

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**MEJORA DE LAS TENSIONES Y LA CAPACIDAD DE
TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA CENTRO SUR DE
500KV MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE
BANCOS DE COMPENSACIÓN EN SERIE**

**PRESENTADO POR:
JORDAN DARWIN BLANCAS SÁNCHEZ**

PROMOCIÓN 2014- I

LIMA-PERÚ

2015

DEDICATORIA

A mi hermanita Milagros, por ser la motivación para realizar el presente trabajo.

A mi Hermano Frans, por la comprensión y tolerancia que me brinda.

A mis padres, quienes a pesar de las dificultades, me brindaron el apoyo para culminar con éxito mi carrera universitaria.

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Freddy Saravia Poicón por su asesoramiento y orientación a la elaboración de la presente tesis.

A la empresa y personal de Abengoa Perú – Omega Perú Operación y Mantenimiento S.A y a todos los que me brindaron las facilidades que han permitido el exitoso desarrollo del presente trabajo.

A la FIM -UNI, por brindarme las herramientas necesarias para enfrentarme a un mundo cada vez más competitivo.

INDICE

| | |
|--|----------|
| PRÓLOGO | 1 |
| CAPITULO I | |
| INTRODUCCIÓN..... | 4 |
| 1.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO | 6 |
| 1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO | 7 |
| 1.2.1 OBJETIVO PRINCIPAL | 7 |
| 1.2.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS..... | 7 |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO..... | 8 |
| 1.4 ALCANCES DEL PROYECTO | 8 |
| CAPITULO II | |
| LA DEMANDA ELÉCTRICA Y LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | 9 |
| 2.1 LA DEMANDA Y LOS PLANES DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN 2013-2022 DEL COES | 9 |
| 2.1.1 Marco legal..... | 10 |
| 2.1.2 Metodología y proyección de la demanda | 10 |
| 2.1.2.1 Demanda Vegetativa o Económética..... | 10 |
| 2.1.2.2 Demanda de grandes cargas | 11 |
| 2.1.2.3 Proyección de la demanda global del SEIN | 13 |
| 2.1.3 Plan de Transmisión para el año 2022 | 16 |
| 2.1.3.1 Metodología | 17 |
| 2.1.3.2 Opciones y Planes de expansión | 21 |
| 2.1.3.3 Simulaciones y Cálculo de Atributos para Nudos | 25 |
| 2.1.3.4 Análisis de confiabilidad N-1..... | 26 |
| 2.1.3.5 Descripción de los Proyectos Propuestos en el Plan 2013 – 2022 .. | 27 |
| 2.1.2.6 Estudios eléctricos | 35 |
| 2.1.2.7 Simulación en Estado Estacionario | 36 |
| 2.1.2.8 Consolidado del Plan de transmisión 2022 | 37 |
| 2.1.2.9 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500kV del SEIN..... | 39 |
| 2.2 EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO MANTARO- COTARUSE - SOCABAYA DE 220KV..... | 40 |
| 2.2.1 Antecedente:..... | 40 |
| 2.2.2 Ubicación | 41 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 2.2.3 | Características de la línea de transmisión..... | 43 |
| 2.3 | LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN COMO COMPONENTE DE COBERTURA DE DEMANDA..... | 45 |
| 2.3.1 | Generación y Demanda de Energía..... | 45 |
| 2.3.2 | Capacidad de transmisión para un uso óptimo. | 48 |
| 2.3.2.1 | Construcción de nuevas líneas | 48 |
| 2.3.2.2 | Ampliación de líneas existentes | 49 |
| 2.3.2.3 | Uso pleno de la capacidad de transmisión | 49 |
| 2.4 | EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO CHILCA-POROMA-OCOÑA-MONTALVO DE 500KV..... | 50 |
| 2.4.1 | S.E. Chilca Nueva 500kV | 51 |
| 2.4.2 | S.E. Poroma 500/220kV | 53 |
| 2.4.3 | S.E. Marcona 220kV..... | 54 |
| 2.4.4 | S.E. Ocoña 500kV | 55 |
| 2.4.5 | S.E. Montalvo 500/220kV..... | 56 |
| 2.4.6 | S.E. Moquegua 220kV..... | 57 |
| 2.4.7 | Recorrido De Las Líneas De Transmisión | 58 |
| 2.4.8 | Parámetros Eléctricos De Las Líneas Del Sistema De ATS..... | 60 |
| 2.4.9 | Descripción Del Tipo De Equipamiento De Subestaciones | 60 |
| 2.4.9.1 | Equipos de 220kV..... | 61 |
| 2.4.9.2 | Equipos de 500kV..... | 61 |
| 2.4.9.3 | Características de los Interruptores..... | 62 |
| 2.4.10 | Características de los Seccionadores de Línea y Barra..... | 63 |
| 2.4.11 | Características de los Transformadores de Medida | 64 |
| 2.4.11.1 | Transformadores de Corriente del Tipo Columna..... | 64 |
| 2.4.11.2 | Transformadores de Tensión | 65 |
| 2.4.12 | Características de los Pararrayos | 65 |
| 2.4.13 | Características de los Autotransformadores de Potencia..... | 66 |
| 2.4.14 | Características del Sistema de Compensación..... | 68 |
| 2.4.14.1 | Compensación Reactiva Shunt | 68 |
| 2.4.14.2 | Sistema de Compensación Serie | 69 |
| 2.4.15 | Sistema de Control | 69 |
| 2.4.15.1 | Nivel 0..... | 70 |
| 2.4.15.2 | Nivel 1 | 70 |
| 2.4.15.3 | Nivel 2..... | 70 |
| 2.4.15.4 | Nivel 3..... | 71 |
| 2.4.16 | Sistema de Protección | 72 |
| 2.4.16.1 | Sistema de Protección de Líneas 500kV..... | 72 |
| 2.4.16.2 | Protección Principal en 500kV | 72 |
| 2.4.16.3 | Sistema De Protección De Barras..... | 75 |
| 2.4.16.4 | Sistema de protección de los Reactores | 76 |
| 2.4.16.5 | Sistema de protección de Autotransformador..... | 76 |
| 2.4.17 | Sistema de Medición | 77 |
| 2.4.18 | Descripción de los sistemas de telecontrol, telemundo y adquisición de datos y su enlace con el sistema del COES..... | 77 |

| | |
|--|------------|
| 2.4.19 Descripción del sistema de comunicaciones | 78 |
| 2.4.19.1 Subsistema de fibra óptica | 78 |
| 2.4.19.2 Subsistema de onda portadora | 79 |
| 2.4.20 Sistema de Puesta a Tierra en las Subestaciones | 79 |
| 2.5 LA PROBLEMÁTICA DE EQUILIBRIO OFERTA DEMANDA EN ÁREAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO | 80 |
| 2.5.1 Modelos de coordinación..... | 80 |
| CAPITULO III | |
| DESCRIPCIÓN DEL BANCO DE COMPENSACIÓN EN SERIE | 86 |
| 3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN..... | 87 |
| 3.1.1 Componentes de los Bancos de compensación serie de ATS..... | 91 |
| 3.1.1.1 Unidades Capacitivas | 92 |
| 3.1.1.2 MOV – Varistor de óxido metálico | 96 |
| 3.1.1.3 Interruptor de desvío– Bypass | 98 |
| 3.1.1.4 GAP | 99 |
| 3.1.1.5 Circuito de Amortiguamiento | 99 |
| 3.1.1.6 Transformadores de corriente | 100 |
| 3.1.1.7 Plataforma del BCS – Estructura de soporte..... | 101 |
| 3.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL BCS | 103 |
| 3.2.1 Identificación de la ubicación de los BCS en el Sistema ATS..... | 103 |
| 3.2.2 Banco de Compensación en Serie Fuera de Servicio | 104 |
| 3.2.2.1 Bypass Permanente (Permanent Lockout) | 104 |
| 3.2.2.2 Bypass Temporal (Temporary Bypass) | 104 |
| 3.2.3 Banco de Compensación en Servicio..... | 105 |
| 3.2.3.1 Inserción | 105 |
| 3.2.3.2 Conexión del BCS..... | 108 |
| 3.2.4 BCS en Servicio | 111 |
| 3.2.5 Funcionamiento ante Falla | 112 |
| 3.2.5.1 Actuación del MOV | 113 |
| 3.2.5.2 Actuación del Spark Gap | 114 |
| 3.2.6 Control del Banco de Compensación en Serie | 123 |
| 3.2.7 Caso real de funcionamiento y maniobras de operación | 124 |
| 3.2.8 Caso Real de Funcionamiento ante Falla..... | 129 |
| 3.2.8.1 Descripción de la falla | 129 |
| 3.2.8.2 Registros Oscilográficos | 130 |
| CAPITULO IV | |
| ESTUDIO ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA L-5032 SIN BCS | 131 |
| 4.1. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA | 131 |
| 4.1.1 Parámetros de la Línea L-5032 | 131 |
| 4.1.1.1 Características del conductor ACAR | 132 |
| 4.1.2 Modelo π para Línea con Parámetros Distribuidos | 133 |

| | | |
|--------------|--|------------|
| 4.1.3 | Constantes ABCD de la línea de transmisión..... | 141 |
| 4.1.4 | Flujo de potencia a través de una línea de transmisión | 142 |
| 4.1.5 | Criterios de Estabilidad Permanente | 144 |
| 4.1.6 | Estabilidad de Ángulo | 145 |
| 4.1.7 | Estabilidad de Tensión..... | 147 |
| 4.1.7.1 | Factores que causan inestabilidad de Tensión..... | 148 |
| 4.1.7.2 | Medidas de control..... | 149 |
| 4.1.8 | Cálculo matemático del flujo de potencia en la L-5032 sin BCS | 149 |
| 4.1.9 | Curvas de Estabilidad obtenidas..... | 152 |
| 4.2 | SIMULACIÓN CON SOFTWARE DIGSILENT..... | 154 |
| 4.2.1 | Breve descripción del Software..... | 154 |
| 4.2.2 | Base de datos para el cálculo..... | 155 |
| 4.2.3 | Parámetros encontrados con DigSILENT | 156 |

CAPITULO V

| | |
|--|------------|
| ESTUDIO ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA L-5032 CON BCS | 162 |
| 5.1 CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS..... | 162 |
| 5.1.1 Influencia de la implementación de BCS en líneas de transmisión | 163 |
| 5.1.1.1 Regulación de tensión en estado estable y aumento del límite de colapso de tensión..... | 164 |
| 5.1.1.2 Aumentar la capacidad de transferencia de energía por el aumento del límite de estabilidad transitoria | 165 |
| 5.1.1.3 Mejora el equilibrio de energía reactiva. | 167 |
| 5.1.1.4 Aumento de la capacidad de transferencia de potencia | 168 |
| 5.1.2 Cálculo matemático del Flujo de Potencia en la L-5032 considerando la implementación del BCS-5382..... | 170 |
| 5.1.3 Curvas de Estabilidad Obtenidas | 175 |
| 5.2 SIMULACIÓN CON SOFTWARE DIGSILENT..... | 177 |
| 5.2.1 Parámetros encontrados con DigSILENT | 177 |
| 5.2.2 Comparación y análisis de las curvas obtenidas..... | 182 |

CAPITULO VI

| | |
|--|------------|
| CAMBIOS REQUERIDOS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN | 187 |
| 6.1 AJUSTES EN LOS RELÉS SIN BCS..... | 187 |
| 6.1.1 Estudio de las Principales Funciones de Protección de Líneas de Transmisión en 500kV | 187 |
| 6.1.1.1 Protección Diferencial | 188 |
| 6.1.1.2 Protección de Sobrecorriente | 190 |
| 6.1.1.3 Protección de Distancia | 197 |
| 6.1.2 Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Chilca..... | 214 |

| | | |
|-----------------------------|---|------------|
| 6.1.2.1 | Protección Diferencial (PDIF, 87L) | 215 |
| 6.1.2.2 | Protección de distancia (PDIS, 21)..... | 221 |
| 6.1.2.3 | Protección de Sobrecorriente..... | 248 |
| 6.1.2.4 | Breaker Failure (RBRF, 50BF) | 250 |
| 6.1.2.5 | Protección de Tensión | 253 |
| 6.1.2.6 | Esquema de Comunicación | 253 |
| 6.1.2.7 | Control | 254 |
| 6.1.3 | Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Poroma | 256 |
| 6.1.3.1 | Protección Diferencial | 256 |
| 6.1.3.2 | Protección de distancia (PDIS, 21)..... | 257 |
| 6.1.3.3 | Protección de Sobrecorriente..... | 270 |
| 6.1.3.4 | Breaker Failure (RBRF, 50BF) | 271 |
| 6.1.3.5 | Protección de Tensión | 272 |
| 6.1.3.6 | Esquema de Comunicación | 273 |
| 6.1.3.7 | Control | 273 |
| 6.2 | MODIFICACIONES EN LOS AJUSTES DE LOS RELÉS CON BCS | 274 |
| 6.2.1 | Influencia del BCS en las Principales Funciones de Protección | 274 |
| 6.2.1.1 | Inversión de tensión | 275 |
| 6.2.1.2 | Inversión de corriente..... | 278 |
| 6.2.1.3 | Impedancias aparentes e influencia del MOV | 281 |
| 6.2.2 | Modificación de Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Chilca | 286 |
| 6.2.2.1 | Protección Diferencial | 286 |
| 6.2.2.2 | Protección de distancia (PDIS, 21)..... | 288 |
| 6.2.2.3 | Protección de Sobrecorriente..... | 307 |
| 6.2.2.4 | Breaker Failure (RBRF, 50BF) | 309 |
| 6.2.2.5 | Esquema de Comunicación | 310 |
| 6.2.2.6 | Control | 310 |
| 6.2.3 | Modificación de Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Poroma | 312 |
| 6.2.3.1 | Protección Diferencial | 312 |
| 6.2.3.2 | Protección de distancia (PDIS, 21)..... | 313 |
| 6.2.3.3 | Protección de Sobrecorriente..... | 327 |
| 6.2.3.4 | Breaker Failure (RBRF, 50BF) | 329 |
| 6.2.3.5 | Esquema de Comunicación | 330 |
| 6.2.3.6 | Control | 330 |
| CONCLUSIONES..... | | 332 |
| RECOMENDACIONES..... | | 336 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 337 |
| PLANOS | | 362 |
| APÉNDICE | | 363 |

PRÓLOGO

Como parte del proceso de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) se construyó la línea de Transmisión en 500kV, entre las subestaciones Chilca, Poroma, Ocoña y Montalvo y que dicha operación y mantenimiento fue entregada a la empresa Abengoa Transmisión Sur (ATS) el año 2012. De esta manera la Dirección General de Electricidad autoriza la Operación Comercial de la línea de transmisión en dos etapas: Sin el Banco de Compensación y con los Bancos de Compensación. Para tal finalidad se elaboraron Estudios de Operatividad para ambas condiciones, lo cual es el punto de partida para la elaboración de la presente tesis, debido a que las condiciones de operación varían al implementarse los Bancos de Compensación.

Bajo estas condiciones, se ha creído oportuno realizar la comparación entre ambos puntos de operación, para comprender el funcionamiento del Banco de Compensación en 500kV, por ser una nueva experiencia en el transporte de energía en el Perú.

De esta manera, para mejorar la comprensión del tema, la presente tesis se ha estructurado de la siguiente manera:

En el **Capítulo I** se describe la introducción, los antecedentes, objetivos, justificación y el alcance de la tesis.

En el **Capítulo II** se presenta el estudio de la demanda eléctrica y los planes de generación y transmisión para el periodo 2013-2022 propuesto por el COES, donde se hace evidente la importancia del sistema de transmisión estudiado en la presente tesis. Se realiza la descripción del sistema de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socavaya de 220kV y se estudia la capacidad de transmisión para cubrir la demanda existente, para luego describir el sistema de transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de 500kV. También se analiza la problemática de equilibrio entre oferta y demanda.

En el **Capítulo III** se describe una de las características más resaltantes del sistema de transmisión de ATS: Los Bancos de Compensación en Serie. Se describen sus componentes y el funcionamiento, pues son los únicos Bancos de Compensación en Serie en 500kV de todo el sistema de transmisión del país.

En el **Capítulo IV** se realiza el estudio de los parámetros de la línea L-5032, la cual pertenece al sistema de ATS, sin la implementación del Banco de Compensación correspondiente BCS-5382, ubicado en la subestación Poroma. Estos parámetros serán constatados con el software DigSilent, especializado en Sistemas de Potencia.

El **Capítulo V** detalla la modificación de parámetros eléctricos de la línea L-5032 cuando el Banco de Compensación BCS-5382 es puesto en servicio, y se realiza la constatación de los mismos utilizando el software DigSilent.

Finalmente en el **Capítulo VI** se describe y detalla los cambios necesarios en la configuración de la lógica de operación de los relés de protección de la línea L-5032 tras la implementación en serie del Banco de Compensación.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La necesidad de reducir las pérdidas de energía eléctrica, llevaron a la utilización de 500kV como nuevo nivel de tensión en el país para el transporte de energía eléctrica a grandes distancias. Es así que en el año 2010 se marca un hito en el Perú al inaugurarse la línea L-5001 de 500 kV (Chilca – Carabayllo), dando inició así a la operación de sistemas de transmisión de Extra Alta Tensión en el país, pues posteriormente se logró la puesta en servicio del sistema de transmisión eléctrica Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de la empresa Abengoa Transmisión Sur (ATS).

En este nuevo nivel de tensión en el país, se debe considerar que las líneas de transmisión de 500 kV constituyen una infraestructura con gran capacidad de transporte de potencia (del orden de hasta 1.500 MVA aproximadamente), en comparación con una capacidad de 250MVA aproximadamente en 220 kV. Sin embargo, la operación en 500kV incrementa los fenómenos transitorios del sistema, como por ejemplo:

- El Efecto Ferranti, que se presenta mediante un valor de tensión elevada y permanente en el extremo abierto de la línea con relación al nivel de tensión en el extremo cerrado (generación), es más notorio en líneas en 500 kV.
- Los Desbalances de tensión y corriente, también se incrementan.

- Incremento de las corrientes Inrush, que se manifiesta cuando se energizan los equipos de transformación y que es influenciado por la potencia del propio equipo, requiere de mejores y mayores precauciones para ser despejado.
- El fenómeno de Resonancia en Líneas de Transmisión Compensadas de Extra Alta Tensión, que se debe a las altas capacitancias e inductancias de los conductores y reactores limitadores de corriente.

Por otra parte, con la construcción del sistema de transmisión de ATS, se implementaron los primeros Bancos de Condensadores para 500kV en el país. Equipos que están conectados en serie con las líneas de transmisión y que brindan ventajas operativas, como son:

- Reducción de la caída de tensión en la línea de transmisión.
- Limitación de las caídas de tensión con carga elevada.
- Aumento de la capacidad de transmisión.
- Reducción del ángulo de transmisión y aumento de la estabilidad del sistema.

Estas ventajas en la operación del sistema, como también la oportunidad de ser parte de esta nueva experiencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional constituyen los motivos de investigación de la presente tesis titulada: “Mejora de las tensiones y la capacidad de transmisión en el sistema centro sur de 500kV mediante la implementación de Bancos de Compensación en Serie”.

1.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Desde el inicio de la operación comercial de la línea de transmisión Chilca-Carabayllo de 500kV se comenzó a estudiar las características y fenómenos asociados a la operación y el mantenimiento de líneas de transmisión en este nivel de tensión, pues en 500kV se evidencia incrementos de los fenómenos transitorios del sistema, como por ejemplo:

- El Efecto Ferranti, que se presenta mediante un valor de tensión elevada y permanente en el extremo abierto de la línea con relación al nivel de tensión en el extremo cerrado (generación), es más notorio en líneas en 500 kV.
- Los Desbalances de tensión y corriente, también se incrementan.
- Incremento de las corrientes Inrush, que se manifiesta cuando se energizan los equipos de transformación y que es influenciado por la potencia del propio equipo, requiere de mejores y mayores precauciones para ser despejado.
- El fenómeno de Resonancia en Líneas de Transmisión Compensadas de Extra Alta Tensión, que se debe a las altas capacitancias e inductancias de los conductores y reactores limitadores de corriente.

