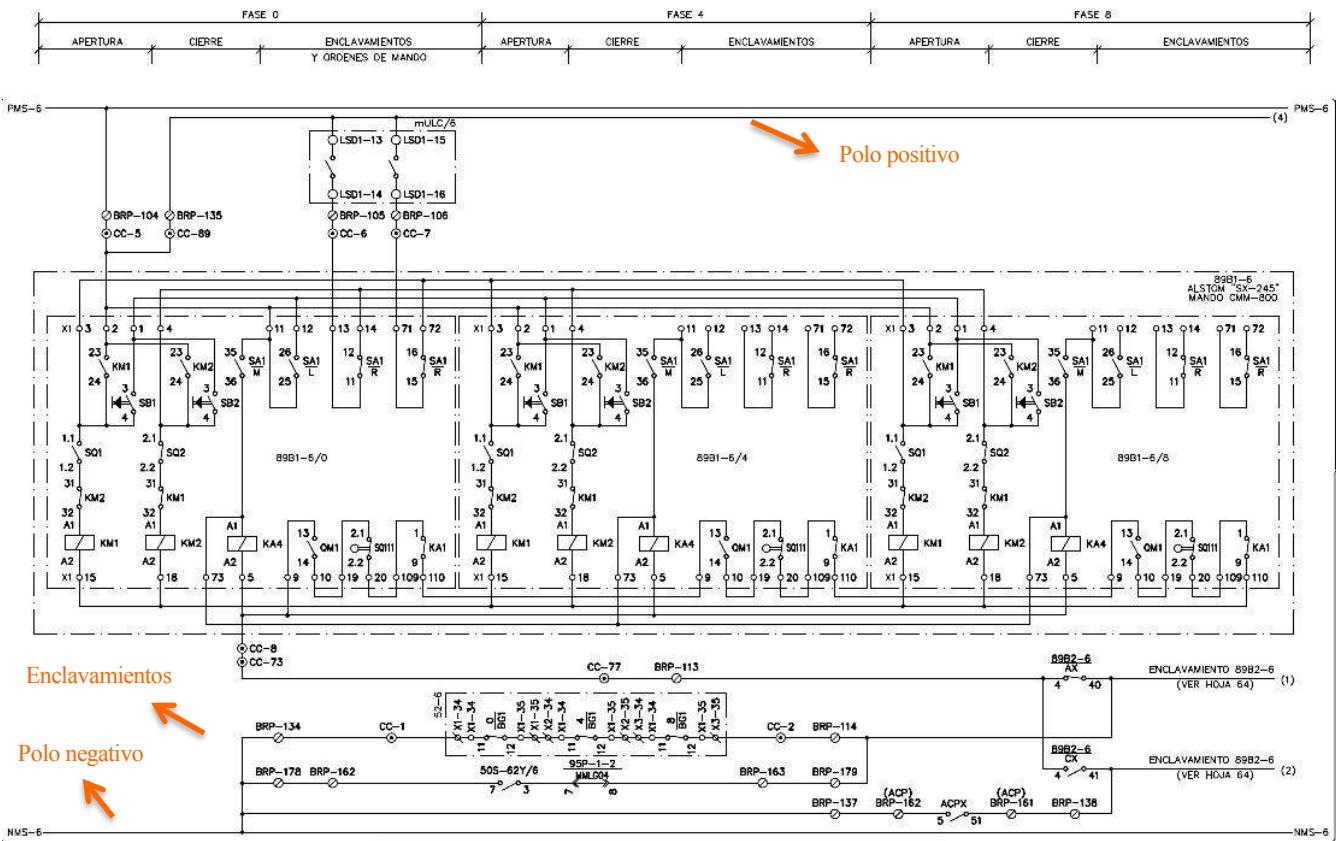


Ilustración 5-28: Circuito de mando del seccionador 89B1 de la línea 6.

Como ya se ha visto, todos los circuitos disponen de un polo positivo y otro negativo, y la bobina se energizará cuando se cierren una serie de contactos que permitan el flujo de corriente. En este caso, el objetivo es energizar la bobina KM1 si queremos abrir el seccionador, o KM2 si queremos cerrarlo.

En este caso, se dispone de un conmutador “SA1” cuyos modos de operar pueden ser: local, cuando se cierre el contacto “SA1/L”, remoto cuando se cierre el contacto “SA1/R”, o manual cuando esté cerrado el contacto “SA1/M”. Como de forma habitual se utiliza el mando remoto, en el circuito está representado el contacto SA1/R cerrado. De esta forma, cuando se reciba una orden de mando desde la mULC (sala de control), se cerrarían los contactos LSD1-13, LSD1-14 y LSD1-15, LSD1-16, que alimentarían a las tres fases. Se puede ver en las líneas verdes de la siguiente ilustración.

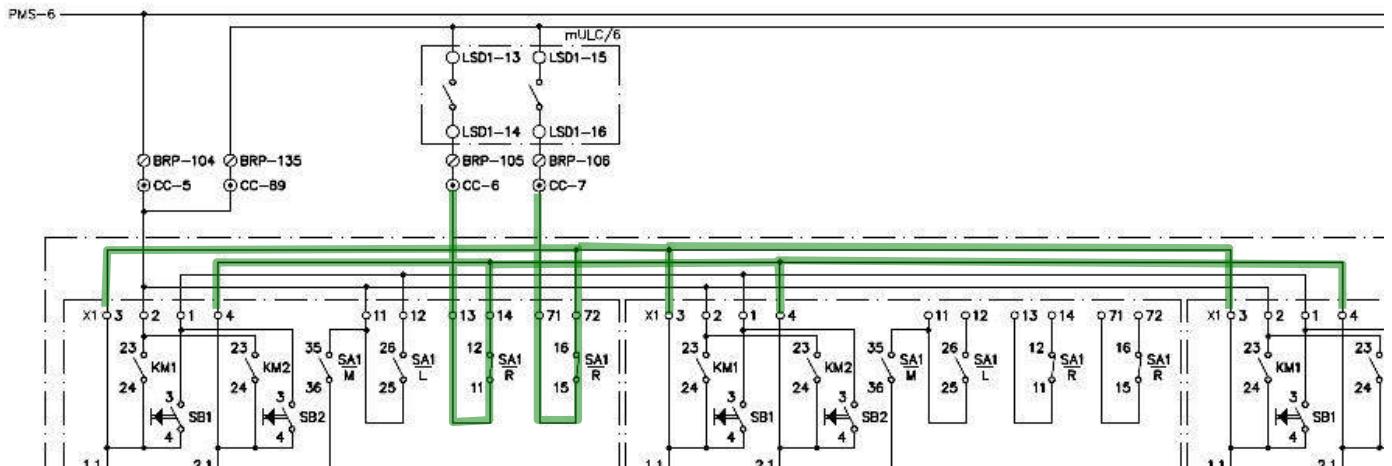


Ilustración 5-29: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Alimentación desde positivo.

Cuando se operase de forma local, directamente desde el positivo se alimentaría sin recibir ninguna orden desde la sala de control. Se puede ver en la [línea azul](#) de la figura 5-30. Además, cuando se actúe de forma local se debe de actuar dos pulsadores de forma manual, el SB1 cuando se quiera abrir y el SB2 cuando se quiera cerrar. De esta forma se elige qué acción realizar sobre el seccionador. Se ve con más detalle en la ilustración. Los contactos KM1 y KM2 expresan que el seccionador está abierto (cuando el contacto KM1 este cerrado) o el seccionador está cerrando (contacto KM2 cerrado). Esto es una redundancia, se utiliza para asegurar que el flujo de corriente vaya por el lugar indicado.

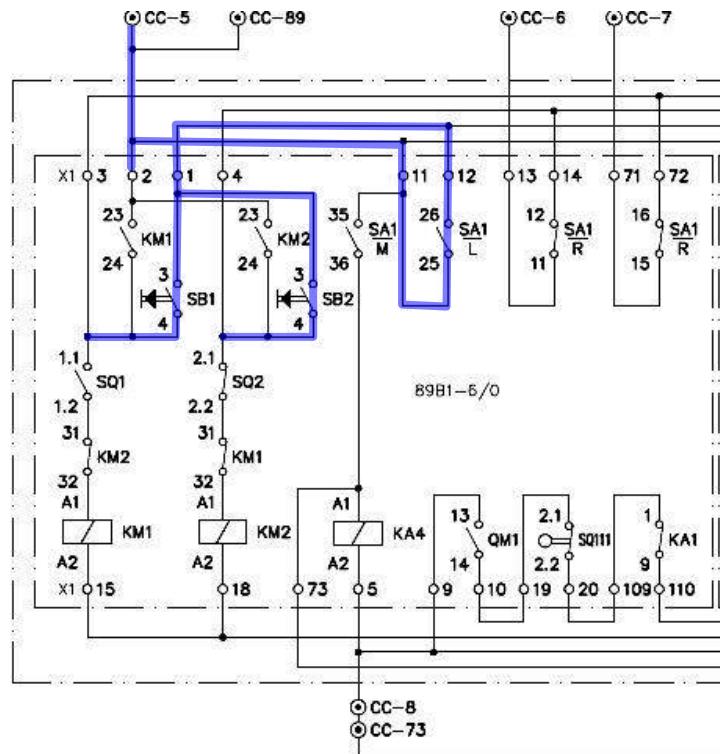


Ilustración 5-30: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Detalle mando local.