Por otra parte, este primer sistema en 500kV en el país, brindó experiencia y criterios para las configuraciones en los sistemas de protección, sin embargo, no consiguió brindar la experiencia necesaria en cuanto a operación de líneas compensadas en serie, puesto que la línea Chilca-Carayllo no cuenta con bancos de condensadores.

Fue necesario recurrir a los estudios de operación del COES y las experiencias que contemplan bancos de condensadores para niveles de tensión en 220kV y adaptarlos a los sistemas compensados en serie para un nivel de tensión en 500kV, estudios y experiencias que son vertidas en la presente tesis.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.2.1 OBJETIVO PRINCIPAL

- Analizar la mejora de la capacidad de transmisión de energía eléctrica de la línea de transmisión Chilca-Poroma (L-5032) de 500kV al conectar el BCS de la subestación Poroma, perteneciente al Sistema de Transmisión Centro Sur (Chilca-Montalvo).
- Identificar los elementos, funcionamiento y el control de los sistemas de compensación en serie en líneas de transmisión de 500 kV.
- Identificar los cambios que se requieren en los sistemas de protección de la línea de transmisión Chilca-Poroma para adecuarse a la implementación de los sistemas de compensación en serie.

1.2.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS

- Complementar y corroborar de manera práctica y real, los principios teóricos obtenidos en los estudios de pregrado.
- Brindar información de la nueva experiencia de Operación de Líneas de Transmisión en el SEIN con nivel de tensión de 500kV.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Resulta importante conocer el comportamiento de todo sistema, equipo o instrumento nuevo. Tal principio, no puede ser excluyente en el caso del Sistema de Transmisión Eléctrico peruano.

Al ser la primera experiencia de implementación de Bancos de Compensación en Serie para líneas de Transmisión en el Perú, la presente tesis constituye, sin duda alguna, la base de una vasta fuente de información para el estudio y análisis del Sistemas de Transmisión Eléctrica en 500kV. Pues, según los estudios de planificación, se estima que para el año 2024 el SEIN contará con un sistema de transmisión de 500 kV con alcance geográfico cercano a las fronteras de varios de los países vecinos, y con oferta de generación suficiente que permitan tener capacidad de intercambio de electricidad con esos países, conforme a los acuerdos binacionales o regionales a los que se arribe.

1.4 ALCANCES DEL PROYECTO

La tesis desarrolla la descripción del Sistema de Transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de 500kV para un brindar un mejor panorama tema, sin embargo, la tesis está enfocada en la determinación y comprobación de los parámetros eléctricos de la línea L-5032, línea de transmisión entre las subestaciones Chilca-Poroma, durante las dos etapas de Operación Comercial del sistema: Sin el Banco de Compensación y con el Banco de Compensación, el cual tiene la denominación de BCS-5382.

CAPITULO II

LA DEMANDA ELÉCTRICA Y LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

2.1 LA DEMANDA Y LOS PLANES DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN 2013-2022 DEL COES

Para desarrollar y analizar futuros, planes y escenarios, se dividi el sistema eléctrico en zonas eléctricas, conformadas por nodos que mantienen una coherencia en el comportamiento eléctrico y angular. Por ello, dadas las características geográficas del SEIN, se identifican claramente tres zonas diferenciadas, unidas por enlaces de transmisión:

- **Norte** (desde Chimbote hasta el extremo norte),
- **Centro** (desde Paramonga hasta Mantaro y Marcona),
- **Sur** (desde Cotaruse hasta el extremo sur).

Considerando estas zonas, la secuencia que se siguió para la elaboración del Plan de transmisión para el año 2022 fue: realizar un diagnóstico, plantear opciones o planes planes y su evaluación. De esta manera el plan elegido representa el más “Robusto” ante las incertidumbres presentadas (demanda, oferta, hidrología, precios de combustibles y costos de inversión). A continuación se describe el plan de generación y transmisión del año 2013-2022.

2.1.1 Marco legal

- **Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley N° 28832, julio 2006)**

Asigna al COES la función de elaborar la propuesta del plan de transmisión, señalando como de interés público.

- **Reglamento de transmisión (DS N° 027-2007-EM, mayo 2007)**

Establece los objetivos, alcances y contenido del plan de transmisión.

Indica la secuencia de actividades y las fechas para la elaboración del informe de diagnóstico y el plan de transmisión.

- **Criterios y metodología para la elaboración del plan de transmisión (RM N° 129-2009-MEM/DM, marzo 2009, la norma)**

Establece los criterios y metodología para la elaboración y actualizaciones del plan de transmisión.

2.1.2 Metodología y proyección de la demanda

La proyección de la demanda del SEIN está basada en el pronóstico de dos componentes importantes: la demanda vegetativa y la demanda de grandes cargas (cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos).

2.1.2.1 Demanda Vegetativa o Econométrica

La proyección de la demanda económica toma en cuenta las siguientes variables:

- Ventas históricas de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) desde el año 1981 al 2009.
- Pronóstico del Producto Bruto Interno (PBI) desde el año 2010–2022.
- Serie histórica de la Población y su estimación 2010 - 2022.

- Valores históricos de la tarifa al cliente final para el periodo 1981–2009.
- Para los años 2010 – 2022 se ha supuesto que la tarifa se mantenga en el valor de la tarifa estimada del año 2009.

2.1.2.2 Demanda de grandes cargas

La proyección de la demanda de grandes cargas está conformada por la contribución de tres grandes cargas importantes:

2.1.2.2.1 Cargas especiales

Son aquellas cargas que fueron excluidas del modelo econométrico y son cuantificadas por separado tanto en su historia como en sus estimaciones, ver tabla 2.1.

| Item | Cargas Especiales |
|-------------|--|
| 1 | Southern |
| 2 | Ex – Centromin |
| 3 | Cerro Verde (Socabaya) |
| 4 | Antamina |
| 5 | Yanacocha (Incluye Gold Mill) |
| 6 | Shougang Hierro Perú |
| 7 | Cerro Verde |
| 8 | Tintaya BHP (incluye Planta de Óxidos) |
| 9 | Callalli |
| 10 | Ampliación de Refinería Cajamarquilla |
| 11 | San Rafael |
| 12 | Cementos Yura |
| 13 | Huarón |
| 14 | Cerro Corona (Gold Fields - la Cima) |
| 15 | Ampliación de Aceros Arequipa |

Tabla N° 2.1: Lista de cargas especiales

2.1.2.2.2 Cargas incorporadas

Este grupo está conformado por aquellas demandas que con el tiempo han sido incluidas al SEIN, tales como subsistemas, autoproductores, etc.

2.1.2.2.3 Proyecto de grandes cargas

Conformada por todos los nuevos proyectos que se tiene para el horizonte de proyección cuyos valores de demanda son obtenidos de manera directa mediante encuestas a los propietarios y promotores de dichos proyectos, ver tabla 2.2.

| Principales proyectos de grandes cargas | Zona |
|--|-------------|
| Proyecto Tía María | sur |
| Ampliación Quimpac (Oquendo) | centro |
| El Brocal (Colquijirca) | centro |
| Ampliación Shougang Hierro Perú | centro |
| Ampliación Antamina | centro |
| Expansión de la concentradora Cuajone | sur |
| Ampliación de la concentradora Toquepala | sur |
| Bayovar | norte |
| Ampliación Cemento Andino | centro |
| Toromocho | centro |
| Minas Conga | norte |
| Chaquicocha Sur Mill | norte |
| Yanacocha Verde | norte |
| Antapacay | sur |
| Ampliación de la Fundición de ILO y refinería de cobre | sur |
| Marcobre (Mina Justa) | centro |
| Las Bambas (Apurímac) | sur |
| Constancia | sur |
| Los Chancas (Apurímac) | sur |
| Quechua | sur |
| Galen | norte |
| La Granja | norte |
| Quellaveco | sur |
| Mina Chapi | sur |

| | |
|------------------|--------|
| Hierro Apurimac | sur |
| Río Blanco | norte |
| Hilarion | centro |
| Pukaqaqa (Milpo) | centro |

Tabla N° 2.2: Lista de principales proyectos considerados.

2.1.2.3 Proyección de la demanda global del SEIN

Para la elaboración de la proyección de la demanda se utilizó la información enviada por los agentes del SEIN, a solicitud del COES, dicha información contiene:

- Registros históricos de medidores de energía de cada 15 minutos del año 2009 de los principales usuarios libres y usuarios regulados.
- Requerimientos de energía y potencia de los principales usuarios libres del SEIN para el periodo 2013 – 2022.
- En el caso de nuevos proyectos de demanda se solicita información sobre sus requerimientos de energía y potencia, ubicación del proyecto, subestación de conexión al sistema y fecha estimada de inicio de operación.

Asimismo, se utilizó la información de los estudios de Pre Operatividad de ciertos proyectos de demanda o ampliaciones de cargas existentes y como resultado de los componentes descritos anteriormente se obtuvo la proyección de la demanda global del SEIN para el periodo 2011-2022, ver tabla 2.3.

| AÑO | ENERGÍA | | POTENCIA | |
|---------------------------------|----------------|----------|-----------------|----------|
| | GWH | % | MW | % |
| 2013 | 41394 | 9.1% | 5883 | 8.7% |
| 2014 | 46441 | 12.2% | 6645 | 13% |
| 2015 | 55238 | 18.9% | 7526 | 13.2% |
| 2016 | 62806 | 13.7% | 8462 | 12.4% |
| 2017 | 67400 | 7.3% | 9094 | 7.5% |
| 2018 | 70517 | 4.6% | 9541 | 4.9% |
| 2019 | 74101 | 5.1% | 10057 | 5.4% |
| 2020 | 78391 | 5.8% | 10626 | 5.7% |
| 2021 | 81229 | 3.6% | 11045 | 3.9% |
| 2022 | 84124 | 3.6% | 11475 | 3.9% |
| PROMEDIO 2013 - 2022 | 8.2% | | 7.7% | |

Tabla 2.3: Demanda de la energía y potencia.

Dado que la incertidumbre en la realización de los proyectos de demanda y oferta eléctrica crece conforme se extienda el horizonte de evaluación, el diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN se realizó bajo un enfoque integral que considera dos horizontes definidos:

- El Corto Plazo (2013-2015): En el que se contempla la evolución de la demanda y oferta dentro de márgenes de variación con relativa alta certidumbre de ocurrencia, ya que comprende proyectos en marcha o con alto grado de maduración. La evaluación del SEIN para este período está realizada utilizando metodologías determinísticas.
- El Largo Plazo (2016 – 2022): En este período la evolución del SEIN está sujeta a incertidumbres tanto en el lado de la demanda (variaciones de crecimiento vegetativo por zonas, grandes proyectos de demanda, etc.) como del lado de la oferta de generación (incertidumbre en la magnitud, ubicación, tipo y oportunidad de puesta en operación de centrales de generación).

Asimismo, la hidrología también es considerada como una incertidumbre adicional.

Por lo indicado, el diagnóstico del SEIN, para este período se realizó mediante metodologías que consideran evaluación bajo incertidumbres.

Este enfoque integral del diagnóstico del SEIN puede resumirse esquemáticamente en el diagrama de la Figura 2.1.



Figura 2.1: Enfoque integral del diagnóstico. Fuente: COES.

2.1.3 Plan de Transmisión para el año 2022

Para definir el Plan para el año 2022, se consideraron los siguientes pasos:

- Realizar un diagnóstico: Identificación de los problemas del sistema de transmisión base en todos los “Nudos”.
- Plantear opciones y planes: Planteamiento de opciones de transmisión que resuelvan los problemas detectados y para facilitar su posterior evaluación, estas opciones se agrupan en planes.
- Evaluar los planes: Simulación de los planes en los Nudos y cálculo de sus atributos, definición de escenarios intermedios e interpolación de los atributos y realización del análisis de decisión.

El plan elegido, corresponde a un denominado plan “Robusto” ante las incertidumbres consideradas (demanda, oferta, hidrología, precios de combustibles y costos de inversión), lo cual significa la mejor solución considerando todos los posibles escenarios evaluados.

Paralelamente al análisis anterior, se plantearon opciones que fueron evaluadas de manera individual mediante el criterio de confiabilidad “N-1”.

Finalmente, considerando que algunas de las opciones dentro del plan son interdependientes, se realizó un análisis para verificar su validez individual.

2.1.3.1 Metodología

Para el desarrollo del Diagnóstico del SEIN, el COES realizó un análisis de congestiones o sobrecargas en las principales líneas de transmisión; para ello utilizaron como herramienta el software PERSEO.

Este software permitió obtener simulaciones de la operación real para los años (2022 y 2018), considerando futuros de oferta/demanda extremos y el sistema de transmisión base. De estas simulaciones se extrajeron y analizaron los flujos de potencia en cada una de las líneas, teniendo especial interés en aquellas cuyos límites han sido superados.

Para las simulaciones en el software, se consideraron en total:

- 09 futuros de demanda/oferta para el año 2018 y
- 15 futuros de demanda/oferta para el año 2022

Como sistema eléctrico base se consideró el sistema del 2012 más los proyectos comprometidos al año 2016:

- En generación: Se consideró la información alcanzada por los agentes y promotores.
- En transmisión: El Plan Transitorio definido por el MINEM, concesiones y las líneas correspondientes al Primer Plan de Transmisión y proyectos comprometidos.

| Fecha | Proyecto | MW |
|--------------|--|-----------|
| mar-2012 | C.T. Tablazo (Turbina a gas) - SDE PIURA. | 29 |
| mar-2012 | C.H. Husahuasi I - HIDROELECTRICA SANTA CRUZ (Grupo 2) | 5 |

| | | |
|----------|--|-------|
| abr-2012 | C.H. Husahuasi II - HIDROELECTRICA SANTA CRUZ | 10 |
| may-2012 | C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE. | 4 |
| may-2012 | C.T. de Generación Adicional en Mollendo. | 60 |
| jun-2012 | C.T. de Generación Adicional en Piura. | 80 |
| jul-2012 | C.T. Planta de Etanol - MAPLE ETANOL. | 37.3 |
| jul-2012 | Central Solar Majes - GTS MAJES | 20 |
| jul-2012 | Central Solar Repartición - GTS REPARTICIÓN | 20 |
| set-2012 | C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA | 292.8 |
| nov-2012 | Central Solar Tacna - TACNA SOLAR | 20 |
| dic-2012 | C.H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA | 4.1 |
| dic-2012 | C.H. Baños V - EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR. | 9.3 |
| ene-2013 | Central Solar Panamericana - PANAMERICANA SOLAR | 20 |
| ene-2013 | C.H. Las Pizarras - EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE. | 18 |
| mar-2013 | C.H. Huanza - EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA. | 90.6 |
| abr-2013 | Central Eólica Marcona - PARQUE EÓLICO MARCONA. | 32 |
| may-2013 | C.H. Manta - PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES. | 19.8 |
| Jul-2013 | Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA. | 80 |
| Jul-2013 | Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA. | 30 |
| Jul-2013 | C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA. | 99.9 |
| Jul-2013 | C.H. Tingo - COMPAÑÍA ELÉCTRICA TINGO. | 8.8 |
| Jul-2013 | C.H. San Marcos - HIDRANDINA. | 11.9 |
| set-2013 | C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado - Enersur | 268.7 |
| set-2013 | Reserva Fría de Generación - Turbo Gas Dual D2/Gas Natural - Norte (Talara) - EEPSA. | 200 |
| oct-2013 | Reserva Fría de Generación - Turbo Gas Dual D2/Gas Natural - Sur (Ilo) - ENERSUR. | 564 |
| ene-2014 | Embalse Pumamayo (32MMC) - SAN GABÁN. | - |
| ene-2014 | C.T. Santo Domingo de Olleros - TG1 - TERMOCHILCA. | 197.6 |
| ene-2014 | C.T. Fénix - TG1 + TG2 + TV (Ciclo Combinado) - FÉNIX. | 520 |
| ene-2014 | C.H. Carpapata III - CEMENTO ANDINO. | 12.8 |
| feb-2014 | C.H. Ronatullo II - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA JUNIN. | 17.6 |
| feb-2014 | C.H. Ronatullo III - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA JUNIN. | 19.7 |
| abr-2014 | Reserva fría de Generación - TURBO GAS DUAL D2/Gas Natural - NORTE (Planta de Eten) | 200 |
| may-2014 | C.H. Chancay - SINERSA | 20 |
| jun-2014 | C.H. Cheves - SN POWER | 168 |
| Jul-2014 | C.H. Chima - ENERGÍA HIDRO | 5 |
| Jul-2014 | Reserva Fría de Generación - DUAL - Planta Puerto Maldonado. | 18 |
| Jul-2014 | Reserva Fría de Generación - DUAL - Planta Pucallpa. | 40 |
| ago-2014 | Central Biomasa La Gringa V - CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA. | 2 |
| oct-2014 | C.H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ | 20 |
| oct-2014 | C.H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ | 20 |

| | | |
|----------|--|-------|
| oct-2014 | C.H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ | 20 |
| oct-2014 | C.H. Guitaracsa - ENERSUR | 112 |
| dic-2014 | C.H. 8 de Agosto - ANDES GENERATING CORPORATION | 19 |
| dic-2014 | C.H. El Carmen - ANDES GENERATING CORPORATION. | 8.4 |
| dic-2014 | C.H. Nueva Esperanza - ANDES GENERATING CORPORATION | 8 |
| dic-2014 | C.T. Nueva Esperanza - EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA | 135 |
| ene-2015 | Parque Eólico Tres Hermanas - CONSORCIO TRES HERMANAS. | 90 |
| ene-2015 | Central Solar Moquegua FV - SOLARPARCK CORPORATION TECNOLÓGICA | 16 |
| ene-2015 | C.H. Canchayollo - ALDANA CONTRATISTAS GENERALES | 3.7 |
| ene-2015 | C.H. Huatziroki I - ARSAC CONTRATISTAS GENERALES | 11.1 |
| ene-2015 | C.H. RenovAndes H1 - RENOVABLES DE LOS ANDES | 20 |
| abr-2015 | C.H. Santa Teresa - LUZ DEL SUR | 98.1 |
| may-2015 | C.H. Marañon - HIDROELÉCTRICA MARAÑON | 90.6 |
| jun-2015 | C.H. Tarucani - TARUCANI GENERATING COMPANY | 49 |
| jul-2015 | C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50MW) - Gas Natural - ELECTROPERÚ. | 200 |
| jul-2015 | C.H. Chaglla - EMPRESA DE GENERACIÓN DE HUALLAGA | 456 |
| jul-2015 | C.H. Cola 1 - HIDROELÉCTRICA COLA | 10.4 |
| jul-2015 | C.H. Las Cruces - GENERAL COMMERCE. | 14.6 |
| dic-2015 | C.H. Cerro Águila - CERRO DE ÁGUILA S.A. | 525 |
| ene-2016 | C.H. Pucará - CONSORCION GENERACIÓN PUCARÁ | 149.8 |
| feb-2016 | C.H. La Virgen - PERUANA DE ENERGÍA. | 64 |

Tabla 2.4: Proyectos de generación considerados como Sistema Base.