El contacto manual se utiliza en situaciones de emergencia, cuando un operario de la subestación tendría que mover una manivela que dispone el seccionador para abrirlo o cerrarlo. La bobina que se energizaría cuando se estuviese en modo manual sería la “KA4” a la que está conectada. Esta bobina es un enclavamiento electromecánico y permite que la manivela pueda girar y proceder a la apertura o cierre. Las otras bobinas KA4 de las fases 4 y 8 están conectadas a esta bobina, de forma que si se energiza la bobina de la fase 0 se energizarían las fases restantes. De esta forma se impide que se pueda mover la manivela del seccionador si previamente no se tiene el modo manual conectado.

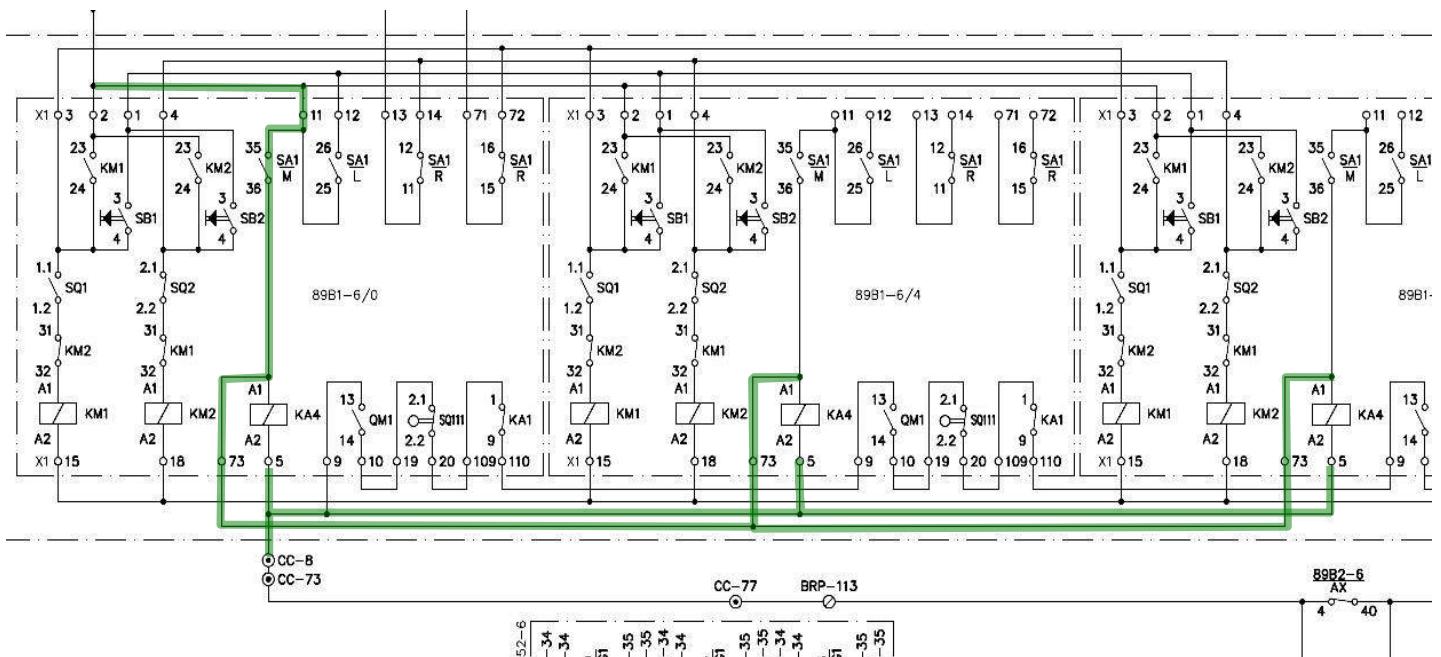


Ilustración 5-31: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Modo manual.

Una vez explicado las distintas formas de hacer llegar la corriente por el polo positivo, se llega a los condicionantes que hacen energizar la bobina de apertura o de cierre.

Existen dos contactos, SQ1 y SQ2, son finales de carrera de apertura y cierre del seccionador. Indican el estado del seccionador en ese momento. El contacto SQ1 se cierra cuando el seccionador llegue a la posición cerrado, lo que permitiría el acceso a que se energizara la bobina de apertura. Del mismo modo, el contacto SQ2 está cerrado cuando el seccionador llegue a la posición de abierto, permitiendo el flujo de corriente hacia la bobina de cierre.

Antes de llegar a la bobina de apertura KM1, existe el contacto KM2, que es el contacto referido a la bobina de cierre. Así, si se estuviese energizando la bobina KM2 en ese momento, este contacto estaría abierto y por lo tanto no se podría energizar a la vez la bobina de apertura hasta q no se hubiese completado la acción anterior. De forma similar se tiene el contacto KM1 antes de energizar la bobina de cierre KM2.

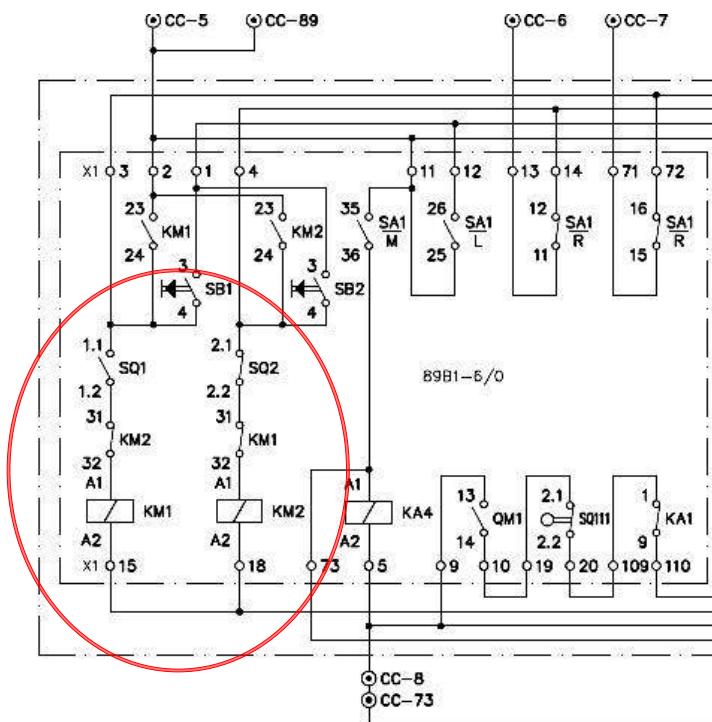


Ilustración 5-32: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Bobinas de apertura y cierre.

Por último, se procede a explicar los condicionantes para que la corriente llegue al negativo y poder energizar las bobinas.

De las bobinas de apertura y cierre de las tres fases se llegan a una serie de contactos seriados, cuyo condicionante hará que pueda fluir la corriente hacia el negativo. En concreto se tiene:

- Contacto QM1: es un contacto referido al térmico que protege el motor de accionamiento del seccionador. Cuando dispare este térmico, el contacto se abre e impide que se pueda ejercer alguna acción sobre el seccionador. En la figura 5-33 se ve el circuito de alimentación de los motores.
- Contacto SQ111: contacto referido al final de carrera manivela insertada. Este contacto tiene la función de, cuando el modo manual esté activado y se pueda utilizar la manivela, abre el contacto. Así, impide que se utilicen las bobinas de apertura o cierre si hubiese alguna orden errónea posterior.
- Contacto KA1: contacto referido a la bobina KA1 del circuito de motores de los seccionadores (ilustración 5-33). Esta bobina está permanentemente energizada, por lo que el contacto está cerrado. En el momento en el que por el motor no circule un mínimo de tensión, la bobina deja de energizarse y el contacto se abre impidiendo la apertura o cierre del seccionador. Esta bobina se utiliza para comprobar que existe un mínimo de tensión en el circuito de los motores.

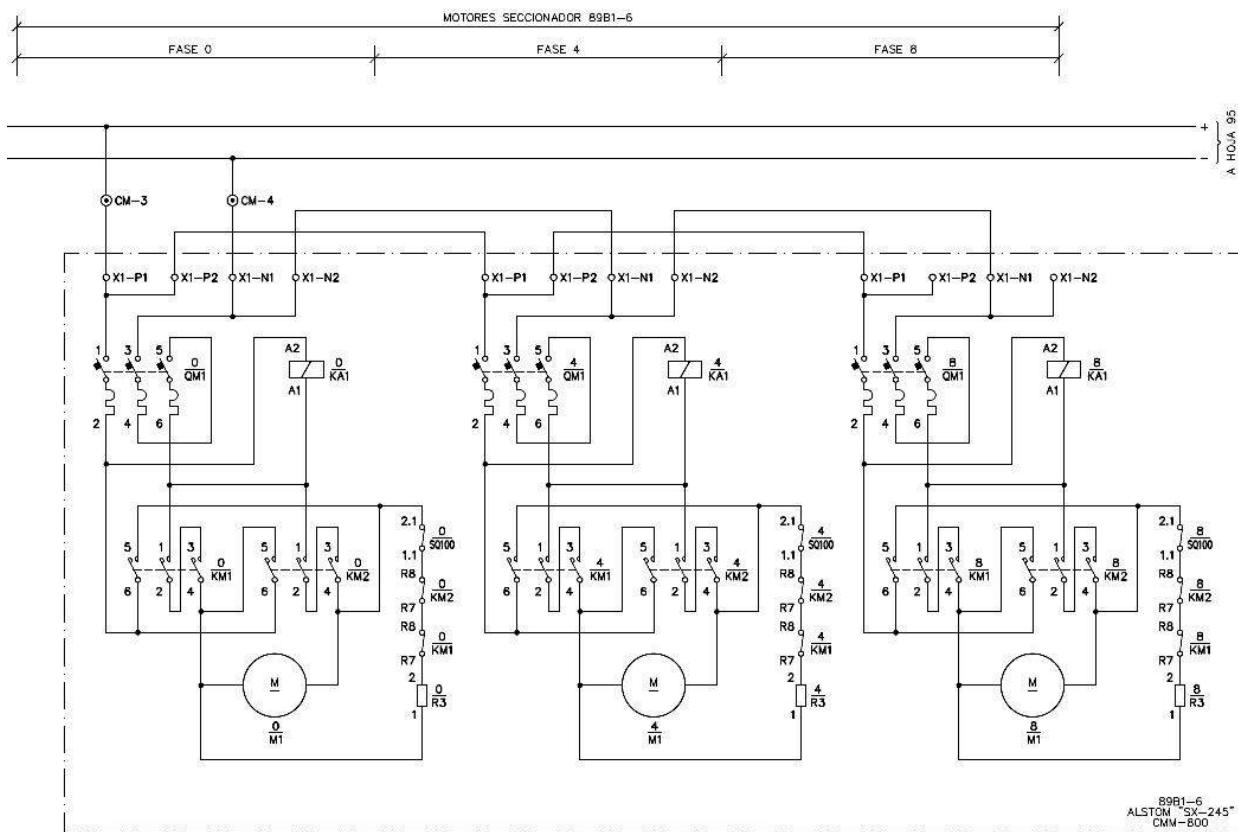


Ilustración 5-33: Circuito de motores del seccionador 89B1.

Los motores de cada fase abren o cierran dependiendo del sentido de alimentación.

Uno de los condicionantes para que el motor se energice y ejerza la acción de abrir o cerrar el seccionador es el contacto SQ100. Se trata de otro final de carrera manivela insertada. Cuando el seccionador esté en modo manual, abriría este contacto e impediría que se utilizasen los motores.

En la ilustración 5-34 se ve cómo se conectan las bobinas de apertura y cierre y los contactos anteriormente explicados de las tres fases, y van a los enclavamientos del seccionador.

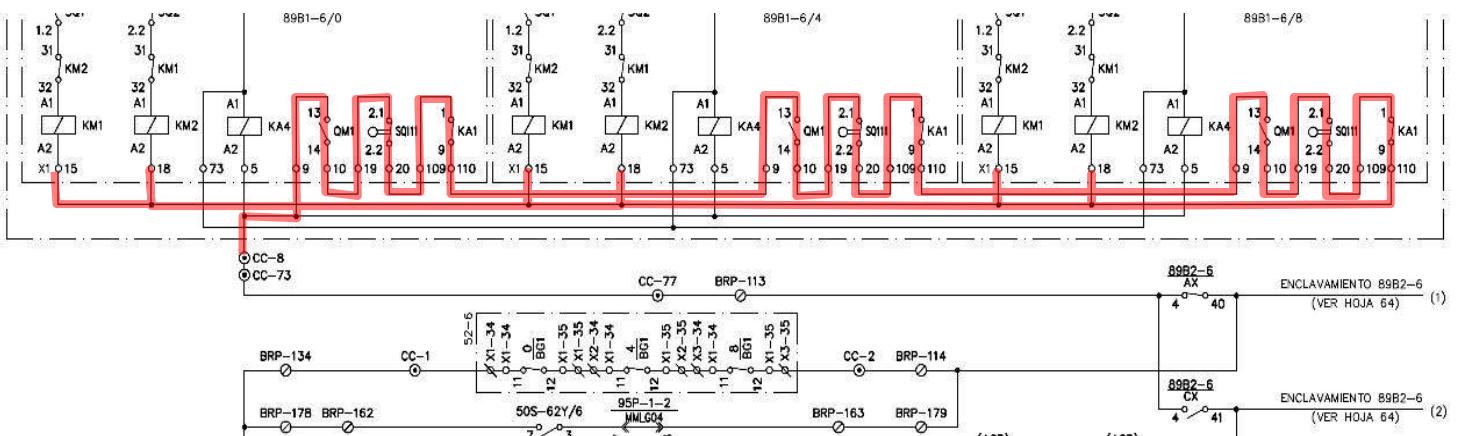


Ilustración 5-34: Parte del circuito de mando del seccionador 89B1. Alimentación al negativo de las tres fases.

Por último, aparte de estos condicionantes seriados, existen otros referidos a los enclavamientos del seccionador. El objetivo es que el seccionador no se pueda maniobrar a no ser que el interruptor esté abierto y el seccionador de la barra 2 abierto, o que el seccionador de la barra 2 y el acoplamiento de barras cerrado. Los enclavamientos en los seccionadores se usan para que el seccionador no pueda maniobrar en carga, ya que si lo hacen provocaría daños al mismo.

Para el caso del seccionador de barras 89B1, se han diseñado dos circuitos de enclavamientos que operan paralelamente, de forma que si se cumplen las condiciones de al menos uno de los dos circuitos (condición roja o condición azul), se podrá maniobrar dicho seccionador.

Para que la corriente llegue al polo negativo, se deben de dar una serie de condicionantes, que son los enclavamientos. Estos enclavamientos siguen la lógica de AND y OR. De forma esquemática, se puede representar de la siguiente forma:

$$[(\underline{52 - 6} + 50S - 62 \text{ actuada}) \cdot \underline{89B2 - 6} + (A \cdot 89B2 - 6)]$$

Donde \bar{X} significa que el aparato está en posición abierto, X en posición cerrado, + es “ó”, · es “y”, y A corresponde al acoplamiento entre barras.

Los dos circuitos de enclavamientos se diferencian en la figura 5-35 en color rojo y azul. Concretamente son:

1. **Rojo:** Interruptor de la posición abierto o la protección 50S-62 activa, y seccionador 89B2 abierto.

Cuando el 50S-62 se activa significa que la protección principal no ha podido dar orden de apertura al interruptor, y por tanto ejerce ella misma esa actuación.

Cuando el interruptor esté en posición abierto, se cierran los contactos 0-4-8/GB1 de la figura 5-35. Del mismo modo, cuando actúe la protección 50S-62 se cerrará el contacto 50S-62Y. Estos dos condicionantes están en paralelo, por lo que se puede dar uno u otro para que el seccionador pueda maniobrar.

El 89B2-6/AX, es un contacto auxiliar que indica que el seccionador está en posición abierto. Por el contrario, el contacto auxiliar 89B2-6/CX indica que el seccionador está totalmente cerrado. Este contacto 89B2-6/AX sí es necesario que esté cerrado para que pueda fluir la corriente entre polos y así poder maniobrar en el seccionador, y se cerrará cuando el seccionador 89B2-6 esté en posición abierto.

2. **Azul:** Seccionador de la otra barra cerrado (89B2) y acoplamiento de barras cerrado (cuando se realice maniobra de cambio de barras).

Cuando el seccionador 89B2 esté en posición cerrado se cerrará el contacto 89B2-6/CX y, cuando el acoplamiento entre barras esté activo, el contacto ACP se cerrará, indicando que es posible maniobrar en el seccionador 89B1.

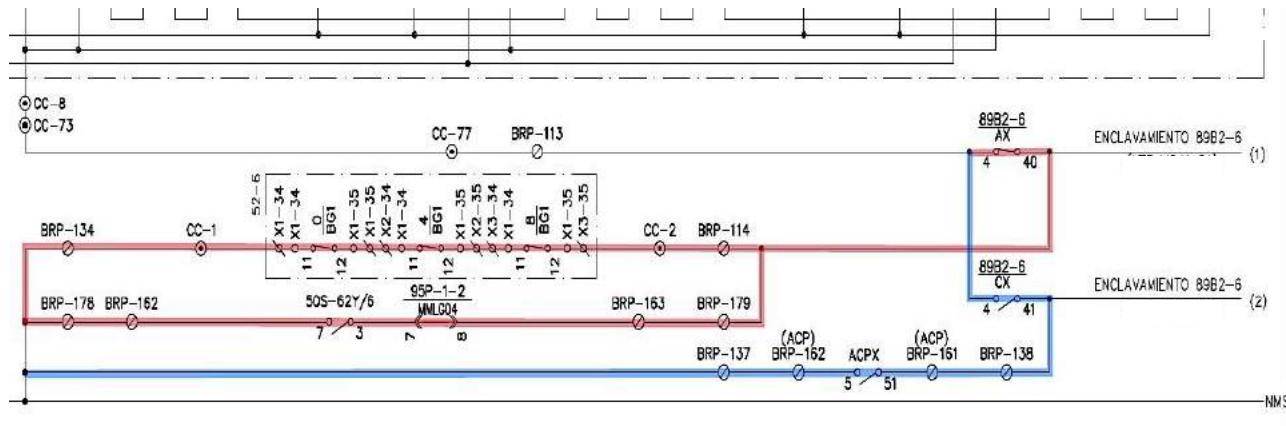


Ilustración 5-35: Enclavamientos del seccionador 89B1.