| Fecha | Proyecto |
|----------|---|
| mar-2012 | Repotenciación de la L.T. 220kV Pomacocha - Pachachaca de 152MVA a 250MVA. |
| mar-2012 | Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventanilla, Santa Rosa y Zapallal. |
| abr-2012 | L.T. 220kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (Segundo Circuito). |
| jul-2012 | Repotenciación de L.T. 220kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152MVA a 250MVA. |
| ago-2012 | S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/60/10/0.38 kV - 100/100/30 MVA. |
| ago-2012 | S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/66810kV - 50/51/17 MVA. Incluye conexión de la L.T. 220kV Zapallal - Paramonga Nueva en la S.E. Huacho. |
| ago-2012 | S.E. Guadalupe: Ampliación de la Capacidad de Transformación Instalaciónn de un Transformador de 220/60/10kV - 50/50/25MVA. |
| set-2012 | L.T. 500kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas. |
| set-2012 | L.T. 220kV Piura Oeste - Talara de 180MVA y SS.EE. Asociadas. |
| oct-2012 | L.T. 220kV Pomacocha - Carhuamayo de 180MVA y SS.EE. Asociadas. |
| oct-2012 | Repotenciación de la L.T. 220kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152MVA a 180MVA. |

| | |
|-----------------|--|
| nov-2012 | Resistencia de Neutro en el Transformador de la S.E. Chilca Nueva. |
| nov-2012 | Cajamarca Norte: Transformador de 220/60/22.9kV de 50/40/20MVA. |
| nov-2012 | Nueva S.E. Zapallal 220/60kV y líneas asociadas. |
| dic-2012 | Repotenciación de la L.T. 220kV Ventanilla - Zapallal de 304MVA a 540MVA. |
| mar-2013 | L.T. 220kV San Juan - Chilca de 350MVA (cuarto circuito). |
| mar-2013 | Nueva S.E. Huanza 220kV. |
| abr-2013 | Reactor en Serie entre las S.E. Chilca Nueva y Chilca REP. |
| abr-2013 | Repotenciación de la L.T. 138kV Paragsha II - Huánuco de 45MVA a 75MVA. |
| abr-2013 | L.T. 220kV Tintaya - Socavaya (Doble circuito) y S.E. Asociadas. |
| jun-2013 | Nueva S.E. Parinñas 220kV. |
| jul-2013 | Nueva S.E. Chiclayo Sur 220kV. |
| jul-2013 | S.E. Puno: Instalación de bancos de condensadores de 2x12.5 MVAR en la barra de 60kV. |
| ago-2013 | S.E. Piura Oeste: Instalación de un banco de condensadores de 20MVAR en la barra de 60kV. |
| ago-2013 | L.T. 500kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas. |
| ago-2013 | S.E. Puno: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 138/60/22.9kV - 40/40/20MVA. |
| ago-2013 | L.T. 220kV Ventanilla - Chavarria de 180MVA (cuarto circuito). |
| set-2013 | S.E. Trujillo Norte: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 200/138kV - 100MVA. |
| dic-2013 | L.T. 500kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias. |
| feb-2014 | Nueva S.E. Orcotuna 220kV. |
| abr-2014 | S.E. Los industriales (Nueva) 220/60kV - 180MVA. |
| abr-2014 | L.T. 220kV La Planicie - Los Industriales (doble circuito). |
| may-2014 | L.T. 220kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas. |
| set-2014 | L.T. 500kV Mantaro - Caravelí - Montalvo y SS.EE. Asociadas. |
| set-2014 | L.T. 220kV Machupicchu - Cotaruse (doble circuito) y S.E. Asociadas. |
| nov-2015 | L.T. 220kV Carhuaquero - Cajamarca Norte - Caclic - Moyobamba. |
| dic-2015 | L.T. 220kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y SS.EE. Asociadas. |

Tabla 2.5: Proyectos de transmisión consideradas como sistema base.

Una vez simulados todos los casos (54 para al año 2018 y 90 casos para el año 2022) para cada año se revisaron los flujos máximos, mínimos y promedios de las líneas que conforman cada zona de problema, planteando o confirmando las opciones sensibilizadas y encontrando las posibles líneas candidatas producto del diagnóstico de la transmisión. De esta revisión, los principales problemas en el SEIN hacia el año 2022 fueron:

- La evacuación de la energía de la zona del Mantaro hacia Lima y también el ingreso a Lima metropolitana.
- El envío de energía hacia el sur del país a través de la interconexión, Mantaro -Cotaruse 220kV.
- La inyección de nueva generación en la zona de Pomacocha y Carhuamayo, y de allí a la costa a través de las líneas Pachachaca - Callahuanca 220kV y Pomacocha – San Juan 220kV.
- Sistema de transmisión insuficiente para la nueva demanda minera de la zona de Cajamarca.
- Congestiones en las líneas Azángaro - Juliaca - Puno, por desarrollo de generación hidráulica en la zona

2.1.3.2 Opciones y Planes de expansión

En función de los problemas identificados en el diagnóstico se plantearon opciones que solucionan los problemas de cada área del SEIN. En el planteamiento de las opciones se tuvo en cuenta la información disponible de estudios de planificación previos desarrollados por el propio COES, así como por empresas de transmisión.

Las opciones fueron agrupadas en tres grandes planes: Plan Liviano, Plan Mediano y Plan Fuerte. Se consideró también un Plan Base que no contiene ninguna opción, pero que sirve como referencia para el cálculo de atributos de los otros planes.

Por tanto, para reducir las congestiones detectadas, se tuvieron las opciones previas que fueron evaluadas para cada zona:

Opciones Previas Evaluadas:

Opciones zona Norte

- Repotenciación Trujillo - Cajamarca 30 %
- Repotenciación Trujillo - Cajamarca 60 %
- Línea en 220kV Trujillo – Cajamarca, 2do circuito
- Línea en 500kV Trujillo - Cajamarca

Opciones zona Tingo María

- Repotenciación Tingo María – Vizcarra 30%
- Repotenciación Vizcarra – Conococha 30 %
- Nueva Línea Tingo María – Paragsha 220kV
- Nueva Línea Tingo María – Conococha 220kV

Opciones en 500kV Centro Sur

- Mantaro - Independencia - Socabaya 500kV
- Mantaro - Chilca - Marcona - Socabaya 500kV
- Mantaro - Marcona - Socabaya 500kV
- Socabaya – Montalvo 500kV

Opciones en 500kV Centro Sierra Costa

- Mantaro - Chilca 500kV
- Mantaro - Carabayllo 500kV
- Mantaro - Carapongo 500kV
- Carhuamayo - Pachachaca 500kV
- Pachachaca - Carapongo 500kV
- Pachachaca - Mantaro 500kV
- Nueva Yuncan - Nueva Yanango 500kV
- Nueva Yanango - Mantaro 500kV

Estas opciones fueron evaluadas y se escogieron las mejores soluciones a los problemas de cada zona y se incluyeron en los planes evaluados.

De esta manera, se consideraron repotenciaciones de las líneas de transmisión sobrecargadas o la construcción de un nuevo circuito ya sea paralelo al existente o por una nueva ruta

| Área | Liviano | Mediano | Fuerte |
|-----------------------------|--|---|---|
| Área Norte | - | Conexión de la L.T. Chiclayo - Piura 220kV a la S.E. La Niña 220kV. | Conexión de la L.T. Chiclayo - Piura 220kV a la S.E. La Niña 220kV |
| Área Cajamarca | - | 2da terna L.T. Trujillo - Cajamarca 220kV | L.T. Trujillo - Cajamarca 500kV |
| | - | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Trujillo - Cajamarca 220kV existente | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Trujillo - Cajamarca 220kV existente |
| Área Ancash-Huánuco-Ucayali | Repotenciación (incremento de capacidad) a 250MVA (30%) de la L.T. Tingo María - Vizcarra-Conococha 220kV Existente. | Repotenciación a 250MVA (30%) de la L.T. Tingo María - Vizcarra - Conococha 220kV existente | Repotenciación a 250MVA (30%) de la L.T. Tingo María - Vizcarra - Conococha 220kV existente |
| | - | - | L.T. Tingo María - |

| | | | |
|----------------------------|---|--|--|
| | | | Conococha 220kV |
| | - | Repotenciación a 80MVA (60%) de la L.T. Aguaytía - Pucallpa 138kV existente. | Repotenciación a 80MVA (60%) de la L.T. Aguaytía - Pucallpa 138kV existente |
| | Repotenciación a 200mVA (30%) de la L.T. Paragsha-Vizcarra 220kV existente. | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Paragsha - Vizcarra 220kV existente | Repotenciación a 250MVA de la L.T. Paragsha - Vizcarra 220kV existente |
| Área Lima Metropolitana | S.E. Carapongo 1ra Etapa. | S.E. Carapongo 1ra etapa | S.E. Carapongo 1ra etapa + 2da etapa |
| Área Sierra-Costa-Centro | Repotenciación a 220MVA (30%) de la L.T. Pachachaca-Callahuana 220kV existente. | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pachachaca - Callahuana 220kV existente | Repotenciación a 250MVA de la L.T. Pachachaca - Callahuana 220kV existente |
| | Repotenciación a 200MVA (30%) de la L.T. Pomacocha-San Juan 220kV existente. | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pomacocha - San Juan 220kV existente | Repotenciación a 250MVA de la L.T. Pomacocha - San Juan 220kV existente |
| | Repotenciación a 200MVA (30%) de la L.T. Huanza-Carabayllo 220kV existente. | Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Huanza - Carabayllo 220kV existente | Repotenciación a 250MVA de la L.T. Huanza - Carabayllo 220kV existente |
| | - | Conexión de la L.T. Mantaro - Independencia 220kV a la S.E. Huancavelica 220kV. | Conexión de la L.T. Mantaro - Independencia 220kV a la S.E. Huancavelica 220kV |
| | - | Repotenciación de 250MVA (60%) de la L.T. Mantaro - Huayucachi 220kV. | L.T. Mantaro - Nueva Yanango 500kV. |
| | - | L.T. Pachachaca - Oroya 220kV 2da Terna | L.T. Nueva Yuncan - Nueva Yanango 500kV. |
| | - | - | L.T. Nueva Yanango - Carapongo 500kV. |
| Área Centro-Sur | L.T. Mantaro-Marcona-Nueva Socavaya | L.T. Mantaro - Marcona - Nueva Socavaya 500kV | L.T. Mantaro - Marcona - Nueva Socavaya 500kV. |
| | - | L.T. Nueva Socavaya - Montalvo 500kV | L.T. Nueva Socavaya - Montalvo 500kV. |
| | - | Transformador 500/220kV en Montalvo | Transformador 500/220kV en Montalvo |
| Área Sur-Este | L.T. Azángaro-Juliana-Puno 200kV. | L.T. Azángaro - Juliaca - Puno 220kV | L.T. Tintaya - Azángaro - Juliaca - Puno 220kV |
| Costo de Inversión Mill \$ | 365.7 | 456.1 | 824.1 |

Tabla 2.6: Planes que fueron propuestos para el año 2022.

2.1.3.3 Simulaciones y Cálculo de Atributos para Nudos

Para el cálculo de atributos fueron simulados 360 Nudos para el año 2022.

Estos Nudos son el resultado de la combinación de los futuros con los planes a evaluar. Estos nudos (15) son la combinación de demanda y oferta de generación, 3 futuros de hidrología y 2 condiciones de transmisión, lo que hace un total de 90 combinaciones.

El resultado anterior se combina con los cuatro planes planteados en el numeral anterior: el Plan Base (sin implementar ningún refuerzo), el Plan Liviano, el Plan Mediano y el Plan Fuerte, con lo cual se llegan a los 360 Nudos indicados anteriormente.

Resultados

A continuación se muestra el plan elegido.

| Plan Elegido 2022 |
|---|
| Conexión de la L.T. Chiclayo - Piura 220kV a la S.E. La Niña 220kV. |
| L.T. Trujillo - Cajamarca 500kV |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Trujillo - Cajamarca 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (30%) de la L.T. Tingo María - Vizcarra - Conococha 220kV existente |
| L.T. Tingo María - Conococha 220kV |
| Repotenciación a 80MVA (60%) de la L.T. Aguaytía - Pucallpa 138kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Tingo María - Vizacarria - Conococha 220kV existente |
| S.E. Carapongo 1ra etapa + 2da etapa |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pachachaca - Callahuana 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pomacocha - San Juan 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Huanza - Carabayllo 220kV existente |
| Conexión de la L.T. Mantaro - Independencia 220kV a la S.E. Huancavelica 220kV. |

| |
|--|
| L.T. Mantaro - Nueva Yanango 500kV |
| L.T. Nueva Yuncan - Nueva Yanango 500kV |
| L.T. Nueva Yanango - Carapongo 500kV |
| L.T. Mantaro - Marcona - Nueva Socavaya 500kV |
| L.T. Nueva Socabaya - Montalvo 500kV |
| Transformador 500/220 en Montalvo |
| L.T. Tintaya - Azangaro - Juliaca - Puno 220kV |

Tabla 2.7: Plan elegido para el año 2022 por la metodología Trade-Off/Risk

MINIMAX.

2.1.3.4 Análisis de confiabilidad N-1

Las condiciones para justificar una línea nueva por el criterio N-1 son:

- a) La región de demanda y generación definida se separará en isla como resultado de una contingencia.
- b) El cociente beneficio/costo, la suma de la demanda máxima más la oferta de la región dividida entre el costo de la línea nueva, tiene que igualar o exceder 3 W/\$.
- c) La capacidad total de transferencia (TTC) entre la parte principal del SEIN y la región sin la opción tiene que ser inferior a los flujos máximos previstos.
- d) La TTC entre la parte principal del SEIN y la región con la opción tiene que ser superior a los flujos máximos previstos.

2.1.3.4.1 TTC: “Capacidad Total de Transferencia”

La TTC se mide en el sentido clásico “N-1,” quiere decir, con una contingencia de la línea más importante.

- Para una región conectada por una única línea al resto del SEIN, la TTC es cero.
- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas idénticas y paralelas, la TTC es la suma de la capacidad de N-1 de ellas.
- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas que no son idénticas o exactamente paralelas la TTC es 90% de la suma de los límites de N-1 de las líneas, omitiendo la más importante.
- Problemas de estabilidad u otros fenómenos pueden imponer límites inferiores a los límites térmicos de las líneas. Conociendo los límites por estabilidad, etc., se pueden tratar para fines del criterio N-1 exactamente como si fueran límites térmicos.

Con estas premisas, el COES propuso en el Plan de Transmisión 2013-2022 las líneas que se justifican por el criterio N-1 para el 2022:

| Nombre |
|---|
| Piura – Talara 220kV |
| La Niña – Piura 220kV |
| Nueva Yuncan – Nueva Paramonga – Trujillo 500kV |

Tabla 2.8: Lineas Justificadas por el criterio N-1, año 2022.

2.1.3.5 Descripción de los Proyectos Propuestos en el Plan 2013 – 2022

Los proyectos propuestos en el presente Plan atienden requerimientos de transmisión identificados en la etapa de diagnóstico, cuyas soluciones fueron desarrolladas con la formulación de planes y opciones, y finalmente la selección de estos bajo la metodología que fija la Norma “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”. En esta sección se expone una descripción de los proyectos

propuestos en el Plan de Transmisión para el año 2022, por zonas en las que se detectaron las necesidades de transmisión para ese horizonte y se hace mayor énfasis en los proyectos del área centro – sur, por ser el área de interés para la presente tesis.

2.1.3.5.1 Proyectos Área Norte

En el Área Norte comprendida por los departamentos de Lambayeque, Piura y Tumbes, se identificó la necesidad de incremento de confiabilidad de los enlaces de 220kV entre la subestación La Niña 500/220kV y la subestación de Talara 220kV para el suministro y la generación conectadas a las barras 220kV de Talara, Piura y La Niña.

Los proyectos propuestos contemplaban un tercer circuito paralelo a las líneas 220kV Talara - Piura – La Niña, y el seccionamiento de la línea de 220kV Chiclayo – Piura para conexión a la barra 220kV existente de la S.E. La Niña, a la que también llegaría el nuevo tercer circuito.

2.1.3.5.2 Proyectos Área Cajamarca

En el Área Cajamarca comprendida por los departamentos de La Libertad y Cajamarca, se identificó que por congestión del enlace existente, para el 2022 se requiere un nuevo enlace a 500kV Trujillo – Cajamarca y el repotenciamiento del enlace existente 220kV Trujillo - Cajamarca para incremento de su actual capacidad de 152 MVA a 250 MVA.

El proyecto de 500kV comprendía la ampliación de la subestación Trujillo, la implementación de una línea Trujillo – Cajamarca así como la

construcción de una nueva subestación de transformación 500/220kV en Cajamarca y las obras complementarias de conexión de los enlaces existentes.

2.1.3.5.3 Proyectos Área Centro - Norte

Para la interconexión del Área Norte y Centro, se identificó la necesidad de un incremento de confiabilidad con un segundo enlace a 500kV, cuya configuración se planteaba bajo la estructura de la Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500kV.

Los proyectos propuestos contemplaban una nueva línea entre Nueva Yuncán 500kV, Nueva Paramonga 500kV y Trujillo 500kV. La subestación Nueva Paramonga 500kV seccionaría a la línea Carabayllo – Chimbote – Trujillo 500kV. Por lo que se tendría un segundo circuito en 500kV entre Paramonga y Trujillo. Con esta nueva línea se formarían enlaces en anillo los cuales darán mayor confiabilidad a la red en 500kV. El tramo Nueva Yuncán – Nueva Paramonga atravesaría zonas de gran altitud, mayor a 4000 m.s.n.m., de manera similar que el enlace Nueva Yanango – Carapongo, por lo que deberá estar diseñada para condiciones especiales.

2.1.3.5.4 Proyectos Área Ancash-Huánuco-Ucayali

En el Área Ancash-Huánuco-Ucayali comprendida por los departamentos de los mismos nombres, se identificó que por congestión (según el plan en descripción) se requiere la inclusión de una nueva línea entre Tingo María 220kV y Conococha 220kV, así como el incremento de la capacidad del enlace existente 220kV Tingo María – Vizcarra – Conococha

de su actual valor de 190 MVA a 250 MVA. Asimismo, se requiere repotenciar el enlace 138kV Aguaytía – Pucallpa de 50 a 75 MVA.

También se ha identificado la necesidad de instalar un banco de condensadores de 20 MVAR en la subestación de Pucallpa, para control de tensiones en el eje Aguaytía - Pucallpa toda vez de que la demanda se incrementa, no se cuenta con generación local (fue retirada la central térmica de Electro Ucayali), y es conveniente evitar la operación de la C.T. Aguaytía para control de tensión. El banco de condensadores de 20 MVAR en Pucallpa será conectado a la barra 60 kV de la subestación Pucallpa 138/60 kV.

2.1.3.5.5 Proyectos Área Sierra – Costa Centro

El área Sierra – Costa Centro comprende los departamentos de Junín, Pasco, Huancavelica y Lima. Se identificó que por congestión se requieren nuevas líneas a 500kV entre la Sierra Centro y la Costa Centro (Lima) de esta manera se plantearon líneas de 500kV Nueva Yuncán – Nueva Yanango, Mantaro – Nueva Yanango y Nueva Yanango – Carapongo, y nuevos enlaces o reforzamiento de la transmisión a 220kV desde la subestación Nueva Yuncán 500/220kV a Carhuamayo 220kV, y de Nueva Yanango 500/220kV a Pachachaca 220kV.

Según este plan (2013-2022), se requiere seccionar la L.T. Mantaro - Independencia 220kV en Huancavelica, uniendo los dos circuitos Mantaro – Independencia en la barra de Huancavelica.

2.1.3.5.6 Proyectos Área Lima Metropolitana

En el Área de Lima Metropolitana en el momento de la realización del plan de transmisión, se contaba con 4 puntos alimentadores troncales principales, a los que se conectan los sistemas de transmisión de las concesionarias de distribución: Chilca, San Juan, La Planicie, Carabayllo y las líneas que vienen de la Sierra Central conectadas a las subestaciones de Santa Rosa y Chavarría.