Como los enclavamientos del seccionador de barras 2 tienen las mismas condiciones que los enclavamientos del seccionador de barras 89B1, estos contactos están cableados con el siguiente seccionador (se verá a continuación). En la figura 5-35 se ve como estos contactos van a ENCLAVAMIENTO 89B2-6.

5.2.1.2 Seccionador de Barras 89B2

Del mismo modo que el seccionador de barras 1, se muestra el circuito de mando del seccionador para las distintas fases.

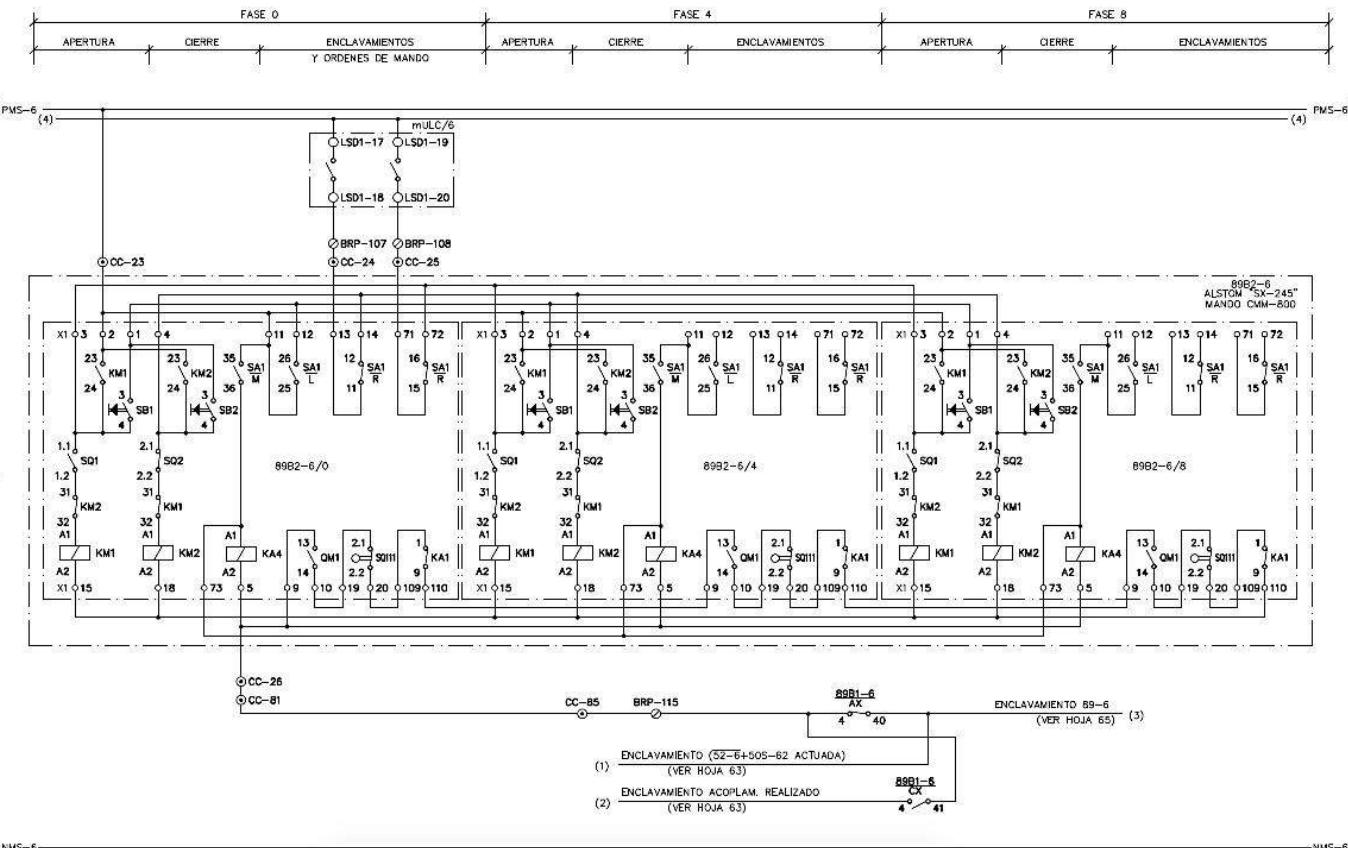


Ilustración 5-36: Circuito de mando del seccionador 89B2 de la línea 6.

El circuito de mando es exactamente igual que el circuito de mando del seccionador de barras 1 89B1, por lo que no se explica en detalle.

Para maniobrar en el seccionador 89B2 existen dos circuitos de enclavamientos mecánicos que esquemáticamente se representan de la siguiente forma:

$$[(52 - 6 + 50S - 62 \text{ actuada}) \cdot \overline{89B1 - 6} + (A \cdot 89B1 - 6)]$$

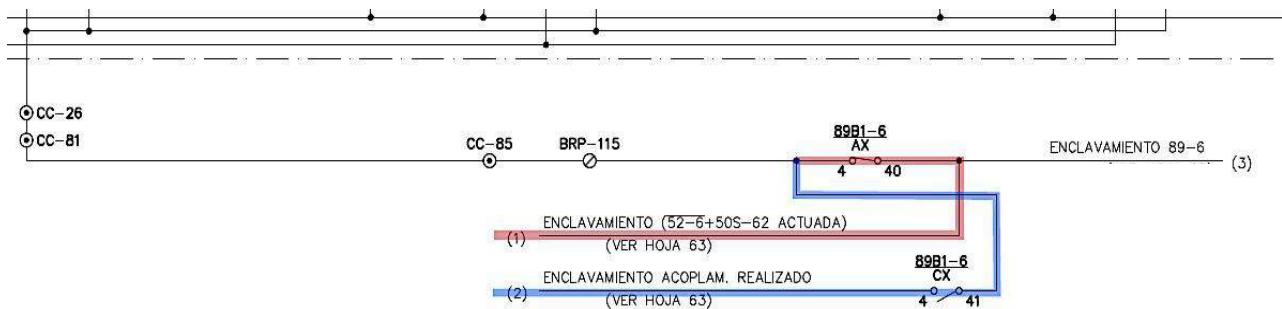


Ilustración 5-37: Enclavamientos de 89B2.

Como se ha dicho al final del seccionador de barras 1, la línea roja y la línea azul vienen de los contactos de los enclavamientos del seccionador 89B1, ya que como es la misma condición se cablean y así se evita poner más contactos que tienen la misma funcionalidad.

1. **Rojo:** Interruptor de la posición abierto o la protección 50S-62 activa, y seccionador 89B1 abierto.

Los mismos contactos mostrados en el seccionador anterior sirven para dar condición a este seccionador, con la diferencia de que, para poder maniobrar en el 89B2, hace falta que el contacto 89B1-6/AX esté cerrado (que representa que el seccionador 89B1 está en posición abierto).

2. **Azul:** Seccionador de la otra barra cerrado (89B1) y acoplamiento de barras cerrado.

Los mismos contactos mostrados en el seccionador anterior sirven para dar condición de enclavamiento a este, con la diferencia de que el contacto 89B1-6/CX debe estar cerrado (que indicaría que el seccionador 89B1 está en posición cerrado.)

El enclavamiento rojo también se cablea con el seccionador de línea, ya que sigue siendo una condición de enclavamiento para este seccionador. Por tanto, en la figura 5-37 aparece cableado a ENCLAVAMIENTO 89-6.

5.2.2 Seccionador de línea y puesta a tierra

5.2.2.1 Seccionador de línea 89-6

El circuito de mando de este seccionador es el mostrado a continuación:

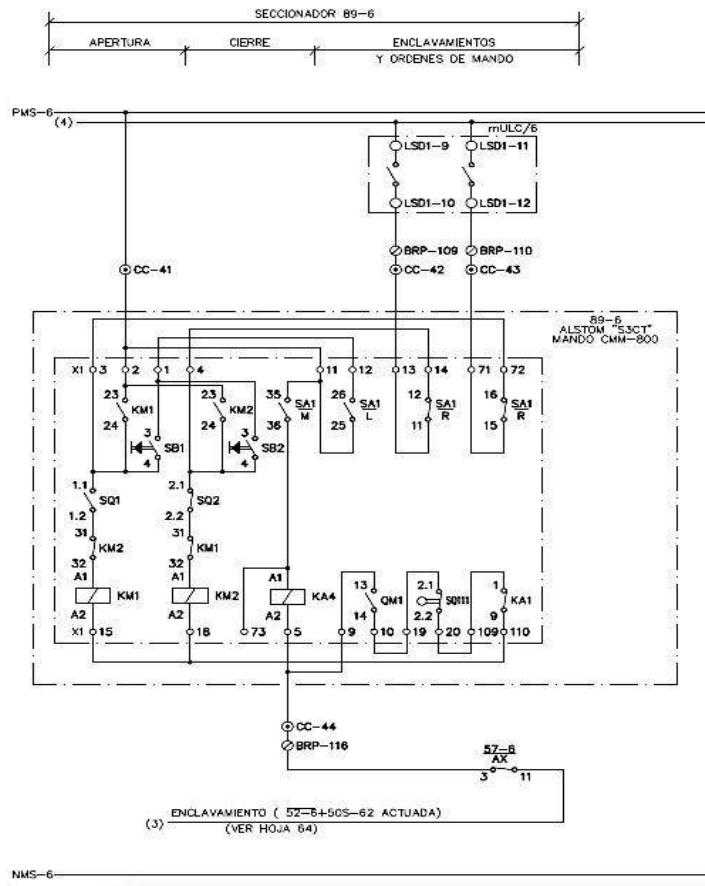


Ilustración 5-38: Circuito de mando del seccionador de línea 89-6.

Como se puede observar, el circuito de apertura y cierre tiene las mismas características que los seccionadores de barras. Existe un conmutador SA1 que puede operar en local, remoto o manual, estando el contacto remoto cerrado al ser la forma habitual de operación.

Las bobinas KM1, KM2 y KA4 tienen la misma funcionalidad que las explicadas en el seccionador de barras 1 89B1, que son apertura, cierre y manual.

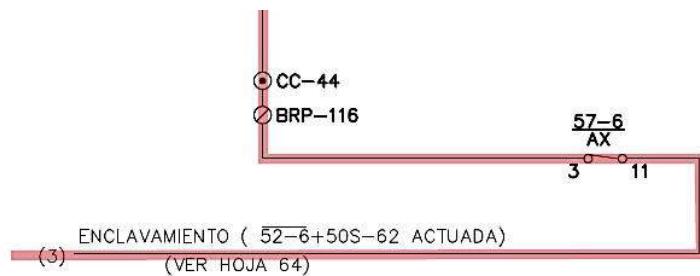
En cuanto a los contactos seriados conectados a las bobinas de apertura KM1 y cierre KM2 son los mismos que los explicados anteriormente.

La condición de enclavamiento de este seccionador es la que aparece en la ilustración 5-39, que esquemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$(52-6 + 50S-62 \text{ actuada}) \cdot 57-6$$

La línea roja representa los mismos contactos que vienen de los otros enclavamientos, como se ha explicado antes.

Este seccionador está enclavado con el objetivo de que pueda abrir o cerrar cuando el interruptor esté en posición abierta (o en su defecto el relé 50S-62) y, además, que el seccionador de puesta a tierra también lo esté. Cuando el seccionador de puesta a tierra esté en posición abierta, el contacto 57-6/AX se cerrará, permitiendo el flujo de corriente entre el polo positivo y negativo.



NMS-6

Ilustración 5-39: Enclavamientos del seccionador 89-6.

5.2.2.2 Seccionador de puesta a tierra de la línea 57-6

El circuito de apertura y cierre del seccionador de puesta a tierra se muestra a continuación:

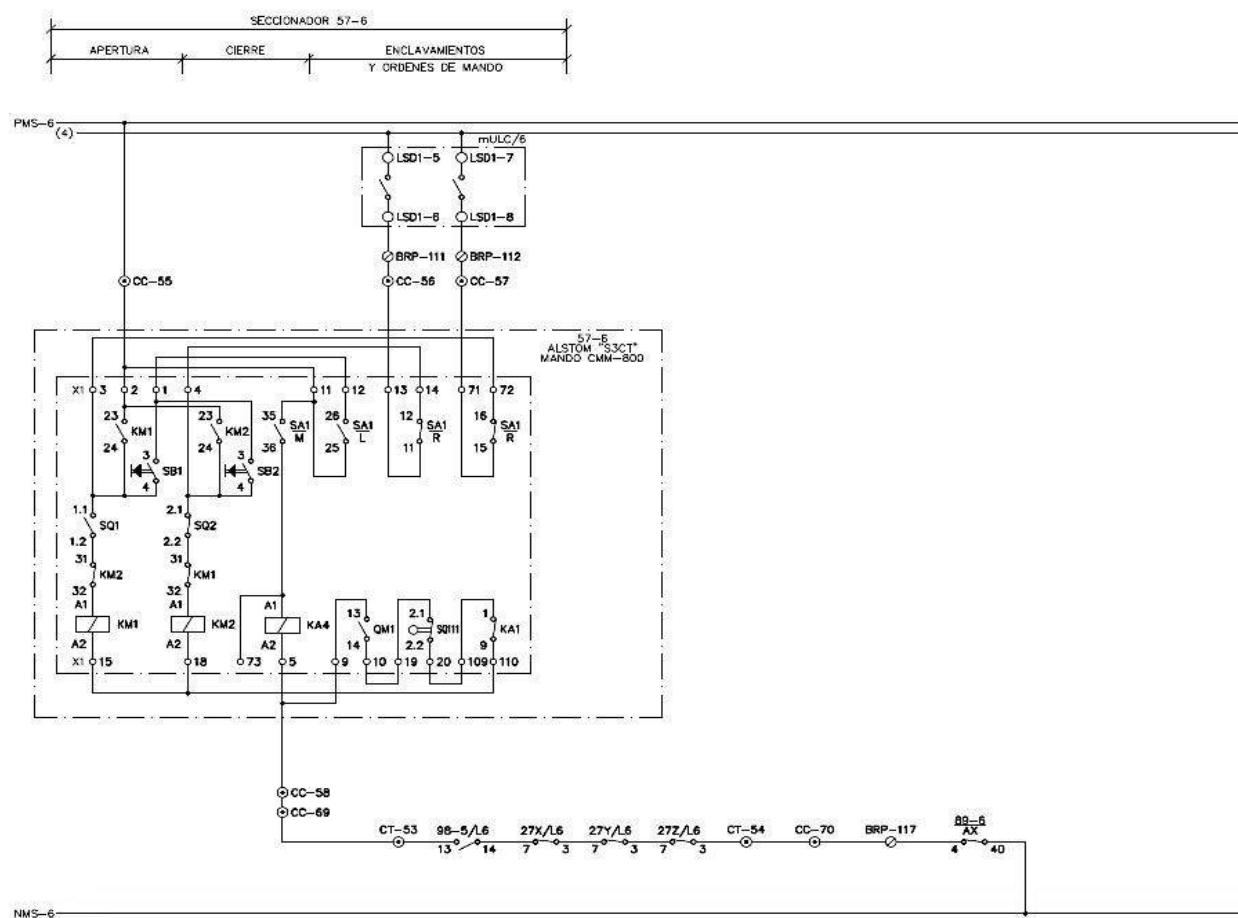


Ilustración 5-40: Circuito de mando del seccionador de P.a.T 57-6.

El circuito de mando funciona de la misma forma que los circuitos vistos anteriormente, por lo que no se va a explicar.

En cuanto al circuito de enclavamiento, debe estar abierto el seccionador de línea (89-6) y la línea sin tensión.

$$89-6 \cdot 98-5 \cdot RELES MINIMA TENSION L6 SIN TENSION$$

El que la línea esté sin tensión viene dado por la doble condición de que esté desenergizado en cada fase X, Y y Z un relé auxiliar que cuelga del secundario del transformador de tensión (relé 27) y que el interruptor

magnetotérmico que protege dicho secundario se encuentre cerrado 98-5 (véase en la página 88 la ilustración 2-3 que muestra el circuito del trafo de tensión). Cuando está circulando tensión por la línea, estos relés de mínima tensión (27) están constantemente energizados. Cuando deja de haber tensión, dispara el interruptor automático 98-5 que protege a los relés, los relés 27 se desenergizan y, como consecuencia, se cierran unos contactos situados en el enclavamiento de este seccionador, que son los contactos 27X, 27Y y 27Z (uno por cada fase), y el contacto del interruptor automático 98-5/L6.

En la figura 5-41 aparecen los contactos 27X, 27Y y 27Z cerrados porque el circuito está representado cuando no hay tensión pero, sin embargo, sin actuar el térmico 98-5 que los protege. Por ese motivo el contacto 98-5/L6 aparece abierto.

Cuando el seccionador 89-6 esté en posición abierta, el contacto 89-6/AX debe estar cerrado.

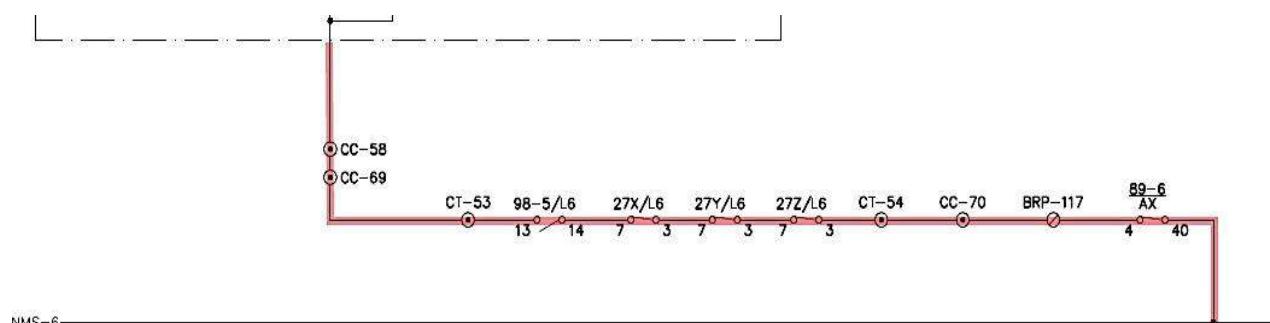


Ilustración 5-41: Enclavamiento del seccionador 57-6.