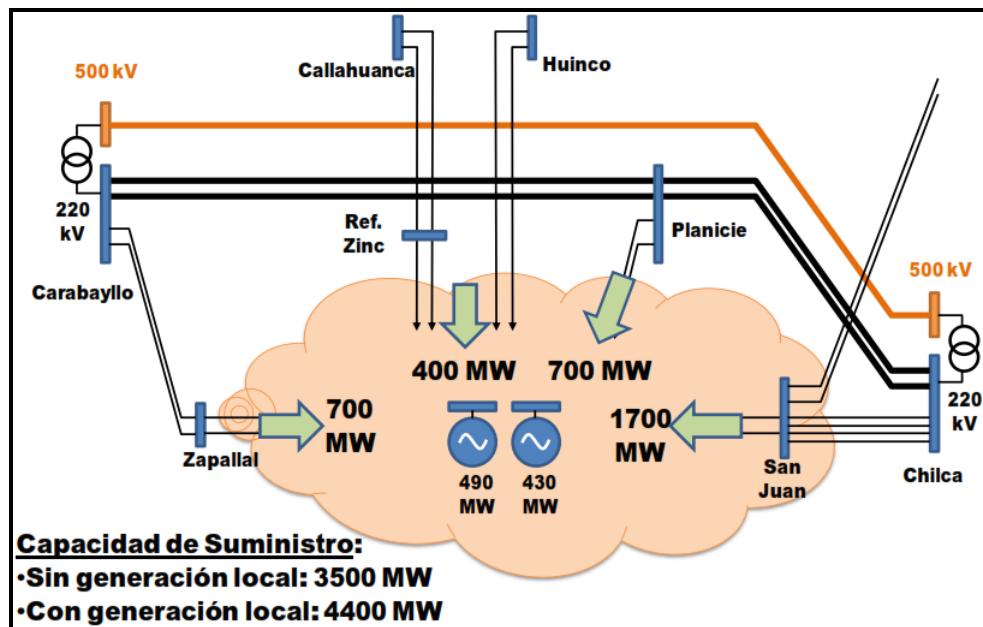


Figura 2.2: Configuración del Sistema de Suministro a Lima año 2012.
(Fuente: COES)

Es decir, parte del suministro eléctrico de Lima provenía de las centrales hidroeléctricas lejanas Callahuana, Huinco y Mantaro, y de centrales térmicas locales de Santa Rosa y Ventanilla. Todo este suministro obedecía al despacho de esas centrales acorde a su programación, por lo que el abastecimiento a Lima se hacía (y se hace) en alto grado incierto y no confiable ya que depende de la disponibilidad de la generación involucrada,

y era muy dependiente de la expansión de la transmisión de las empresas concesionarias.

Por lo anterior, y acorde a los resultados del diagnóstico, se planteó formar un sistema troncal de suministro eléctrico de Lima a 220kV y 500kV que atienda las necesidades de largo plazo, es así que se propone la conformación de un esquema de transmisión troncal en donde se presenta un sistema con cuatro grandes subestaciones con suministro a 500 y 220kV: Chilca, San Juan, La Planicie, Carabayllo y se propone la implementación de la nueva subestación 500/220kV Carapongo (inicialmente solo en 220kV).

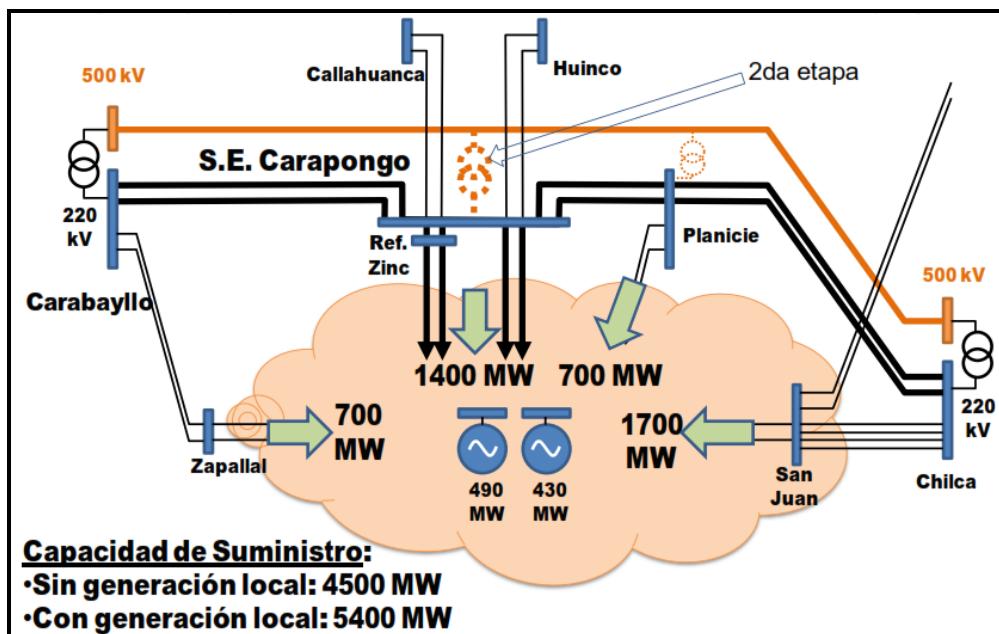


Figura 2.3: Propuesta de Sistema Troncal de Suministro Eléctrico a Lima.
(Fuente: COES)

2.1.3.5.7 Proyectos Área Sierra – Costa Centro

Los enlaces Centro - Sur, la línea 220kV Mantaro – Cotaruse - Socabaya y **500kV Chilca – Marcona – Montalvo** (en construcción en el 2012) cuentan con una capacidad de transmisión que en poco tiempo podría

ser excedida, dado el muy alto crecimiento de la demanda en el Sur, asimismo existen futuros de oferta con gran generación en esa zona. Estos altos incrementos, como resultado de los análisis del presente Plan, hicieron que se requiera un esquema de transmisión en 500kV de gran capacidad, suficiente y confiable. Es así que se propuso la implementación del enlace 500kV Mantaro – Marcona – Nueva Socabaya – Montalvo mostrada esquemáticamente en la Figura 2.4.

Desde el estudio del presente plan, el enlace Centro –Sur tiene una alta dependencia del enlace existente 220kV Mantaro – Cotaruse - Socabaya con baja confiabilidad ante contingencias mayores, y aún con la implementación del enlace Chilca – Marcona – Montalvo, ante la pérdida de este enlace (Mantaro – Cotaruse – Socabaya) no podrá mantener la confiabilidad de todo el suministro. Sin embargo, con la implementación del enlace Mantaro – Marcona – Nueva Socabaya – Montalvo se podrá lograr una alta confiabilidad a la demanda y la generación del Sur, pasando el enlace Mantaro – Cotaruse - Socabaya a un segundo plano en la interconexión Centro – Sur y manteniendo más bien una función local de evacuación de generación así como suministro a las cargas conectadas en Cotaruse y de confiabilidad en la zona Sur Este del SEIN.

El enlace propuesto de 500kV es un circuito simple, contaría con compensación serie en los tramos Mantaro-Marcona y Marcona – Nueva Socabaya, recorriendo un trazo mayormente por la costa con excepción de una parte menor del tramo Mantaro – Marcona que atravesaría una zona de sierra en altitud.

El proyecto (según el Plan de Transmisión 2013-2022) comprenderá también una nueva subestación 500/220kV extensiva a la S.E. Campo Armiño de la C.H. Mantaro, la ampliación de la S.E Marcona 500/220kV, una nueva subestación 500/220kV (Nueva Socabaya) cercana a la S.E. 220kV Socabaya existente, dado que ésta presenta limitaciones de ampliación y acceso de líneas, y finalmente la ampliación de la S.E Montalvo en 500kV, con una posterior ampliación de transformación con un módulo adicional de 500/220kV.



Figura 2.4: Proyectos Área Centro – Sur al 2022.

2.1.3.5.8 Proyectos Área Sur – Este

En el Área Sur-Este, comprendida por los departamentos de Puno y Cusco, se identificó que por congestión del enlaces existentes a 138 kV,

para el 2022 se requiere los nuevos enlaces a 220kV Tintaya – Azángaro y Azángaro – Juliaca – Puno. Con esta expansión se completaría el anillo a 220kV Arequipa-Moquegua-Puno-Cusco-Arequipa, conectado a dos puntos muy fuertes del SEIN en el Sur la subestación Socabaya en Arequipa y Montalvo en Moquegua, ambas conectadas al sistema troncal de 500kV del SEIN.

El proyecto (según el Plan de Transmisión 2013-2022) comprendería también nuevas subestaciones 220/138 kV en Azángaro y Juliaca extensivas a las subestaciones existentes, así como ampliación de la S.E. Puno 220/138 kV.

2.1.2.6 Estudios eléctricos

En el Plan de Transmisión 2013-2022, se realizaron estudios eléctricos que tuvieron el objetivo de verificar el comportamiento eléctrico del SEIN con los proyectos del Plan de Transmisión 2022 para un escenario de demanda promedio y oferta de generación mayoritariamente hidráulica, debido a que un escenario hidráulico produce generalmente mayor congestión en las redes de transmisión.

El Plan de Transmisión 2022 comprende los proyectos sustentados por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX, los proyectos sustentados por confiabilidad N-1, además de los proyectos sustentados por requerimientos exclusivamente eléctricos. Es justamente en el estudio eléctrico que se verifica que las condiciones operativas del sistema se mantengan dentro de los rangos establecidos para la operación normal en estado estacionario y

en contingencias. Así mismo, comprende verificar que las corrientes de cortocircuito para fallas francas no superen las capacidades de los equipos de las subestaciones actuales ni las capacidades de los equipos de los proyectos previstos en el periodo de estudio.

El periodo propuesto en este Plan (año 2022) es bastante lejano y (al momento de la realización del Plan de Trasmisión 2013-2022) no se disponían de planes de ampliación de largo plazo de las redes de las empresas distribuidoras, motivo por el cual se representó el comportamiento de sus redes proyectando las condiciones futuras a partir de las condiciones del 2012, procurando que los factores de potencia en los nodos de transferencia de potencia se aproximen al valor de 0.95 establecido por las normas, de esta manera el modelamiento permitió obtener resultados que son coherentes con el comportamiento inicial (2012) y actual.

2.1.2.7 Simulación en Estado Estacionario

Para los estudios eléctricos en estado estacionario en el Plan 2013-2022 también se han realizado simulaciones de flujo de potencia de los niveles de carga de máxima, media y mínima demanda de los periodos de avenida y estiaje, además de la máxima demanda anual que habitualmente ocurre en diciembre.

De los resultados de estos estudios, rescatamos el siguiente:

“En Ica y Marcona las tensiones se encuentran dentro del rango de operación normal, esto considerando que la tensión de operación de

Marcona tendría un aumento de 205 kV a 220kV, como consecuencia de la conexión con el nodo de 500kV de los proyectos Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo y Mantaro – Marcona – Ocoña – Nueva Socabaya – Montalvo”.

(Extraído del Plan de Transmisión 2013-2022).

2.1.2.8 Consolidado del Plan de transmisión 2022

Con todos los estudios realizados, el Plan de Transmisión 2013-2022, muestra los siguientes proyectos para el año 2022.

| Plan de Transmisión 2022 |
|---|
| Conexión de la L.T. Chiclayo - Piura 220kV a la S.E. La Niña 220kV. |
| L.T. Trujillo - Cajamarca 500kV |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Trujillo - Cajamarca 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (30%) de la L.T. Tingo María - Vizcarra - Conococha 220kV existente |
| L.T. Tingo María - Conococha 220kV |
| Repotenciación a 80MVA (60%) de la L.T. Aguaytía - Pucallpa 138kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Tingo María - Vizacarria 220kV existente |
| S.E. Carapongo 1ra etapa + 2da etapa |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pachachaca - Callahuana 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Pomacocha - San Juan 220kV existente |
| Repotenciación a 250MVA (60%) de la L.T. Huanza - Carabayllo 220kV existente |
| Conexión de la L.T. Mantaro - Independencia 220kV a la S.E. Huancavelica 220kV. |
| L.T. Mantaro - Nueva Yanango 500kV |
| L.T. Nueva Yuncan - Nueva Yanango 500kV |
| L.T. Nueva Yanango - Carapongo 500kV |
| L.T. Mantaro - Marcona - Nueva Socavaya 500kV |
| L.T. Nueva Socabaya - Montalvo 500kV |
| Transformador 500/220 en Montalvo |
| L.T. Tintaya - Azangaro - Juliaca - Puno 220kV |
| L.T. La Niña - Piura 220kV (3ra terna) |
| L.T. Piura - Talara 220kV (3ra terna) |
| Nueva Yuncan - Nueva Paramonga - Trujillo 500kV |
| Banco de Condensadores de 20MVAR en 60kV en la S.E. Pucallpa |
| L.T. La Niña - Frontera Perú 500kV |

Tabla 2.9: Proyectos de transmisión para el año 2022.

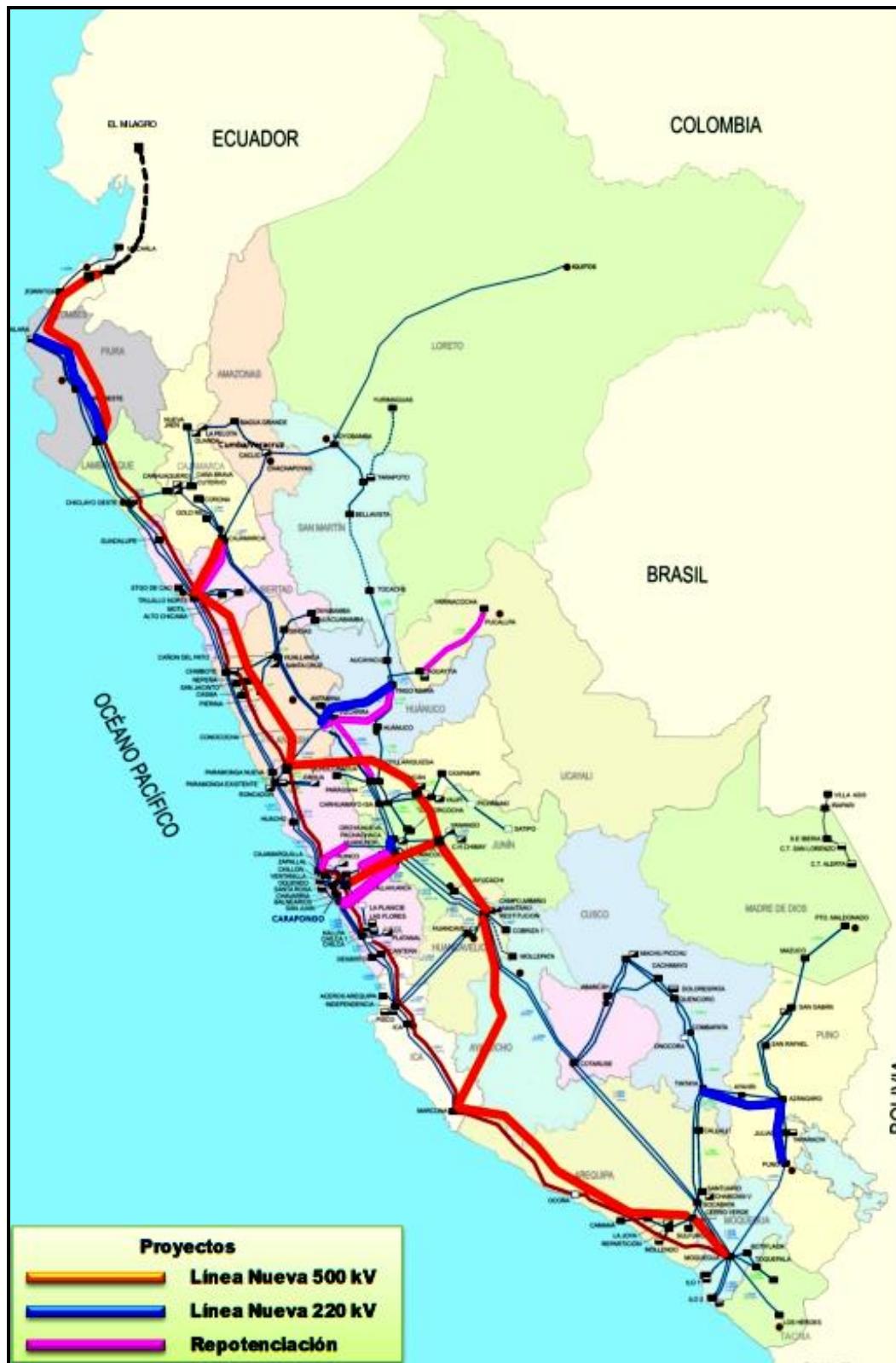


Figura 2.4: Plan de Transmisión 2022.

2.1.2.9 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500kV del SEIN

El sistema troncal de transmisión del SEIN a 500kV comprende un alcance longitudinal geográfico muy amplio que abarca la mayor parte de las regiones de mayor concentración de demanda eléctrica, sin embargo dado que esta expansión se genera por necesidades en áreas o regiones, podría perderse la perspectiva de largo plazo en la visión del conjunto. Es por ello que se presenta una visión de largo plazo de la evolución del Sistema de Transmisión Troncal del SEIN a 500kV, formulada tomando en cuenta los resultados y la experiencia obtenidos tanto en el desarrollo de los estudios del PPT como del presente plan (2013-2022).

Por razones geográficas la estructura del sistema de transmisión troncal del SEIN a 500kV debe considerar que longitudinalmente las troncales a 500kV deben recorrer zonas de baja altitud, ya que no se cuenta aún, en el mundo, con experiencias operativas suficientes de enlaces en esa tensión a gran altitud; restringiendo el cruce de los Andes entre estos corredores. Es así que los corredores de 500kV serían de preferencia a lo largo de la Costa y/o a lo largo de la Selva Alta.

Esta estructura de transmisión troncal propuesta, presentaría una configuración sólida que brindaría confiabilidad al SEIN y capacidad para un adecuado cubrimiento tanto de la demanda como de la oferta. Asimismo ofrecería una plataforma suficiente como para proyectar las interconexiones internacionales plenas a 500kV hacia el eje Ecuador – Colombia con el aprovechamiento del intercambio complementario entre cuencas hidrográficas, hacia el Brasil a través del esquema de transmisión para

exportación de las Centrales del Oriente, y hacia Chile y Bolivia con una estructura que permitirá el desarrollo para exportación o importación de electricidad.

2.2 EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO MANTARO- COTARUSE - SOCABAYA DE 220KV.

2.2.1 Antecedente:

El Consorcio Transmantaro, el 27 de febrero de 1998 se adjudicó el derecho para diseñar, construir y explotar el sistema de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya con una máxima capacidad de transmisión de 300MW. Así dicho sistema de transmisión fue diseñado utilizando el criterio N-1, con una máxima capacidad de transmisión por terna que soporta 300MW durante 30 minutos y 240MW en forma continua.

Luego de entrar en servicio la línea de transmisión en 220kV Mantaro - Socabaya en septiembre del año 2000, que sirvió para la interconexión de los Sistemas Eléctricos Interconectados Centro-Norte y Sur (anteriormente SINC y SIS Respectivamente) nace el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Tiempo después la zona sur del país experimentó un incremento significativo en la demanda eléctrica con nuevas cargas de magnitud importante como las minas de Cerro Verde, el inicio de las actividades exploratorias de Las Bambas, la ampliación de las operaciones de Southern Perú y otras. Este crecimiento en la demanda no pudo ser cubierta con la

calidad esperada por la interconexión existente, por lo que la disponibilidad de energía en el sur del país se encontró restringida.

A consecuencia de esto el Ministerio de Energía y Minas (MEM) consideró prioritaria la puesta en marcha del proyecto: “Reforzamiento de la Interconexión Eléctrica Centro – Sur”; que se incluye por primera vez de manera oficial en el Plan Referencial de Electricidad 2006 pero en 220kV, posteriormente como consecuencia de la publicación de la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica” se elaboró el “Plan Transitorio de Transmisión 2007- 2008”, que luego fue modificado en marzo del 2007 mediante la resolución ministerial 143-2007-MEM/DM para incluir el Reforzamiento de la Interconexión Centro – Sur. De esta manera, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), solicitó al Consorcio Transmantaro S.A. (CTM) realizar los estudios de ingeniería a nivel de expediente técnico del reforzamiento de la línea de Transmisión Mantaro Cotaruse – Socabaya de 220kV con capacidad de transmisión de hasta 505 MVA, con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de la zona sur del país.