REFERENCIAS

- TRASHORRAS, J. (2015). Subestaciones eléctricas. Madrid: Ediciones.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Normativa corporativa de Red Eléctrica (REE) DYES-3B de Criterios Básicos de Diseño.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.
- UNE-EN 60044-8:2005 Transformadores de medida. Parte 8: Transformadores de intensidad electrónicos.
- Arroyo Sánchez, J.M. (2010). Subestaciones [online] Es.slideshare.net. Disponible en <https://es.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>.
- Lescop.com. (2018). LABORATORIO ELECTROTECNICO, transformadores, aparellaje,. [online] Disponible en: <http://www.lescop.com/es/transformadores.html>.
- Interruptores de Tanque Vivo. (2009). 9th ed. [ebook] ABB. Available at: <https://library.e.abb.com/public/0f38ade79dc8e379c1257b130057b6cf/Guia%20para%20el%20comprador%20Interruptores%20de%20Tanque%20Vivo%20Ed3%20es.pdf> [Accessed 10 Apr. 2018].
- Normativa Red Eléctrica DYES-3B. Cálculo de distancias entre aparellaje.
- Grid Solutions, (2015). [ebook] Grid Solutions. Disponible en: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/disconnector/167722_redo110219_Grid-AIS-L3-CMM_CML-70718-2013_03-EN_LoRES.pdf [Accessed 10 Apr. 2018].
- Archivos de Ayesa Ingeniería y Arquitectura, pertenecientes al departamento de Subestaciones Eléctricas.
- Archivos de Red Eléctrica de España (REE) .

ANEXO 1

Determinación de distancias mínimas en Embarrados Tendidos

Desde el punto de vista de las aproximaciones entre fases que puedan producirse cuando se desplacen de forma simultánea dos conductores contiguos en condiciones de flecha máxima y con viento de 140 km/h, las distancias mínimas se han establecido de la forma que se indica para un vano de las siguientes características:

Longitud del vano: $L = 23$ m

Flecha máxima: 3% (valor recomendado por REE para 220 kV de 1,2 m)

Tipo de conductor: Dúplex RAIL (ns = 2)

Diámetro del conductor: $\phi = 29,61$ mm

Sección del conductor: $As = 516,8$ mm²

Peso propio del conductor: $ms = 1,6$ kg/m

Módulo de elasticidad: $E = 61.000$ N/mm²

Distancia entre fases: $a = 4$ m

Longitud media de cadenas 4 m

Separación entre conductores de la misma fase: 0,40 m

Rigidez de los soportes: $S = 7,5 * 10^4$ N/m

Tiempo de despeje de defecto: $T_{kl} = 0,5$ seg

Intensidad de cortocircuito: $I_{k3} = 40$ kA

Relación R/X del sistema: $R/X = 0,07$

Tensión máxima: 676 kg a 50 °C (6.624,8 N)

Se comprobará, además, el desplazamiento máximo en cortocircuito y la pérdida de distancia que esto produce, de acuerdo con lo estipulado en la norma CEI/UNE/EN 865.

Los cálculos que se realizan en este anexo son obtenidos según los estándares de Red Eléctrica. REE, a su vez, se ha servido de una serie de normativas vigentes en España referente a este tipo de instalaciones y está basado en las siguientes Normas y Reglamentos:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. R. D. 3275/1982 de 12 de noviembre y sus modificaciones posteriores, la última por O. M. de 10/03/00.
- Instrucciones Técnicas Complementarias en Subestaciones. DECRETO nº 842/02 de 2-AGO en B.O.E.: 18-SEPT-02.
- Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.
- Norma CEI 865 de 1986, “Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito”.
- Norma UNE EN 60865-1, “Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1:

Definiciones y métodos de cálculo”.

- Norma CEI 909-1988, “Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica”.
- Norma VDE 0102.
- Norma DIN 43670.

Desplazamiento del vano con viento

La presión sobre el conductor debida al efecto del viento, según R.L.A.T., es de 68 kg/m^2 (para 140 km/h). Para este caso de conductor Rail en parque de 220 kV, y por unidad de longitud, tendremos:

$$F_v = 68 \text{ kg/m}^2 * 0,02961 \text{ m} = 2,01 \text{ kg/m}$$

y el desplazamiento máximo del conductor será:

$$\theta = \arctg \frac{F_v}{P}$$

$$d_{\max} = f_{\max} \cdot \sin \theta$$

$$\theta = \text{arc tang} (2,01/1,6) \sim 51,4^\circ$$

$$d_{\max} = 1,2 \cdot \sin 51,4^\circ = 0,94 \text{ m}$$

En estas condiciones, dada la escasa probabilidad de simultaneidad de viento y sobretensión, la distancia de aislamiento fase - fase para conductores paralelos ya establecida en 3,6 m se puede reducir en un 25 %, por lo que la separación mínima entre conductores en reposo para que sea respetada dicha distancia eléctrica entre fases para los conductores extremos deberá ser de:

$$D_{\min} = (0,75 \cdot 3,6) + 2 \cdot 0,94 + 0,4 = 4,98 \text{ m}$$

Distancia inferior a la adoptada que es de 6 m para los conductores tendidos.

Efecto en conductores por corriente de cortocircuito.

Dimensiones y parámetros característicos.

El esfuerzo debido a un defecto bifásico viene dado por la siguiente expresión:

$$F' = \frac{\mu_0}{2\pi} \times 0,75 \times \frac{(I''_{k3})^2}{a} \times \frac{l_c}{l}$$

Donde: I''_{k3} es la corriente simétrica de cortocircuito trifásico (para caso 220 kV se toman 30 kA para no penalizar en exceso el cálculo).

lc: longitud de vano sin cadenas

l: longitud total del vano

a: separación entre fases

μ_0 : permeabilidad magnética del vacío ($4\pi \cdot 10^{-7}$ N/A²)

En este caso,

$$F' = 27,88 \text{ N/m}$$

La proporción entre el peso propio y la fuerza de cortocircuito vale:

$$r = \frac{F'}{n \times m_s \times g}$$

donde,

n: número de conductores por fase

ms: peso de uno de los conductores

g: aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)

que en este caso, $r = 27,88/(2 \cdot 1,6 \cdot 9,81) = 0,889$

La dirección resultante de la fuerza será

$$\delta_1 = \arctg r = 41,64^\circ$$

La flecha estática en el conductor tendido vale:

$$b_c = \frac{n \times m_s \times g \times l^2}{8 \times F_{st}}$$

donde F_{st} es la fuerza de tracción estática del conductor para el caso más desfavorable, que será el de flecha máxima para 50°C.

Sustituyendo y operando, $b_c = 0,32 \text{ m}$

Para esta flecha, el período de oscilación vale:

$$T = 2\pi \sqrt{0,8 \frac{b_c}{g}}$$

Con lo que sustituyendo resulta $T = 1,02 \text{ s}$.

El período resultante en caso de cortocircuito vale:

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1+r^2} \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \left(\frac{\delta_1}{90} \right)^2 \right]}$$

Sustituyendo y resolviendo, $T_{res} = 0,899$ s.

El módulo de Young real del conductor vale, en función de la carga límite del cable (σ_{fin}):

$$E = \begin{cases} E \times \left[0,3 + 0,7 \times \operatorname{sen} \left(90 \frac{F_{st}}{nA_s \sigma_{fin}} \right) \right] & \text{si } \frac{F_{st}}{nA_s} \leq \sigma_{fin} \\ E & \text{si } \frac{F_{st}}{nA_s} > \sigma_{fin} \end{cases}$$

donde, $\sigma_{fin} = 5 \cdot 10^7$ N/m² (menor valor de la tensión de mecánica del conductor cuanto E llega a ser constante)

As: sección de un conductor

En este caso, $F_{st}/nA_s = 6,409 \cdot 10^6 < \sigma_{fin}$, con lo que $E = 2,68 \cdot 10^{10}$ N/m

El factor de carga del conductor vale:

$$\xi = \frac{(nm_s gl)^2}{24F_{st}^3 N}$$

donde N = rigidez del sistema mecánico compuesto, que vale:

$$N = \frac{1}{Sl} + \frac{1}{nEA_s}$$

con lo que $N = 6,16 \cdot 10^{-7}$ y $\xi = 0,121$

El ángulo de oscilación del vano durante el paso, o al fin del mismo, de la corriente de cortocircuito viene dado por la expresión:

$$\delta_k = \begin{cases} (1 - \cos(360 \frac{T_{k1}}{T_{res}})) & \text{si } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ 2\delta_1 & \text{si } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases}$$

En este caso, $T_{k1}/T_{res}=0,556 > 0,5$, con lo que $\delta_k = 2 \times 41,64^\circ = 83,28^\circ$

El ángulo máximo de oscilación que se puede producir corresponde a una duración de cortocircuito inferior o igual a la duración del cortocircuito establecida T_{k1} , y se calcula como:

$$\delta_m = \begin{cases} 1,25 \arccos \chi & \text{si } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos \chi & \text{si } -0,985 \leq \chi \leq 0,766 \\ 180^\circ & \text{si } \chi \leq -0,985 \end{cases}$$

con

$$\chi = \begin{cases} 1 - r \operatorname{sen} \delta_k & \text{si } 0 \leq \delta_k \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{si } \delta_k > 90^\circ \end{cases}$$

En este caso, $\delta_k = 83,28^\circ < 90^\circ$, con lo que $\chi = 0,1172$ y $\delta_m = 93,27^\circ$

Fuerza de tensión por oscilación durante el cortocircuito

De acuerdo con la norma de referencia, la fuerza de tensión en cortocircuito, para conductores compuestos (haces), se calcula por:

$$F_t = 1,1 F_{st} (1 + \psi \varphi)$$

Donde:

F_{st} es la fuerza estática en el conductor.

φ es el parámetro de carga, que tiene en cuenta el esfuerzo combinado de peso y cortocircuito en función del tiempo de despeje frente al período de oscilación del conductor, y vale :

$$\varphi = \begin{cases} 3(\sqrt{1+r^2} - 1) & \text{si } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ 3(r \operatorname{sen} \delta_k + \cos \delta_k - 1) & \text{si } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

ψ es un parámetro que combina los dos factores de carga, ζ y φ , y que se calcula como una solución real de la ecuación :

$$\varphi^2 \psi^3 + \varphi (2 + \zeta) \psi^2 + (1 + 2\zeta) \psi - (2 + \varphi) \zeta = 0$$

Los resultados de las soluciones reales a esta ecuación, en función de los parámetros ζ y φ , se encuentran tabulados en la figura 7 de la Norma CEI 865-1.

En este caso, como $T_{kl} = 0,5 > T_{res}/4 = 0,2247$, $\varphi = 1,034$

Y con $\varphi = 1,034$, y $\xi = 0,121$, $\psi = 0,2098$

En estas condiciones,

$$F_t = 1,1 \cdot 6.624,8 \cdot (1 + 1,034 \cdot 0,2098) = 8.868,13 \text{ N}$$

Aproximación de conductores

El valor del desplazamiento máximo por oscilación en cortocircuito:

$$bh = CF * CD * bC \operatorname{sen} \delta_1, \quad \text{si } \delta_m \geq \delta_1$$

$$bh = CF * CD * bC \operatorname{sen} \delta_m, \quad \text{si } \delta_m < \delta_1$$

en donde CF es un factor experimental que cubre las variaciones de la curva de equilibrio del cable durante el defecto, y su valor es:

$$C_f = \begin{cases} 1,05 & \text{si } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1r & \text{si } 0,8 \leq r \leq 1,8 \\ 1,15 & \text{si } r \geq 1,8 \end{cases}$$

En este caso, con $r = 0,889$, $C_f = 1,0589$

El factor CD considera los aumentos de la flecha debidos a la elongación elástica y térmica y puede obtenerse por la expresión:

$$C_d = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \left(\frac{l}{b_c} \right)^2 (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_{th})}$$

La deformación elástica viene dada por:

$$\varepsilon_{ela} = (F_t - F_{st}) N$$

y la deformación térmica:

$$\varepsilon_{th} = \begin{cases} c_{th} \left(\frac{I_{k3}''}{nA_s} \right)^2 T_{res} / 4 & \text{si } T_{k1} \geq T_{res} / 4 \\ c_{th} \left(\frac{I_{k3}''}{nA_s} \right)^2 T_{k1} / 4 & \text{si } T_{k1} < T_{res} / 4 \end{cases}$$

Donde C_{th} = factor de dilatación térmica, que para el cable Rail (220 kV) vale $0,27 \cdot 10^{-18} \text{ m}^4/\text{A}^2\text{s}$, debido a que: Sección Al / Sección acero > 6.

Resolviendo en las expresiones anteriores se obtiene, dado que $T_{k1} > T_{res}/4$:

$$\varepsilon_{ela} = 1,381 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

$$\varepsilon_{th} = 0,908 \cdot 10^{-4} \text{ m}$$

y así, $C_d = 1,962 \text{ m}$

como : $\delta m = 93,27^\circ > 41,64^\circ$

$$bh = 1,0589 \cdot 1,962 \cdot 0,32 \cdot \sin 41,64^\circ = \mathbf{0,4417 \text{ m}}$$

Distancia mínima.

Distancia mínima entre conductores en cortocircuito:

$$D = a - bh * 2 - 0,4 = 4 - 2 \cdot 0,4417 - 0,4 = \mathbf{2,7166 \text{ m}}$$

Es por lo tanto apropiada la dimensión de 13,5 m de anchura de calle y la de separación entre conductores, 6 m, para cumplir los requisitos de aislamiento permanente y temporal, en los casos más desfavorables y para la configuración propuesta, dado que estamos muy por encima de los 1,55 m de distancia de aislamiento temporal recomendada por la CIGRE (International Council of Large Electric System).

ANEXO 2

Parte de la Normativa de Red Eléctrica para el cálculo de distancias mínimas DYED-3B.

DISTANCIAS DE AISLAMIENTO

Según el documento de Armonización HD-637 del CENELEC, las distancias eléctricas mínimas establecidas por Red Eléctrica en sus instalaciones son:

Tensión Nominal	Distancia mínima de aislamiento en el aire fase- tierra		Distancia mínima de aislamiento en el aire fase-fase	
	Conductor- estructura	Punta- estructura	Conductor- conductor (paralelos)	Punta- conductor
400 kV	2600 mm	3400 mm	3600 mm	4200 mm
220 kV	2100 mm		2100 mm	
132 kV	1300 mm			1300 mm
66 kV	630 mm			630 mm

Ilustración Anexo2.0-1: Tabla 3

Para estar dentro del lado de la seguridad y tener más margen de maniobra, se han elegido las distancias relacionadas con una tensión de 400 kV, cumpliendo así de forma segura las distancias a cumplir en el parque de 220 kV objeto de estudio de este proyecto.

- Estas distancias de aislamiento son válidas para instalaciones situadas a una altura menor de 1000 m sobre el nivel del mar; para alturas superiores se incrementará en el 1,25% por cada 100 m o fracción.
- Las distancias mínimas de aislamiento en el aire entre partes de una instalación que pudieran estar sometidas a oposición de fase deberán ser superiores en un 20% a los valores dados en la Tabla 3.
- Las distancias mínimas de aislamiento en el aire entre partes de una instalación que tienen distintos niveles de aislamiento asignados, serán un 125 % o más que las distancias de aislamiento en el aire para el nivel de aislamiento mayor.
- Si los conductores se balancean bajo la influencia de las fuerzas de cortocircuito, deben mantenerse al menos el 50% de las distancias mínimas de aislamiento en el aire de la Tabla 3.
- Si los conductores se balancean bajo la influencia del viento, deben mantenerse como mínimo el 75% de las distancias mínimas de aislamiento en el aire de la Tabla 3.
- En el caso de rotura de una cadena de aisladores en una cadena múltiple, deben mantenerse como mínimo el 75% de las distancias mínimas de aislamiento en el aire de la Tabla 3.

Caso particular de conductores tendidos:

Este tipo de conductores se verán sometidos bajo ciertas condiciones de defecto a movimientos de gran amplitud, los cuales, y durante algunos instantes, aproximan entre sí a los conductores de fase hasta unas distancias inferiores a las normalizadas.

Por consiguiente, es posible considerar unas distancias mínimas temporales de aislamiento inferiores a las normalizadas ya que debe tenerse en cuenta que:

1. Los tipos de sobretensiones a considerar son reducidos y sólo deben considerarse aquellas que pudieran ser simultáneas al propio defecto de cortocircuito y con más precisión al momento en el que los conductores se aproximan.
2. No es por lo tanto, necesario considerar sobretensiones de tipo rayo, ya que es altamente improbable que coincidan con un cortocircuito entre fases.
3. Por otro lado, la longitud de vano que experimenta la reducción de la distancia de aislamiento es pequeña, y su duración es muy reducida, de forma que la posibilidad de fallo se hace mínima.

Basándose en lo anterior, se adoptan las siguientes distancias de aislamiento temporal en conexiones tendidas:

Tensión nominal	Distancia mínima de aislamiento en el aire fase-tierra	Distancia mínima de aislamiento en el aire fase-fase
400 kV	1550 mm	1800 mm
220 kV	1100 mm	1100 mm
132 kV	650 mm	650 mm
66 kV	350 mm	350 mm

Ilustración Anexo2.0-2: Tabla 4.

Para estar dentro del lado de la seguridad y tener más margen de maniobra, se han elegido las distancias relacionadas con una tensión de 400 kV, cumpliendo así de forma segura las distancias a cumplir en el parque de 220 kV objeto de estudio de este proyecto.

Se ha tenido en cuenta los siguientes criterios para el cálculo de las distancias:

- Las distancias permiten el paso del personal y herramientas por todos los puntos del parque de intemperie bajo los efectos de tensión.
- Se permite el paso de vehículos de transporte y de elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos de calles en descargo.

No se ha tenido en cuenta el cumplimiento de las exigencias derivadas de trabajos de conservación de baja tensión. En estos casos, será necesario aumentar las distancias entre fases, con lo que el resto de las condiciones se cumplirán con mayor margen.