2.2.2 Ubicación

La línea de transmisión Mantaro - Cotaruse – Socabaya atraviesa los departamentos de Huancavelica, Ayacucho, Apurímac y Arequipa, tal como se muestra en la Figura 2.5.

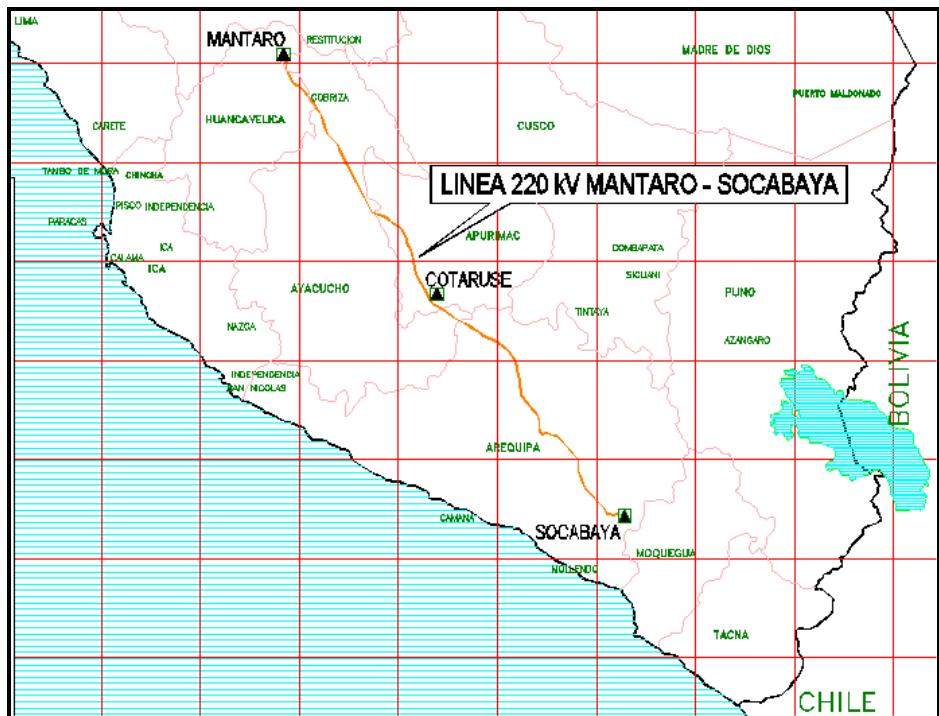


Figura 0.5: Ubicación geográfica de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

La ubicación de cada una de las subestaciones que comprende la línea es la siguiente:

Subestación Mantaro: se encuentra dentro del complejo Mantaro de Electro Perú, en el departamento de Huancavelica, provincia de Tayacaja, distrito de Colcabamba, a una altura aproximada de 2044 m.s.n.m.

Subestación Cotaruse: se encuentra en el kilómetro 294.5 de la carretera Nazca – Abancay, en el departamento de Apurímac, provincia de Aimaraes, distrito de Cotaruse, a una altura aproximada de 4103 m.s.n.m.

Subestación Socabaya: se encuentra en la zona de Socabaya, departamento y provincia de Arequipa, distrito de Socabaya, a una altura aproximada de 2376 m.s.n.m.

2.2.3 Características de la línea de transmisión

En la Tabla 2.10 se exponen las principales características de las líneas de transmisión Mantaro - Cotaruse y Cotaruse – Socabaya. Mientras que en la Tabla 2.5 y la Tabla 2.6 se señalan las características de los conductores y las subestaciones de dichas líneas.

| | | Mantaro - Cotaruse | Cotaruse - Socabaya |
|------|--|--------------------------------|---------------------|
| Ítem | Código | L-2051/ L-2052 | L-2053/ L-2054 |
| | | L/T | |
| 1 | Longitud | 296.26 | 314.54 |
| 2 | Reactancia (Ohm) | 112 | 120 |
| | | Compensación serie | |
| 3 | Corriente nominal (A) | 630 | 630 |
| 4 | Reactancia (Ohm) | 56 | 72 |
| 5 | Porcentaje | 50 | 60 |
| | | Reactores de derivación | |
| 6 | Capacidad (MVAR) | 50 | 50 |
| 7 | Número de estructuras | 1245 | |
| 8 | Línea de transmisión de doble circuito con haz de 2S/C y CG | | |
| 9 | Los bancos de y los reactores se encuentran en la SE Cotaruse. | | |

Tabla 2.10 Características de la línea de transmisión a 220 kV
Mantaro - Cotaruse – Socabaya.

| Descripción | Unidad | 363-A1S1A-26-07 |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|
| Código | | STARLING |
| Diámetro exterior | mm | 26.7 |
| Sección equivalente del aluminio | mm ² | 362.5 |
| Sección del aluminio y tipo | mm ² | 362.5 (A1) |
| Sección del núcleo | mm ² | 59.0 (S1) |
| Sección nominal del conductor | mm ² | 421.5 |
| Mínima tensión de ruptura | kN | 125 |
| Módulo final de elasticidad | GPa | 74.2 |
| Coeficiente de dilatación lineal | 10-6/°C | 18.9 |
| Resistencia | ohms/km | 0.0796 |
| Masa aproximada | kg/m | 1.461 |
| CABLEADO | | |

| Descripción | Unidad | 363-A1S1A-26-07 |
|------------------------------------|--------|-----------------|
| Aluminio (Número y diámetro en mm) | | 26 x 4.2 (A1) |
| Acero (Número y diámetro en mm) | | 7 x 3.3 (S1A) |

Tabla 2.11: Características del conductor de la línea de transmisión a 220 kV Mantaro - Cotaruse – Socabaya.

| | |
|--------------------------------|---|
| Subestación Mantaro | <ul style="list-style-type: none"> • 2 Celdas en 220kV |
| Subestación Cotaruse | <ul style="list-style-type: none"> • 6 reactores 50MVAR cada uno • 4 compensadores en serie • Configuración de barras en anillo para 4 líneas en 220kV |
| Subestación Socabaya | <ul style="list-style-type: none"> • 2 Autotransformadores 220/138kV, 150MVA cada uno • 4 celdas en 220kV • 2 celdas en 220kV • 1 SVC de -100/300 MVAR. |
| Sistema de comunicación | <ul style="list-style-type: none"> • Por microondas. • 9 Estaciones Repetidoras que van desde Mantaro – Cotaruse - Socabaya |

Tabla 2.12: Características de las subestaciones y el sistema de comunicación de la línea de transmisión a 220 kV Mantaro - Cotaruse – Socabaya

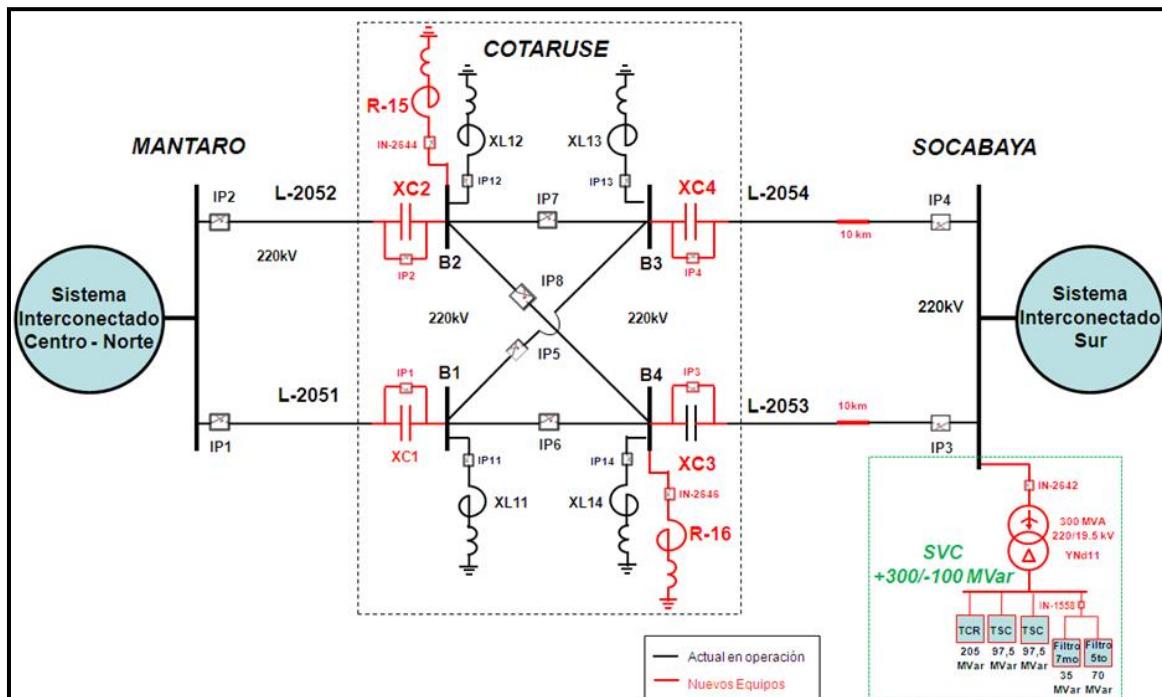


Figura 2.6: Diagrama unifilar del enlace Mantaro-Cotaruse-Socabaya

2.3 LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN COMO COMPONENTE DE COBERTURA DE DEMANDA

2.3.1 Generación y Demanda de Energía

A julio 2013, la potencia efectiva (Oferta) del parque generador del SEIN era 7353MW. Caracterizándose por su concentración en términos de fuente energética (40% de la oferta es generada por el gas natural de Camisea) y de ubicación geográfica (74 por ciento de la oferta proviene de la zona centro) así, casi la mitad de la capacidad de la oferta eléctrica del Perú se alimenta con gas natural desde el área centro del país.

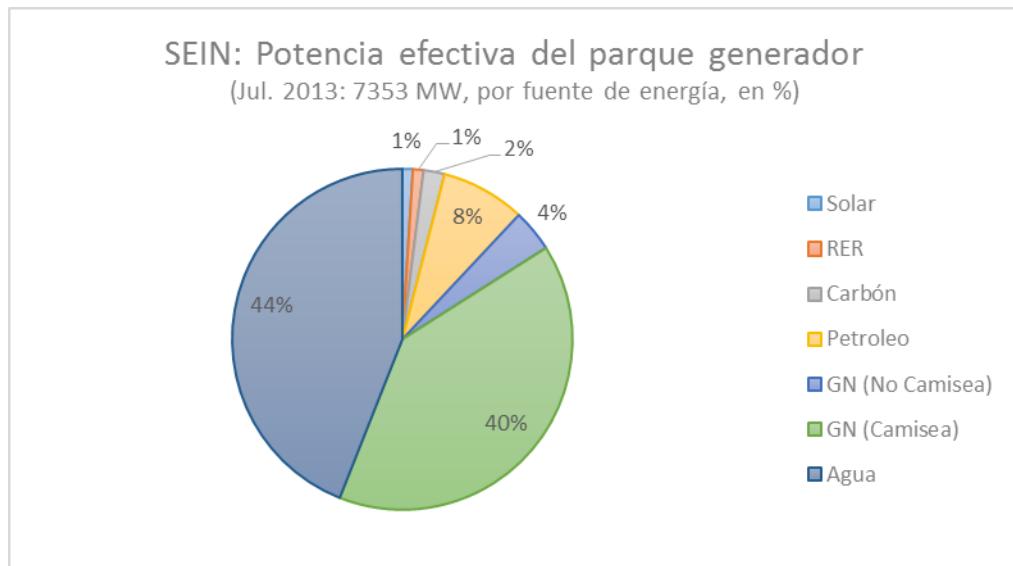


Figura 2.7: Potencia efectiva parque generador año 2013

En el escenario base, la capacidad del parque generador ascendería a 11552MW al 2018, con lo que la oferta disponible registraría una tasa de crecimiento promedio de 9,7 por ciento anual durante el periodo 2013 - 2018, consistente con el programa de obras de generación y las restricciones que enfrenta la oferta (por ejemplo, capacidad limitada de transporte de gas natural).

Este crecimiento esperado de la oferta eléctrica se explica por los nuevos proyectos de generación que incorporarán al SEIN una potencia adicional de 4575 MW, que se concentrará en generación hidroeléctrica en la zona centro.

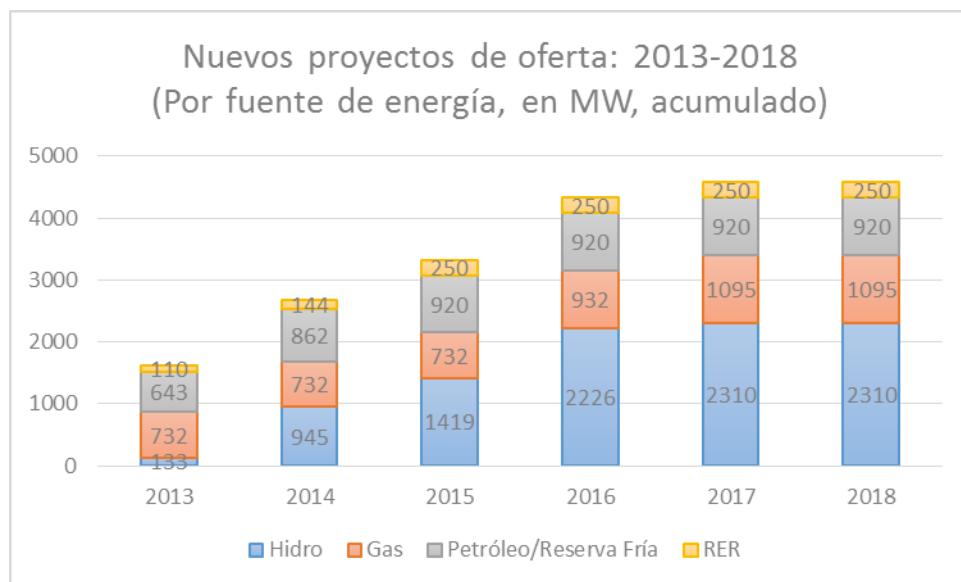


Figura 2.8: Proyectos de oferta al año 2018

Por otro lado, también en el escenario base, la demanda ascendería a 9166MW al 2018, registrando una tasa de crecimiento promedio de 9.6% anual durante el periodo 2013-2018 (consistente con las proyecciones de crecimiento del PBI no minero y la demanda de potencia eléctrica de grandes proyectos al 2018), tasa similar a la del crecimiento de la oferta disponible.

Al 2018, ingresarían 36 grandes proyectos, orientados esencialmente hacia actividades de minería y manufactura no primaria, que demandaría una potencia de 2258MW y que se concentraría en el sur del país (57% de

la demanda principales proyectos al 2018), situación que impone mayores retos de generación y transmisión.

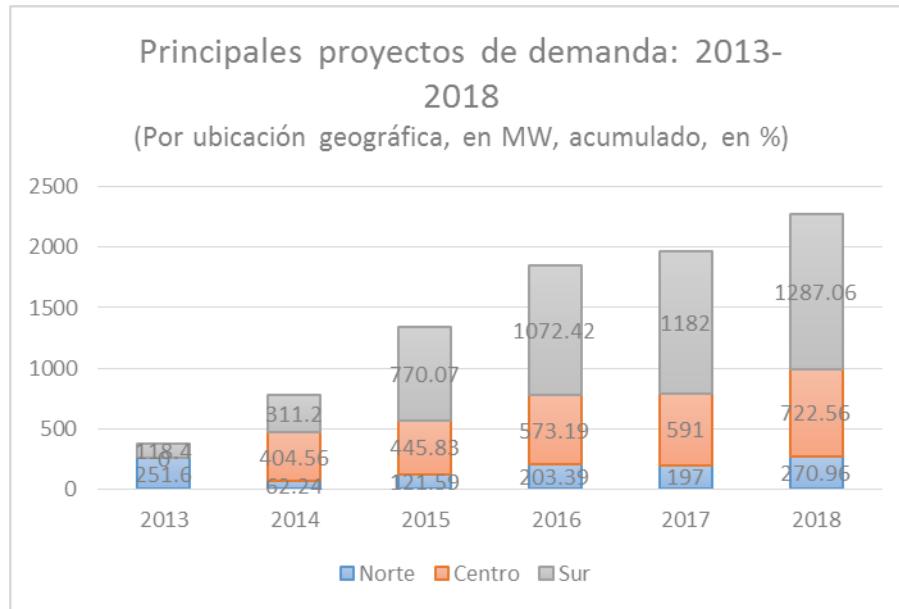


Figura 2.9: Proyectos de demanda al 2018.

Por otro lado, en el año 2011, la zona sur importaba electricidad desde el centro del país a través de una única línea principal de transmisión que era altamente vulnerable a fallas y congestión (Mantaro-Cotaruse-Socabaya, doble terna de 220 kV), situación que fue revertida con la puesta en servicio de la reserva fría de Ilo (460 MW).

En este contexto (de crecientes requerimientos de electricidad en el sur del país) para consolidar la seguridad energética es fundamental cumplir con el cronograma de puesta en operación comercial de redes complementarias centro-sur, tal como lo ocurrido con la L.T. de 500 kV de Chilca-Montalvo y posteriormente con la L.T. Mantaro-Montalvo, programada para 2017. Ya que la falta de un incremento oportuno de la capacidad de transmisión, a partir de 2018 podrían traducirse en déficits de

energía en la zona sur del país, durante horas punta, en caso de congestión, falla o mantenimiento.

Ésta capacidad de transmisión es de vital importancia en la construcción de las líneas de transmisión, ya que esta tiene que ser la suficiente para transportar la energía requerida actual y proyectada. Tal es el caso de la L.T. Chilca-Montalvo, la cual actualmente transporta alrededor de 350MVA, sin embargo, cuenta con una potencia de diseño de 840 MVA, contando con la holgura suficiente para abastecer la demanda actual del sur del país.

2.3.2 Capacidad de transmisión para un uso óptimo.

Existen opciones tecnológicas para aumentar la capacidad de transmisión: construir nuevas líneas, ampliar la capacidad de las líneas existentes y utilizar las líneas existentes más cerca de sus límites térmicos.

2.3.2.1 Construcción de nuevas líneas

Debe considerarse que a grandes distancias resulta antieconómico el transporte en niveles bajos de tensión por factores como las pérdidas en los conductores, por lo que las nuevas líneas deben ser diseñadas con suficiente holgura en su capacidad de transmisión en el futuro.

Además de la capacidad de diseño de las líneas existen otros aspectos que se deben considerar, los cuales limitan la capacidad de

transmisión por debajo de su capacidad teórica. Ellos son: los límites térmicos, pérdidas de energía reactiva y límites de estabilidad.

2.3.2.2 Ampliación de líneas existentes

Existen tres formas de aumentar la capacidad de las líneas existentes: elevar la tensión, aumentar las dimensiones y/o el número de conductores por fase o usar materiales conductores a alta temperatura.

- Elevar la tensión de una línea reduce la corriente requerida para transferir la misma potencia.
- Nuevos y mayores conductores: Puesto que, aproximadamente, la resistencia de un conductor es inversamente proporcional a su sección transversal, aumentar la sección transversal o añadir conductores paralelos aumenta la capacidad de transporte de corriente de la línea.

Para las opciones mencionadas (aumento de tensión o conductores nuevos y más grandes) se usa el mismo derecho de paso y normalmente no se necesita utilizar nuevos terrenos. Sin embargo, debido al mayor peso de los nuevos conductores o a los nuevos requisitos de aislamiento, puede ser necesario reforzar o reconstruir las torres.

2.3.2.3 Uso pleno de la capacidad de transmisión

En muchos casos, las líneas de transmisión operan muy por debajo de su capacidad de carga térmica debido a limitaciones de tensión, de

estabilidad o de operación del sistema. La compensación con condensadores en serie también es una tecnología comúnmente utilizada para aumentar la capacidad de transferencia de las líneas de transmisión de larga distancia.

2.4 EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO CHILCA-POROMA-OCOÑA-MONTALVO DE 500KV

Este proyecto pertenece al Sistema Garantizado de Transmisión que mediante la R.M. N° 024-2010-MEM/DM se incluyó el Plan Transitorio de Transmisión (PTT) y fue aprobado mediante la R.M. N° 552-2006-MEM/DM.

El proyecto comprendió la construcción 1776 torres metálicas entre autosoportadas y atirantadas, entre las S.E.s Chilca, Poroma, Ocoña y Montalvo, más los enlaces en las S.E.s existentes Marcona 220k y Moquegua 220kV y fue otorgado a la empresa Abengoa Transmisión Sur S.A. (ATS) en Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica.

Desde el punto de vista energético, actualmente constituye el único sistema de transmisión en extra alta tensión (500kV) hacia el sur, por lo tanto, el único capaz de soportar todo el flujo hacia el sur cuando la línea Mantaro-Cotaruse-Socavaya se encuentre fuera de servicio. Esta línea, que consta aproximadamente de 890 km, tiene capacidad de transporte para 840MVA, sin embargo, en la actualidad no sobrepasa los 450MVA.

Este sistema está compuesto por la línea de transmisión en 500kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo, las ampliaciones de las subestaciones Chilca 500kV, la ampliación de la Barra 220kV en la Subestación Marcona Existente 220kV de la empresa Red de Energía del Perú (REP) y Montalvo Existente 220kV de la empresa REDESUR. De la misma manera las subestaciones construidas para este proyecto son la Subestación Poroma 500/220kV (antes Marcona Nueva), Ocoña 500kV y Montalvo 500/220.

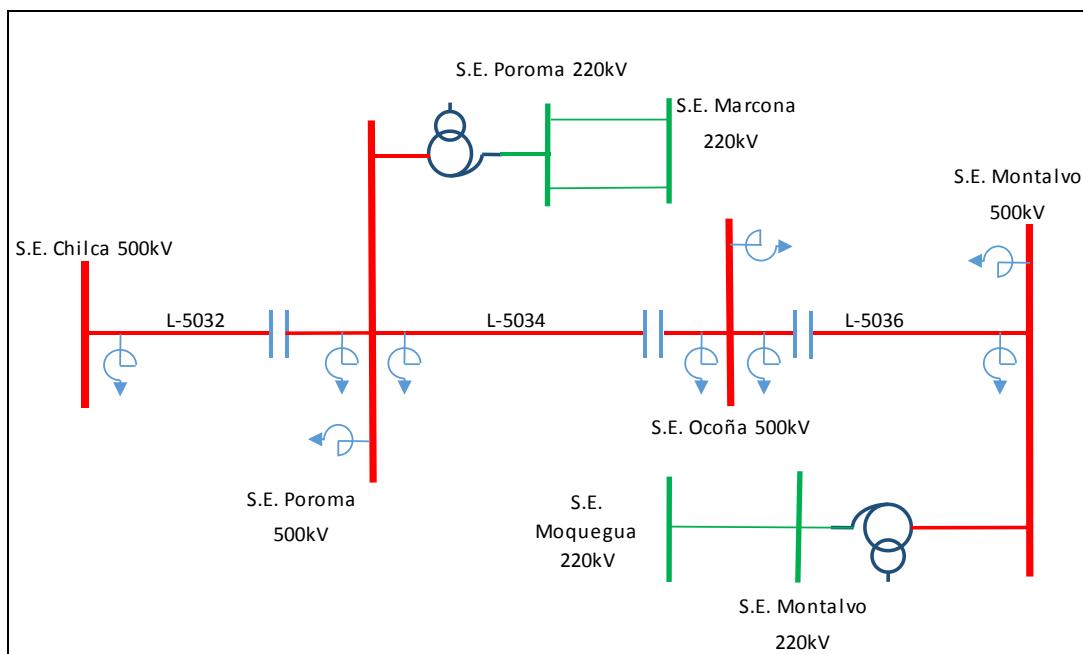


Figura 2.10: Diagrama unifilar simplificado del Sistema Eléctrico Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo.

A continuación se describirá la composición de cada subestación:

2.4.1 S.E. Chilca Nueva 500kV

La subestación Chilca existente fue construida por ISA-CTM (Consorcio Trans Mantaro) y cuenta con un patio de llaves de 500kV en

configuración de interruptor y medio. Para la construcción de la subestación Chilca Nueva 500kV, se realizó la ampliación de la barra B de 500kV, lo que permitió instalar la celda de la línea para la conexión del enlace en 500kV hacia la subestación Poroma 500/220kV, tal enlace tiene instalado un banco de reactores de línea de 200MVAR el cual está conectado a tierra por medio de un reactor de neutro, que le permite la supresión del arco secundario durante fallas monofásicas y para garantizar que los recierres sean exitosos. La subestación está ubicada en la región Lima, provincia de Cañete, distrito de Chilca a 16 m.s.n.m.

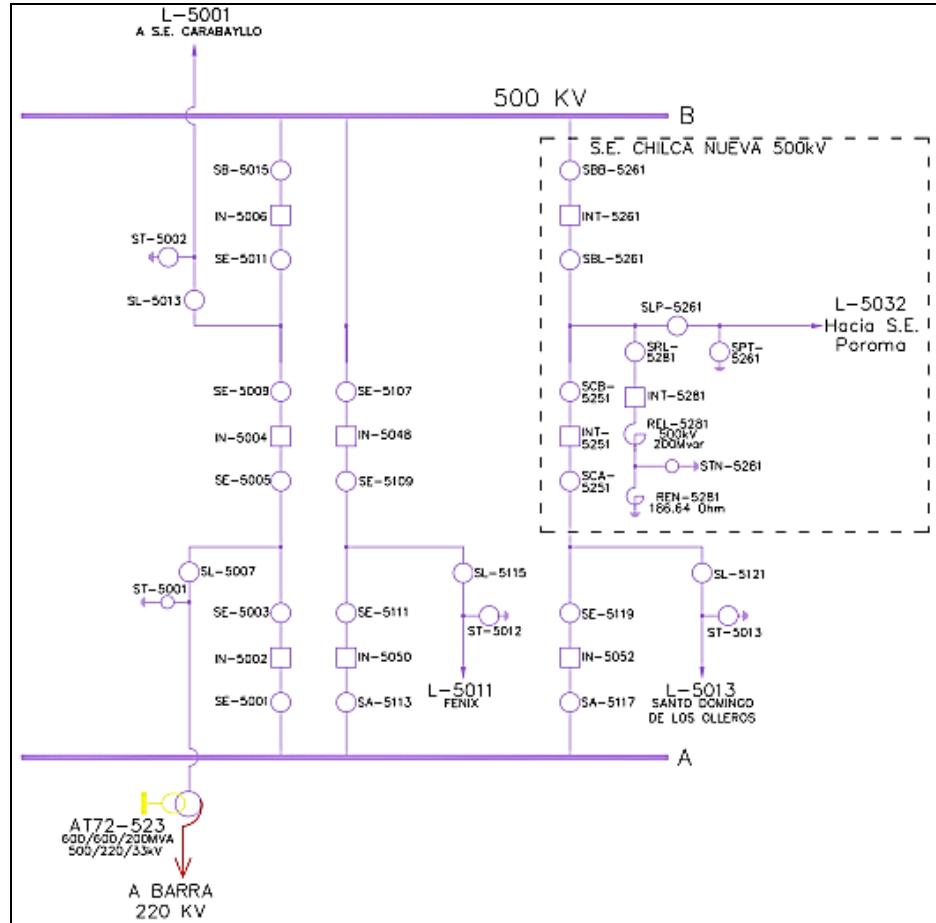


Figura 2.11: Diagrama unifilar de la S.E. Chilca.

2.4.2 S.E. Poroma 500/220kV

La subestación Poroma (inicialmente Marcona Nueva) 500/220kV cuenta con una configuración en interruptor y medio y está equipada con una celda de transformación al cual está conectado un banco de autotransformadores monofásicos de 450MVA – 500/220kV y dos celdas de línea al cual se conectan los enlaces provenientes de las subestaciones Chilca 500kV y Ocoña 500kV con sus correspondientes banco de reactores de línea 200MVAR y 130MVAR respectivamente, conectados cada uno a tierra por medio de reactores de neutro.

La S.E. Poroma cuenta con un banco de condensadores conectados en serie con la llegada de la línea de la subestación Chilca 500kV (L-5032). Para la conexión en 220kV entre las subestaciones Poroma 500/220kV y Marcona Existente (REP) 220kV, existe un sistema de barras en 220kV en configuración de doble barra con una celda de acoplamiento de barras, una celda para la conexión del banco de autotransformadores y dos celdas de línea para la conexión del enlace a 220kV proveniente de la subestación Marcona Existente (REP) 220kV. Esta subestación está localizada en la región Ica, provincia de Nazca, Distrito de Vista Alegre a 100 m.s.n.m.

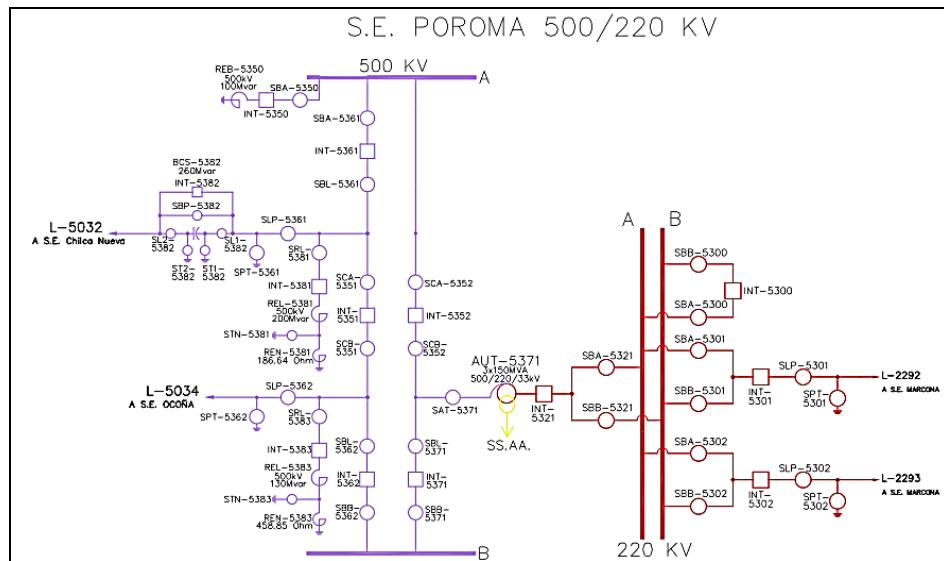


Figura 2.12: Diagrama Unifilar S.E. Poroma 500/220kV

2.4.3 S.E. Marcona 220kV

Se encuentra ubicada en la región Ica, Provincia de Nazca, distrito de San Juan de Marcona. En esta subestación (perteneciente a REP), se encuentra la ampliación de las barras 220kV, la cuales recepcionan las dos líneas en 220kV provenientes de la subestación Poroma 500/220kV.

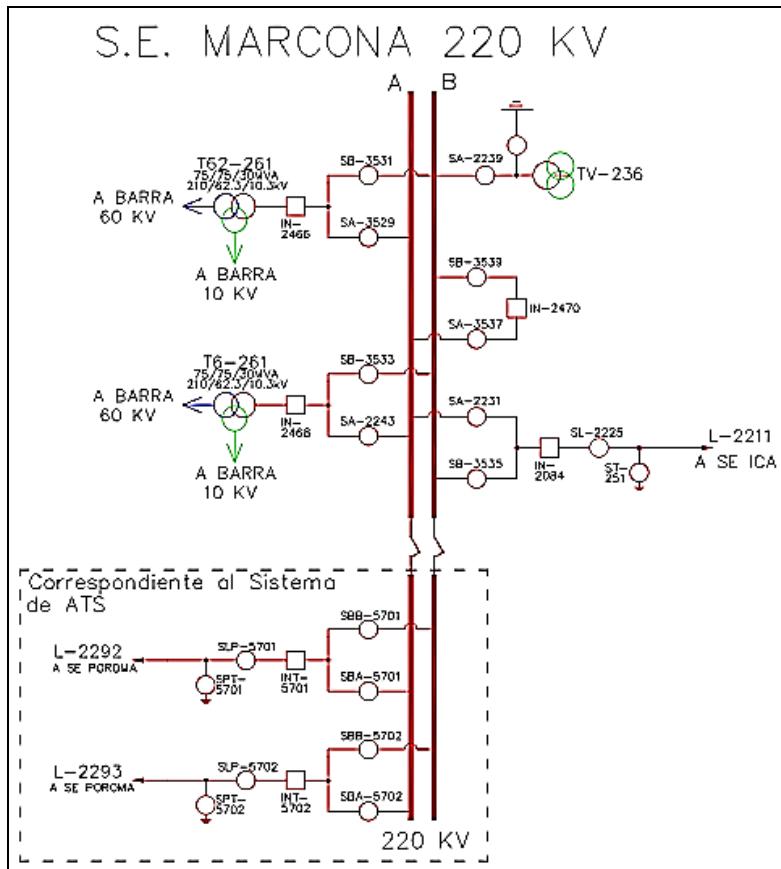


Figura 2.13: Diagrama unifilar S.E. Marcona 220kV.

2.4.4 S.E. Ocoña 500kV

La subestación Ocoña 500kV, tiene una configuración en interruptor y medio, está equipada con dos celdas de línea para conexión de los enlaces en 500kV provenientes de las subestaciones Poroma y Montalvo 500/220kV, dichas líneas de 500kV tienen asociados dos bancos de condensadores para la compensación en serie (BCS), cuenta también con bancos de reactores de 130 MVAR conectados a tierra por medio de un reactor de neutro. Adicionalmente, la barra A de 500kV, cuenta con un banco de reactores de 100 MVAR conectado a tierra directamente. Se encuentra ubicada en la región Arequipa, provincia de Camaná y distrito de Ocoña a 12 m.s.n.m.

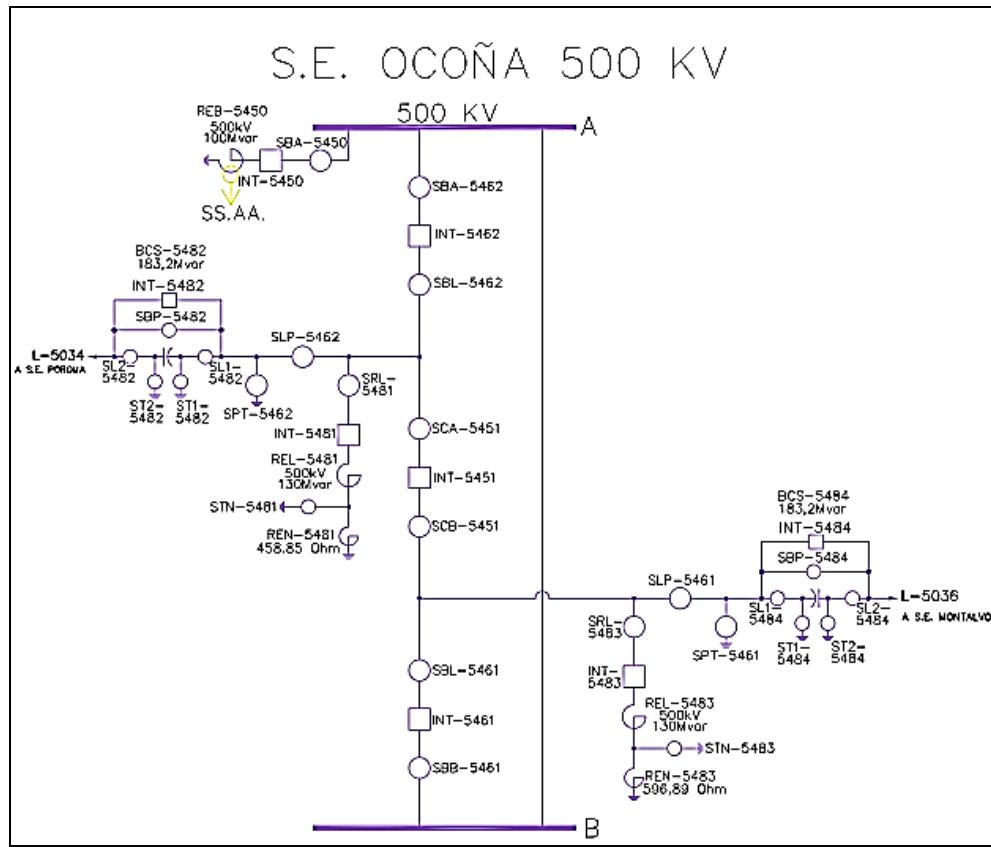


Figura 2.14: Diagrama unifilar S.E. Ocoña 500kV.

2.4.5 S.E. Montalvo 500/220kV

Ubicada en la región Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, distrito de Moquegua, a 1210 msnm. La subestación Montalvo 500/220kV posee también una configuración en interruptor y medio, está equipada con una celda de línea para la conexión del enlace en 500kV proveniente de la subestación Ocoña, la cual tiene asociado un banco de reactores de línea 130 MVAR, un reactor de neutro y una celda de conexión para el banco de autotransformadores.

Así mismo la instalación cuenta con un banco de transformación de 750 MVA de 500/220kV en la cual se tiene una configuración de simple barra con previsiones para convertir a doble barra y con celda de

acoplamiento. También se tiene una celda de salida 220kV para la conexión del enlace en la subestación Moquegua 220kV.

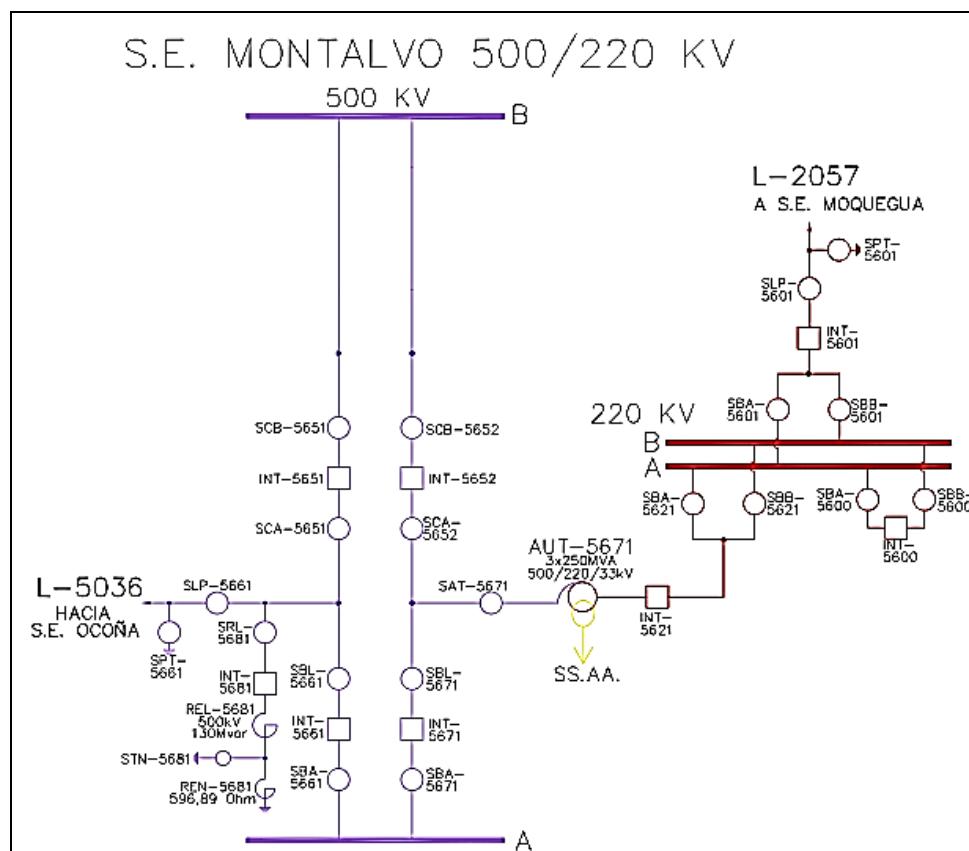


Figura 2.15: Diagrama unifilar S.E. Montalvo

2.4.6 S.E. Moquegua 220kV

La subestación Montalvo Existente es una subestación perteneciente a REDESUR con configuración doble barra con celda de acoplamiento, en la cual está instalada una Celda de línea para la conexión del enlace en 220kV proveniente de la subestación Montalvo 500/220kV.