CRITERIOS BÁSICOS DE IMPLANTACIÓN

Para la definición de la implantación básica de las subestaciones se deberán cumplir satisfactoriamente los siguientes requisitos:

- Respetar las distancias de aislamiento.
- Permitir el paso del personal por todo el parque bajo los elementos en tensión.
- Guardar una distancia mínima entre aparatos para facilitar el desplazamiento de personal y herramientas.
- Permitir el paso de vehículos por los viales, con los gálibos estipulados, bajo elementos en tensión.

- Permitir el acceso de los medios de elevación y transporte necesario para mantenimiento, a las posiciones en descargo.
- Distancias de seguridad necesarias para mantenimiento.
- Todos estos requisitos deberán cumplirse para todos los tipos de aparamenta que habitualmente instala Red Eléctrica. La disposición de los aparatos que se consideran se incluye en los planos DYEs de planta y secciones generales, así como sus distancias principales.

No se considerarán las exigencias adicionales que requieren los trabajos de mantenimiento en tensión. Para el caso de que se prevea la necesidad de realizar estos trabajos de mantenimiento en tensión, bastará con aumentar las distancias entre fases respecto a la disposición física establecida para el caso anterior; el resto de condicionantes se seguirán cumpliendo con un margen mayor.

PARÁMETROS BÁSICOS QUE DEFINEN LA IMPLANTACIÓN

Se definen en este apartado las distancias y modulación para el caso en que no se requiera efectuar trabajos de mantenimiento en tensión. A continuación se verifica que las distancias establecidas permiten cumplir con los requisitos establecidos en el apartado anterior.

Distancias entre ejes de aparellaje:

Tensión Nominal	Distancia entre ejes de aparellaje	Distancia entre fases de barras principales
400 kV	5000 mm	5000 mm
220 kV	4000 mm	3500 mm
132 kV	3000 mm	3000 mm
66 kV	2000 mm	1500 mm

Ilustración Anexo2-0-3: Tabla 9

Esta distancia tiene en cuenta la distorsión del campo creado por las fases en los polos del aparellaje, que modifica las distancias de aislamiento en la Tabla 3. La elección de las distancias entre ejes deja un suficiente margen para los polos. Esta distancia es suficiente debido a que los más voluminosos son también los que más se aproximan a la configuración anillo-anillo (conductor-conductor).

Distancia entre ejes de conductores tendidos:

Tensión Nominal	Distancia entre ejes de conductores tendidos
400 kV	6000 mm
220 kV	4000 mm (5000 mm)
132 kV	3500 mm
66 kV	2750 mm

Ilustración Anexo2-0-4: Tabla 10.

La adopción de esta distancia entre ejes de tendido permite mantener la distancia entre fases de la Tabla 3, para configuración de conductores paralelos, considerando posibles aproximaciones entre ellos debidos a esfuerzos del viento. Las distancias de aislamiento temporal que se deben considerar en el caso de aproximación de conductores debido a esfuerzos electrodinámicos producidos por corrientes de cortocircuito también se respetan con esta separación entre conductores.

Ancho de calle:

Tensión Nominal	Ancho de calle
400 kV	20000 mm
220 kV (doble barra)	13500 mm (16500 mm)
220 kV (interruptor y medio)	15500 mm (16500 mm)
132 kV	12000 mm
66 kV	9000 mm

Ilustración Anexo2-0-5: Tabla 11.

El ancho de las calles de 220 kV para configuración de interruptor y medio es mayor con el fin de dejar suficiente espacio entre las calles para la implantación de las cassetas de relés.

Adoptando esta modulación y teniendo en cuenta las distancias de la Tabla 9 y Tabla 10, se respetan las distancias fase-tierra entre los conductores de conexión de aparatos y la estructura metálica de los pórticos. Considerando un semiancho de la columna del pórtico de 0,25 m y dejando un margen de 0,5 m para los polos de aparellaje y elementos de amarre y derivación, se tienen las siguientes distancias:

Tensión Nominal	Distancia fase extrema aparamenta- estructura a eje	Distancia fase extrema-estructura efectiva
400 kV	5000 mm	5000- 500- 250 = 4250 > 3400
220 kV (doble barra)	2750 mm (3250 mm)	2750- 500- 250 = 2000 > 2100
220 kV (interruptor y medio)	3750 mm	3750- 500- 250= 3000 > 2100
132 kV	3000 mm	3000- 500- 250= 2250 > 1300
66 kV	2500 mm	2500- 500- 250= 1750 > 630

Altura de los embarrados de conexión entre aparatos:

Tensión Nominal	Altura embarrados de conexión
400 kV	7500 mm
220 kV	6000 mm
132 kV	4500 mm
66 kV	4000 mm

Ilustración Anexo2-0-6: Tabla 12.

Estas alturas permiten la circulación de personal por toda la subestación y circulación de vehículos, según el gálibo establecido, bajo elementos en tensión.

Con esta disposición, los elementos en tensión quedan siempre a una altura superior a la indicada en la Tabla 7 sobre la cabeza de los operarios. Por otra parte se cumple para toda la aparamenta, que el zócalo metálico de los aisladores, puesto a tierra, queda a una altura sobre el suelo superior a 2,3 m.

Se permiten los siguientes gálibos, respetando las distancias entre partes en tensión y cualquier punto del pasillo de circulación, con un margen de 10 cm para tener en cuenta el diámetro del tubo y su flecha. En caso de utilizar cable flexible para la conexión entre aparatos habrá que estudiar en cada proyecto si es preciso reducir la altura del gálibo para compensar la flecha del cable.

Tensión Nominal	Altura libre gálibo
400 kV	4000 mm
220 kV	3500 mm
132 kV	3000 mm
66 kV	3000 mm

Ilustración Anexo2-0-7: Tabla 13.

Altura de embarrados principales:

Tensión Nominal	Altura embarrados principales
400 kV	13500 mm
220 kV	10500 mm
132 kV	7500 mm
66 kV	6000 mm

Ilustración Anexo2-0-8: Tabla 14.

Con ello se respeta la distancia entre fases y punta-conductor para el caso de 400 kV entre embarrados altos y conexiones de aparatos.

También se permite efectuar trabajos de mantenimiento en las conexiones bajo el embarrado principal sin necesidad de dejar las barras principales fuera de servicio.

Sin embargo, no se permitirán trabajos de mantenimiento sobre las tijeras del pantógrafo sin descargar las barras principales.

Altura de tendidos altos :

Tensión Nominal	Altura tendidos altos
400 kV	20450 mm
220 kV	14950 mm
132 kV	10950 mm
66 kV	8950 mm

Ilustración Anexo2-0-9: Tabla 15.

Para estos tendidos se considerará una flecha máxima dentro de la subestación del 3% de la longitud del vano (aprox. 1,4 m para 400 kV; 1,2 m para 220 kV; 0,9 m para 132 kV y 0,5 m para 66 kV).

Con estas alturas se respetan con margen suficiente las distancias de aislamiento entre fases, incluso en el supuesto de que los embarrados altos se situasen bajo la vertical del punto de flecha máxima del tendido.

Los trabajos de mantenimiento sobre los embarrados principales se pueden realizar sin necesidad de descargo de los tendidos altos, respetándose los condicionantes de seguridad para trabajos de mantenimiento, según los cuales se define un volumen de trabajo cuyo límite superior se establece 1 m por encima del plano de trabajo. La distancia desde cualquier elemento en tensión al volumen de trabajo debe ser superior a las distancias de la Tabla 3.

Tensión Nominal	Margen de distancia para trabajos
400 kV	$20450 - 1400 - 13500 - 1000 = 4550 > 3400$
220 kV	$14950 - 1200 - 10500 - 1000 = 2250 > 2100$
132 kV	$10950 - 900 - 7500 - 1000 = 1550 > 1300$
66 kV	$8950 - 500 - 6000 - 1000 = 1450 > 630$

El mismo razonamiento se puede aplicar a la realización de trabajos de mantenimiento sobre las conexiones entre aparatos, considerando una flecha del tubo de las barras de 100 mm.

Tensión Nominal	Margen de distancia para trabajos
400 kV	$13500 - 100 - 7500 - 1000 = 4550 > 3400$
220 kV	$10500 - 100 - 6000 - 1000 = 3400 > 2100$
132 kV	$7500 - 100 - 4500 - 1000 = 1900 > 1300$
66 kV	$6000 - 100 - 4000 - 1000 = 900 > 630$

Si por el tipo de disposición física no fuera necesario prever paso de vehículos bajo elementos en tensión se podría disminuir la altura de los embarrados.

Distancias entre aparatos sobre ejes de aparellaje:

Estas distancias están definidas en los planos DYES de plantas generales y secciones, de modo que se mantenga una distancia libre mínima entre soportes de 2 m. Para los aparatos situados a ambos lados de los viales se respetará una distancia mínima de 0,5 m a ambos lados del pasillo de circulación de vehículos.

Viales:

Los viales de la subestación tendrán los siguientes anchos:

Principal o de acceso al edificio de control 5 m

Perimetrales 4 m

Interiores 3 m

Los encuentros tendrán un radio mínimo de 5 m.

En todos los viales se mantendrán una distancia mínima de 0,5 m entre el borde del vial y la estructura, aparcamiento o cualquier parte saliente de la misma.

En cualquier caso se mantendrán las distancias mínimas de la Tabla 3 entre cualquier elemento en tensión y el volumen definido por el gálibo.