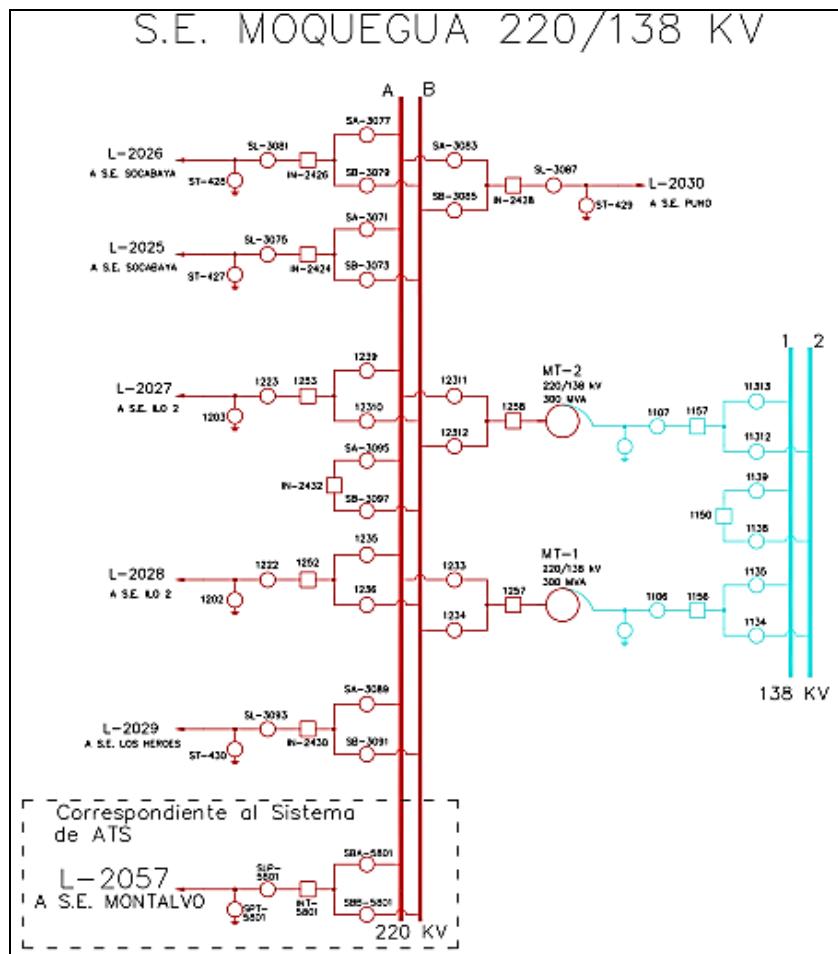


Figura 2.16: Diagrama unifilar S.E. Montalvo.

2.4.7 Recorrido De Las Líneas De Transmisión

El trazado de ruta fue realizado fundamentalmente en dirección Sur y su recorrido comprende fuerte influencia de clima de costa, siendo las principales coordenadas los que se muestran a continuación.

| TRAMOS DE LÍNEAS | UTM WGS - 84 | | |
|---|--------------|---------|------|
| | Este | Norte | Zona |
| L.T. 500 kV Chilca – Poroma | | | |
| S.E. Chilca Existente | 312571 | 8618199 | 18L |
| S.E. Poroma | 494174 | 8336751 | 18L |
| L.T. 220 kV Poroma – Marcona Existente | | | |
| S.E. Poroma | 494274 | 8336398 | 18L |

| | | | |
|---------------------------------|--------|---------|-----|
| S.E. Marcona Existente | 480922 | 8319058 | 18L |
| L.T. 500 kV Poroma – Ocoña | | | |
| S.E. Poroma | 494480 | 8336441 | 18L |
| S.E. Ocoña | 709240 | 8181909 | 18L |
| L.T. 500 kV Ocoña – Montalvo18L | | | |
| S.E. Ocoña | 709696 | 8181579 | 18L |
| S.E. Montalvo | 287228 | 8098281 | 19K |
| L.T. 220 kV Montalvo – Moquegua | | | |
| S.E. Montalvo | 287606 | 8099013 | 19K |
| S.E. Moquegua | 290851 | 8095662 | 19K |

Tabla 2.13: Recorrido de las líneas de Transmisión.



Figura 2.17: Ubicación de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Chilca – Poroma – Ocoña – Montalvo 500kV, en el plano del SEIN.

2.4.8 Parámetros Eléctricos De Las Líneas Del Sistema De ATS

Los parámetros eléctricos de secuencia positiva (+) y de secuencia cero (0) de las líneas del sistema de ATS en 500kV, son los que se muestran a continuación en la Tabla 2:

- L-5032: S.E. Chilca Nueva – S.E. Poroma
- L-5034: S.E. Poroma – S.E. Ocoña
- L-5036: S.E. Ocoña – S.E. Montalvo

| Parámetro | Símbolo | Unidad | L-5032 | L-5034 | L-5036 |
|--|---------|--------|--------|--------|--------|
| Longitud de línea | L | km | 357.2 | 276.6 | 255.54 |
| Resistencia de secuencia positiva | R1 | Ω/km | 0.0257 | 0.0256 | 0.0262 |
| Reactancia de secuencia positiva | X1 | Ω/km | 0.351 | 0.3451 | 0.3431 |
| Magnitud impedancia secuencia positiva | Z1 | Ω/km | 0.352 | 0.3461 | 0.3441 |
| Ángulo impedancia secuencia positiva | <Z1 | ° | 85.81 | 85.76 | 85.63 |
| Resistencia de secuencia cero | R0 | Ω/km | 0.3063 | 0.368 | 0.3445 |
| Reactancia de secuencia cero | X0 | Ω/km | 0.9971 | 1.119 | 1.0958 |
| Magnitud impedancia secuencia cero | Z0 | Ω/km | 1.043 | 1.178 | 1.1486 |
| Ángulo impedancia secuencia cero | <Z0 | ° | 72.92 | 71.81 | 72.55 |
| Susceptancia de secuencia positiva | B1 | μS/km | 4.7474 | 4.817 | 4.8585 |
| Susceptancia de secuencia zero | B0 | μS/km | 3.3587 | 3.3081 | 3.2574 |

Tabla 2.14: Parámetros eléctricos de las líneas del Sistema Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de 500kV.

2.4.9 Descripción Del Tipo De Equipamiento De Subestaciones

2.4.9.1 Equipos de 220kV

El equipamiento de las celdas de conexión para las líneas de 220 kV es convencional del tipo exterior y con pórticos en celosía (armadura). Las bahías están constituidas por los siguientes equipos:

- Pararrayos
- Transformador de tensión capacitivo
- Trampas de onda
- Seccionador de línea con cuchillas de tierra
- Transformadores de corriente
- Interruptor de operación mono/tripolar y
- Seccionador de barras

2.4.9.2 Equipos de 500kV

Todas las subestaciones del Proyecto L.T. Chila – Poroma – Ocoña – Montalvo con nivel de tensión de 500KV están diseñadas con un esquema de interruptor y medio. El equipamiento de las bahías y celdas en 500 kV para las subestaciones son convencionales del tipo exterior y con pórticos tipo celosía. Están constituidas por los siguientes equipos:

- Pararrayos
- Transformador de tensión capacitivo
- Seccionador de línea con cuchillas de tierra
- Seccionador de barras
- Transformadores de corriente
- Interruptor de operación mono/tripolar

Los interruptores para el manejo de reactores y autotransformadores están equipados con equipos de mando sincronizado.

2.4.9.3 Características de los Interruptores

Los interruptores de potencia son del tipo tanque vivo y de operación mono/tripolar, con aislamiento y extinción en un ambiente de hexafluoruro de azufre (SF₆), con mando local y/o remoto, aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

Los controles de los interruptores son operados local o remotamente por medio de un selector de tres posiciones (LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO) y pulsadores para CIERRE y APERTURA. Todos los elementos de control como selectores, interruptores de baja tensión del mecanismo de operación, calefacción etc, tienen contactos de señalización NC y NO, lo que permite integrarse al sistema de control de la subestación.

Cada polo posee su propio mecanismo de operación, el cual es del tipo resorte. Cada mecanismo de operación está equipado con contactos auxiliares de cierre y apertura, los cuales son eléctricamente independientes, para una tensión máxima de 125 Vcc y una corriente permanente asignada de 10 A. Los equipos tienen las siguientes características generales:

| Descripción | Unidad | 500kV | 220kV |
|--|------------------|--------------------|---------------------|
| Medio de extinción | | SF6 | SF6 |
| Tensión asignada | kV | 550 | 245 |
| Corriente asignada en servicio continuo | A | 2000 | 2500 |
| Corriente de cortocircuito térmica asignada | kA, simétrica | 40 | 40 |
| Duración del cortocircuito asignada | s | 1 | 1 |
| Tiempo total de apertura | ciclos | <2.5 | <2.5 |
| Secuencia de operación | | | |
| a) Maniobra de autotransformadores y reactores | | CO-15 s- CO | CO-15 s- CO |
| b) Maniobra de líneas de transmisión | | O- 0.3sCO- 3min-CO | 0-0.3s- CO- 3min-CO |

Tabla 2.15. Características de los interruptores de potencia.

2.4.10 Características de los Seccionadores de Línea y Barra

Los seccionadores para la conexión a barras de 500 kV y todos los seccionadores de la subestación Chilca Nueva 500 kV son del tipo pantógrafo. Los demás seccionadores de 500 kV son de doble apertura. Todos los seccionadores de 220 kV son de apertura central horizontal.

Los seccionadores de línea cuentan con control automático de humedad e iluminación controlada por comutador de puerta, aptos para ser operados sobre un circuito 125 Vdc. Las chuchillas de puesta a tierra son de mando manual. Las cuchillas de puesta a tierra rápidas para los reactores de neutro tienen un mecanismo motorizado para el resorte de accionamiento de la cuchilla.

El control del mecanismo de operación puede ser operado local o remotamente y el modo de operación se realiza mediante un selector de tres posiciones: LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO y la operación local se realiza mediante dos pulsadores: CIERRE y APERTURA.

Los equipos tienen las siguientes características generales:

| Descripción | Unidad | 500kV | 220kV |
|--|--------|----------|----------|
| Tipo de ejecución | | Exterior | Exterior |
| Corriente asignada en servicio continuo | A | 2000 | 2500 |
| Corriente de corto circuito térmica asignada | kA | 40 | 40 |
| Duración del cortocircuito asignada | s | 1 | 1 |

Tabla 2.15. Características de los seccionadores.

2.4.11 Características de los Transformadores de Medida

2.4.11.1 Transformadores de Corriente del Tipo Columna

Los transformadores de corriente están inmersos en aceite, de relación múltiple con cambio de relación en el primario y están equipados con un indicador de nivel de aceite.

Los equipos tienen las siguientes características generales:

| Descripción | Unidad | 500kV | 220kV |
|--|--------|-----------|-----------|
| Corriente asignada en servicio continuo | A | 1000-2000 | 1250-2500 |
| Corriente secundaria asignada | A | 1 | 1 |
| Número de núcleos para medición | | 2 | 1 |
| Número de núcleos para protección | | 4 | 3 |
| Corriente de corto circuito térmica asignada | KA | 40 | 40 |
| Duración del cortocircuito asignada | s | 1 | 1 |
| Características de núcleos de medida | | | |
| a) Clase de precisión | | 0.2 | 0.2 |
| b) Carga de precisión | VA | 30 | 30 |
| c) Factor de seguridad | | 10 | 10 |
| Características de núcleos de protección | | | |
| a) Carga de precisión | VA | 30 | 30 |
| b) Clase de precisión | | 5P | 5P |
| c) Factor límite de precisión | | 20 | 20 |

Tabla 2.16. Características de los TC.

2.4.11.2 Transformadores de Tensión

Son del tipo divisor capacitivo. Las bobinas del divisor capacitivo son de hoja de aluminio con aislación de papel impregnado o film-poliester y del tipo anti-inductivo lo cual permite mejorar la respuesta en los transitorios.

Los transformadores de tensión están diseñados para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos debido a cortocircuitos en los terminales secundarios durante un período de un segundo con plena tensión mantenida en el primario.

Los equipos tienen las siguientes características generales:

| Descripción | Unidad | 500kV | 220kV |
|--|--------|-----------------|-----------------|
| Número de devanados secundarios | Nº | 2 | 2 |
| Relación de transformación asignada | | 4545 | 2000 |
| Clase de precisión entre el 25% y el 100% de la carga de precisión | | | |
| a) Entre el 5% y el 80% de la tensión asignada | | 3P | 3P |
| b) Entre el 80% y el 120% de la tensión asignada | | 0.2 | 0.2 |
| c) Entre el 120% y el 150% de la tensión asignada | | 3P | 3P |
| Carga de precisión | | | |
| a) Devanado 1 | VA | 30 | 30 |
| b) Devanado 2 | VA | 30 | 30 |
| Tensión secundario para el sistema | V | 110/ $\sqrt{3}$ | 110/ $\sqrt{3}$ |

Tabla 2.17. Características de los TT.

2.4.12 Características de los Pararrayos

Los pararrayos son de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión y están conectados entre fase y tierra. Sirven para operación frecuente debido a sobretensiones tipo rayo y sobretensiones por maniobra de líneas y transformadores de potencia.

Los pararrayos cuentan con contadores de descarga, que están instalados sobre la estructura soporte a una altura apropiada para su fácil lectura por el operador parado en el piso.

Los equipos tienen las siguientes características generales:

| Descripción | Unidad | 500kV | 220kV |
|---|--------|-------|-------|
| Tensión asignada | kV | 444 | 198 |
| Tensión continua de operación | kV | 318 | 142 |
| Corriente de descarga asignada | kA | 20 | 10 |
| Corriente asignada del dispositivo de alivio de presión | kA | 40 | 40 |
| Clase de descarga de línea | kJ/kV | 5 | 4 |

Tabla 2.18. Características de los Pararrayos.

2.4.13 Características de los Autotransformadores de Potencia

Los autotransformadores son monofásicos del tipo núcleo y forman un banco de tres unidades, están provistos de un tanque de expansión externo, montado en el equipo.

Los autotransformadores están aptos para soportar, térmica y dinámicamente, las corrientes de cortocircuito debidas a cualquier tipo de falla, así como las corrientes de "in-rush" superpuestas a la falla cuando los autotransformadores sean energizados sobre una falla externa.

El núcleo del autotransformador es de acero al silicio, laminado en frío, de grano orientado, de la más alta calidad, de bajas pérdidas y alta permeabilidad. Las estructuras de fijación de los núcleos están construidas en tal forma que sean mínimas las corrientes parásitas; por ello estas

estructuras se encuentran sólidamente puestas a tierra en un punto para evitar potenciales electrostáticos.

El autotransformador está equipado con radiadores, ventiladores y equipo de control tal como se requiere para la operación apropiada con un sistema de refrigeración ONAN/ONAF1/ONAF2.

Las características principales de los autotransformadores monofásicos ubicados en la S.E. Poroma y S.E. Montalvo, son las siguientes:

| Descripción | Características | |
|--|---------------------|---------------------|
| | S.E. POROMA | S.E. MONTALVO |
| Marca | HYOSUNG | HYOSUNG |
| Relación de tensiones (bajo carga) | 500/220±10x1%/33 kV | 500/220±10x1%/33 kV |
| Tensión de cortocircuito | | |
| HV-MV | 14.4% (450 MVA) | 16.70% (750 MVA) |
| MV-LV | 5.667% (75 MVA) | 7.365% (126 MVA) |
| HV-LV | 8.667% (75 MVA) | 11.015% (126 MVA) |
| Conexión del autotransformador | YNa0d1 | YNa0d1 |
| Conexión del neutro del arrollamiento común | Sólido a tierra | Sólido a tierra |
| Conexión del neutro del arrollamiento auxiliar | Aislada | Aislada |
| Potencia de transformación | | |
| ONAN | 270/270/45 MVA | 450/450/75 MVA |
| ONAF I | 360/360/60 MVA | 600/600/100 MVA |
| ONAF II | 450/450/75 MVA | 750/750/125 MVA |
| Monitoreo de gases disueltos en el aceite en tiempo real | Si | Si |
| Monitoreo de temperatura del devanado del autotransformador en tiempo real | Si | Si |

Tabla 2.19: Características de los Autotransformadores.

2.4.14 Características del Sistema de Compensación

2.4.14.1 Compensación Reactiva Shunt

Se instalaron bancos de reactores shunt (derivación) compuestos por unidades monofásicas, disponiendo una unidad monofásica de reserva de cada tipo, conectándose a tierra mediante un reactor de neutro, con excepción de los reactores asociados a las barras, los cuales se conectan a tierra directamente.

Las estructuras de fijación de los núcleos están construidas en tal forma que sean mínimas las corrientes parásitas; estas estructuras se encuentran rígidamente puestas a tierra en un punto para evitar potenciales electrostáticos.

Al igual que los autotransformadores, los reactores están equipados con radiadores y equipo auxiliar de control tal como se requiere para la operación apropiada con un enfriamiento ONAN.

Las características principales de los reactores de línea son:

| Descripción | Características |
|---------------------------------------|--------------------|
| Tensión asignada | |
| a) Aislador pasatapas de alta tensión | 500/ $\sqrt{3}$ kV |
| b) Aislador pasatapas de neutro | 115 kV |
| Potencia | |
| Reactor de la línea L-5032 | 200 MVAR |
| Reactor de la línea L-5034 | 130 MVAR |
| Reactor de la línea L-5036 | 130 MVAR |
| Tipo de refrigeración | ONAN |
| Conexión del neutro | Reactor de neutro |
| Tipo | Monofásicas |

Tabla 2.20. Características de los Reactores.

2.4.14.2 Sistema de Compensación Serie

Cada banco cuenta principalmente con un sistema de protección consistente en una resistencia no lineal (MOV), un circuito amortiguador y limitador de corriente de descarga (damping and limiting circuit), un interruptor de puenteo (by – pass circuit breaker) y un Spark gap en paralelo con el interruptor de by-pass. Las características principales de los bancos son las siguientes:

| Descripción | | Valor |
|--|------------------------|---|
| Marca | | Siemens |
| Cantidad | | 3 Bancos |
| Impedancia Nominal | Línea Chilca - Poroma | 80.2 Ω |
| | Línea Poroma - Ocoña | 59.5 Ω |
| | Línea Ocoña - Montalvo | 44.85 Ω |
| Capacidad trifásica asignada | Línea L-5032 | 321 Mvar |
| | Línea L-5034 | 238 Mvar |
| | Línea L-5036 | 179 Mvar |
| Corriente Nominal (rms) | | 1155 A |
| Capacidad individual de las unidades condensadoras | | La reactancia, tensión y capacidad individuales, es tal que los bancos pueden soportar la corriente de oscilación y emergencia con una unidad desconectada sin que sufran daño el resto de unidades y sus fusibles. |

Tabla 2.21. Características de los sistemas de compensación en serie.

2.4.15 Sistema de Control

El Sistema de Automatización de las Subestaciones (SAS), está basado en la norma IEC 61850 y se encuentra constituido por tres niveles de control, cuya descripción es la siguiente:

2.4.15.1 Nivel 0

Mando desde las cajas de control de los interruptores y seccionadores en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.

2.4.15.2 Nivel 1

Este nivel está ubicado en las casetas de patio adyacente a cada uno de los diámetros de las subestación e incluye una Interfaz de Usuario (IU) en el controlador de bahía para la ejecución de los comandos de los equipos de maniobra en los modos de operación REMOTO – LOCAL SUPERVISADO por medio de un selector ubicado en el gabinete de control/protección bajo las siguientes condiciones:

- Modo REMOTO: sólo se permitirán comandos desde los Niveles 2 y 3.
- Modo LOCAL SUPERVISADO: sólo se permitirán comandos desde la IU de Nivel 1

2.4.15.3 Nivel 2

Este nivel está ubicado en la sala de control de la subestación y corresponde al mando desde la estación de control de nivel 2 IHM (Interfaz Humano-Máquina). Se encuentra operativo cuando el modo de control seleccionado en los controladores del Nivel 1 del SAS está en REMOTO y su propio nivel de control sea LOCAL (SUBESTACIÓN).

En el nivel 2 se puede supervisar y controlar todos los campos de la subestación, además de los servicios auxiliares y señales comunes.

Este nivel lo conforman los siguientes equipos:

- Controlador de subestación: el controlador tiene la función de servidor de protocolos y a través de dos puertos IEC 60870-5-101 permite la supervisión de la subestación desde los centros de control.
- Red LAN de la subestación: En el edificio de control (sala) se concentra la información de los equipos de control y protección a la red LAN (Local Área Network) en protocolo IEC 61850 mediante puertos Ethernet.
- IHM: A través de esta interfaz de usuario, se realiza el monitoreo, control, operación y registro de eventos de la subestación.
- Reloj y antena GPS: La sincronización de tiempo de todos los dispositivos del sistema de control se realiza utilizando un reloj GPS que funciona como servidor de tiempo SNTP. Este reloj es conectado a la red LAN de la subestación y usa ese medio para llevar la sincronización a todos los componentes del SAS.

2.4.15.4 Nivel 3

Este nivel corresponde al mando de la subestación desde el centro de control remoto ubicado en Lima. Se encuentra operativo cuando el modo de control de la IHM de nivel 2 sea REMOTO.

Tiene integrado una RTU para efectuar el enlace del sistema de control de la ampliación, con el sistema de control de las subestaciones existentes y el Centro de Control Remoto de la empresa Abengoa en Lima.

2.4.16 Sistema de Protección

Las protecciones del sistema de transmisión, de tecnología numérica, con protocolo de comunicación IEC 61850, están integradas a la red de control y protecciones de las subestaciones. El sistema tiene la siguiente funcionalidad.

2.4.16.1 Sistema de Protección de Líneas 500kV

En las líneas en 500kV el sistema de protección está constituido por:

2.4.16.2 Protección Principal en 500kV

La protección principal está conformada por un relé RED670 de la marca ABB, el cual tiene como función principal la función:

- 87L: Protección diferencial de línea con vinculación con el otro extremo vía canal comunicación por fibra óptica.

También está equipado con las siguientes funciones de Protección:

- 21/21N: Función de distancia
- 67/67N: Función de sobrecorriente direccional
- 59: Función de sobretensión
- 27: Función de subtensión
- 25/79: Función de recierre con sincronismo

- 98 (OSC): Función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos, con comunicación a una unidad central de acceso y evaluación a través de red LAN IEC 61850.
- 96 (LCF): Función de localización de falla
- 85 (TDD): Transferencia de disparo directo ante apertura tripolar de los interruptores en uno de los extremos. La apertura se realiza por disparo propio o apertura externa.
- 68: Bloqueo por oscilación de potencia
- 78: Función de pérdida de sincronismo
- Para la comunicación con la Red Local LAN cada equipo de protección cuenta con un puerto Ethernet óptico y comunicación IEC 61850.

2.4.16.2.1 Protección Secundaria en 500kV

Debido a que la configuración de la protección es redundante (filosofía que adopta la marca ABB), la protección secundaria de línea, es idéntica a la protección principal o primaria.

2.4.16.2.2 Sistema de Protección de Líneas en 220kV

En las líneas en 220kV el sistema de protección está constituido por las siguientes protecciones:

Protección Principal en 220kV

Cuenta con relé RED670 de ABB con las siguientes funciones de protección:

- 87L: Protección diferencial de línea con vinculación con el otro extremo vía canal comunicación por FO.
- 21/21N: Función de distancia (3 zonas, características Mho y Quad.)
- 67/67N: Función de sobrecorriente direccional
- 59: Función de sobretensión
- 27: Función de subtensión
- 25/79: Función de recierre con sincronismo
- 98 (OSC): Función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos, con comunicación a una unidad central de acceso y evaluación a través de red LAN IEC 61850.
- 96 (LCF): Función de localización de falla
- 85 (TDD): Transferencia de disparo directo ante apertura tripolar de los interruptores en uno de los extremos. La apertura se da por disparo propio o apertura externa. El inter-disparo se da un pulso limitado en el tiempo.
- 68: Bloqueo por oscilación de potencia
- 78: Función de pérdida de sincronismo
- Para la comunicación con la Red Local LAN cada equipo de protección contará con un puerto Ethernet óptico y comunicación IEC 61850.

2.4.16.2.3 Protección Secundaria en 220kV

Debido a que la configuración de la protección comprende es redundante, la protección secundaria de línea, es idéntica a la protección principal o primaria.

2.4.16.3 Sistema De Protección De Barras

2.4.16.3.1S.E. Poroma, Ocoña, Montalvo

En estas subestaciones nuevas del proyecto de ATS, se instalaron unidades del relé diferencial de barras REB500 de la marca ABB, tanto para 500 kV y 220 kV. La Protección de barras tiene las funciones y características generales siguientes:

- 87 B1: Protección Diferencial de barras 500 kV – barra1.
- 87 B2: Protección Diferencial de barras 500 kV – barra2.
- 50BF: Breaker failure.
- Incluirá la función 86.
- 98 (OSC): Función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos, con comunicación a una unidad central de acceso y evaluación a través de red LAN IEC 61850.
- Para la comunicación con la Red Local LAN cada equipo de protección contará con un puerto Ethernet óptico y comunicación IEC 61850.

2.4.16.3.2Ampliación S.E. Chilca 500 kV

Se agregó una unidad de bahía a la protección de barras existente de la barra B, el cual es de la marca Siemens.

2.4.16.3.3Ampliación S.E. Marcona 220 kV

Se utiliza la protección de barras existente en doble barra, la cual es de la marca SEL.

2.4.16.3.4 Ampliación S.E. Montalvo 220 kV

Actualmente se utiliza la protección de barras existente la cual es de la marca General Electric.

2.4.16.4 Sistema de protección de los Reactores

El sistema de protección está constituido por la siguiente configuración:

2.4.16.4.1 Protección Principal

La Protección Principal de los bancos de reactores comprende equipos RET670 de la marca ABB, con las siguientes funciones de protección:

- 87 R: Función diferencial de reactor
- 86: Función de bloqueo
- 27: Función de subtensión
- 59: Función de sobretensión
- 98 (OSC): Función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.

2.4.16.4.2 La Protección Secundaria

Protección redundante, contiene las mismas funciones que el relé principal o primario.

2.4.16.5 Sistema de protección de Autotransformador

- a) Protección de Principal:

La Protección Principal de los bancos de autotransformadores cuenta con equipos RET670 de la marca ABB, con las funciones y características generales siguientes:

- 87 T: Función diferencial de transformador
- 86: Función de bloqueo
- 50 /51: Función de sobrecorriente
- 27: Función de subtensión
- 59: Función de sobretensión
- 98 (OSC): Función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos

b) Protección Secundaria:

Protección redundante, similar a la protección primaria o principal.

2.4.17 Sistema de Medición

Para cada campo de línea de las subestaciones asociadas al proyecto se cuenta con un medidor de tarificación clase 0,2 de la marca General Eléctric (Medidor ION) y un medidor tipo multifuncional (Nexus 1500) para el despliegue de todas las magnitudes eléctricas y valores de energía de cada circuito. Adicionalmente en el lado de 220kV de cada uno de los bancos de autotransformadores se cuenta también con un medidor de tarificación clase 0,2 (ION).

2.4.18 Descripción de los sistemas de telecontrol, telemundo y adquisición de datos y su enlace con el sistema del COES

La arquitectura del SAS considera dentro de la estructura jerárquica de control de la subestación, el nivel 3 que permite el telecontrol, adquisición de datos y telemundo de equipos de maniobra de la instalación desde el Centro de Control de ABENGOA en Lima, mediante un servidor con protocolo normalizado IEC 60870-5-101 (SCADA) y servidor de acceso WEB en protocolo TCP/IP.

Los datos que requieren ser enviados al COES se consolidan en el Centro de Control de ABENGOA en Lima y son integrados a la información que se envía mediante protocolo IEC 60870-5-101.

2.4.19 Descripción del sistema de comunicaciones

El sistema de telecomunicaciones del proyecto está conformado por un esquema mixto que soporta los servicios de teleprotección, voz y datos tanto a nivel operativo como administrativo requerido para las subestaciones asociadas al proyecto, el cual está basado en los siguientes subsistemas:

2.4.19.1 Subsistema de fibra óptica

Basado en una red de fibra monomodo convencional (norma ITU-T G.652).

La red de fibras ópticas está implementado, en su mayoría, mediante la instalación de cable de guarda óptico (OPGW) de 24 fibras, y sus respectivos equipos activos de telecomunicaciones, para instalar en las líneas de transmisión a 220 kV y 500 kV que interconectan las subestaciones asociadas con el proyecto.

2.4.19.2 Subsistema de onda portadora

El sistema de onda portadora está implementado, usando como medio de transmisión la línea de potencia con acople fase - fase, incluye los equipos terminales, las unidades de acople, el cable coaxial y trampas de onda, instalados en las líneas de transmisión a 220 kV y 500 kV que interconectan las subestaciones asociadas con el proyecto ATS.

El sistema de onda portadora se usa como respaldo para la teleprotección del sistema de comunicación por fibra óptica.

2.4.20 Sistema de Puesta a Tierra en las Subestaciones

El cálculo de la corriente de diseño se realizó empleando el método recomendado por la norma IEEE Std80 realizando estudios de distribución de corriente y determinando la condición de falla que produzca la mayor circulación de corriente por la malla y realizando mediciones de la resistividad eléctrica en los lotes de las subestaciones.

El diseño incluyó la retícula principal enterrada a una profundidad de 0,5 m y conexiones a equipos y estructuras, en cable de cobre de 120 mm² en el área de equipos del patio de llaves, para Sistemas de Puesta a Tierra profunda 95mm² y Red de Tierra Superficial 70mm². También están incluidas las varillas de coperwell de 1,8 m y diámetro de 16 mm necesarias para puesta a tierra de los cables de guarda y pararrayos para considerar las descargas de alta frecuencia.

2.5 LA PROBLEMÁTICA DE EQUILIBRIO OFERTA DEMANDA EN ÁREAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Para que las tres actividades básicas de un sistema eléctrico (generación, transporte y consumo) puedan estar en correcta armonía. Es decir, que exista un equilibrio entre la oferta y demanda (en todo momento), distintos modelos de coordinación se han empleado en el mundo entero. Entre los que destacan el modelo verticalmente integrado y los modelos desarrollados luego de la desregulación eléctrica (PoolCo e ISO-PX).

2.5.1 Modelos de coordinación

En el modelo verticalmente integrado, una sola compañía se encargaba de toda la cadena productiva. Desde generar hasta distribuir la electricidad a los consumidores finales, como se puede apreciar en la Figura 2.18.

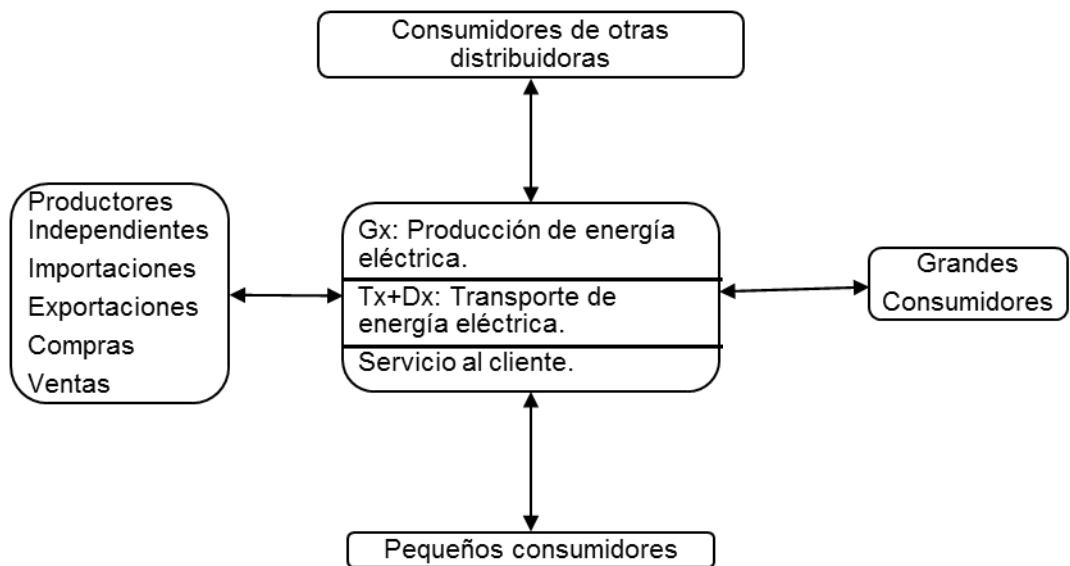


Figura 2.18: Modelo verticalmente integrado.

Tradicionalmente, las entidades integradas verticalmente manejaban el balance de energía entre la oferta y la demanda despachando sus propias unidades generadoras así como ajustando la configuración de los transformadores y prendiendo y apagando interruptores en sus propias líneas de transmisión.

Este tipo de compañías eran por lo general gubernamentales, de servicio público y tenían obligación de servicio. Este esquema de coordinación fue utilizado por muchos países hasta fines de los 80 y principios de los 90. Para ese entonces, la tendencia creciente a implementar economías abiertas, así como acuerdos comerciales regionales crearon nuevas condiciones de estímulo económico para el sector. Muchas de las entidades eléctricas alrededor del mundo, se vieron forzadas a cambiar su manera de hacer negocios, y pasaron de un sistema verticalmente integrado a un modelo de negocio abierto y competitivo. A este cambio en la estructura del sistema se le conoce como la desregulación del sistema eléctrico.

El objetivo principal de esta desregulación fue de marcar una clara separación entre la producción, transporte y venta de energía con el fin de incentivar la inversión entre los principales agentes. Por lo que los procesos que antes estaban verticalmente integrados (generación, transmisión y distribución), fueron separados en actividades independientes, como lo muestra la Figura 2.19.

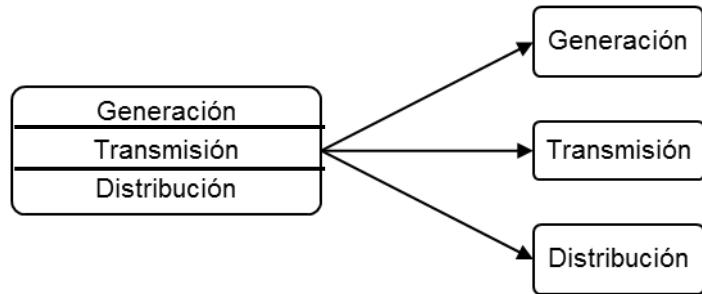


Figura 2.19: Objetivo principal de desregulación.

Además de esta desagregación funcional del sistema eléctrico, se requirió de una desagregación corporacional (Figura 2.20). Se comenzaron a privatizar muchas de las empresas estatales existentes. Para ello, se tuvieron que introducir incentivos económicos en cada una de estas tres áreas, que ahora eran independientes. Es decir, se buscaron desarrollar mercados competitivos donde pudieran existir y donde no, se aplicó un marco regulatorio (emulando una competencia perfecta).

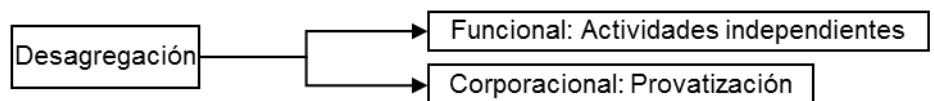


Figura 2.20: Tipos de desagregaciones que tuvieron lugar en la desregulación.

Como el sector de la generación presenta un gran número de participantes, la interacción entre todos los generadores se asemeja bastante a una condición de competencia perfecta, por lo que es en este sector donde la participación de los privados ha predominado. La transmisión en cambio, al tener un grado significativo de economías de

escala, era natural para este sector convertirse en un monopolio. Por lo que en muchos casos, este sector ha quedado en el poder del estado o bien bajo una regulación por parte de éste. Finalmente, la distribución, al poseer economías de ámbito o densidad, ha sido manejada por privados, pero fuertemente regulada.

Debido a este nuevo esquema de funcionamiento, dos nuevos agentes entraron en acción: el “operador del sistema” y el “operador del mercado”. Dado que en esta nueva organización una sola empresa ya no está a cargo de toda la cadena productiva, sino que ahora está en manos de diversos agentes independientes, la creación de una entidad encargada de operar el sistema de forma eficiente era fundamental desde el punto de vista técnico y económico. Es así como nace el operador del sistema (ISO – Independent System Operator), que tiene la principal misión de coordinar el balance de energía del sistema. El ISO tiene como misión asegurar tanto la oferta (generación) como la demanda (consumo) estén en un correcto equilibrio tanto en instancias de operaciones normales, como en situaciones de emergencia; gestionando para ello diversos recursos de control, protección y apoyo, hoy conocidos como servicios complementarios.

A su vez, la desagregación funcional y corporacional de los procesos dio lugar a la creación de un mercado eléctrico, donde todos los agentes ahora podían transar la energía mediante contratos tanto de corto como largo plazo. Por ello, la creación de un operador del mercado, encargado de coordinar las transacciones económicas entre los distintos agentes del sistema eléctrico, buscando un correcto equilibrio entre la oferta y demanda

en todo momento, era primordial. Lo anterior, da lugar a nuevas estructuras organizacionales del sistema eléctrico, donde el modelo Pool-Co e ISO-PX, que se presentan en las Figuras 2.21 y 2.22. respectivamente, son los más empleados y conocidos.

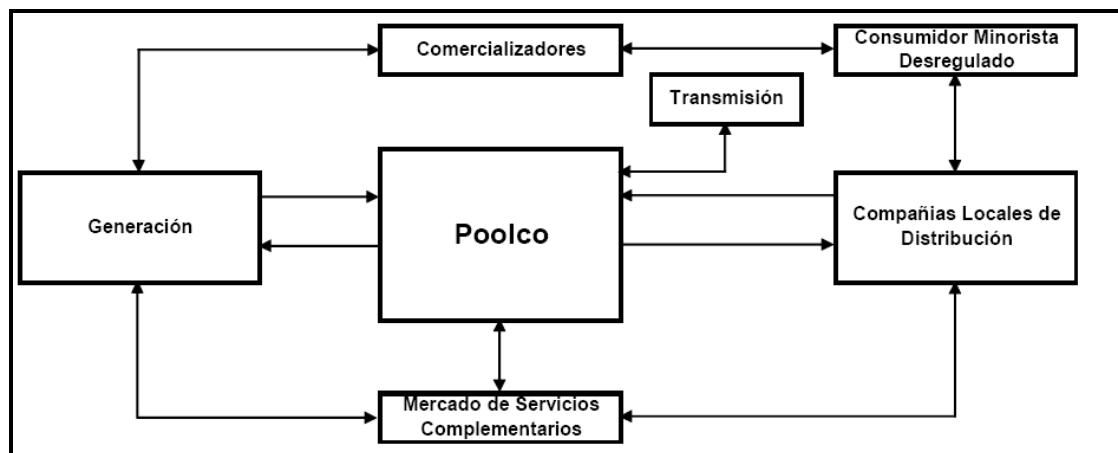


Figura 2.21: Modelo PoolCo.

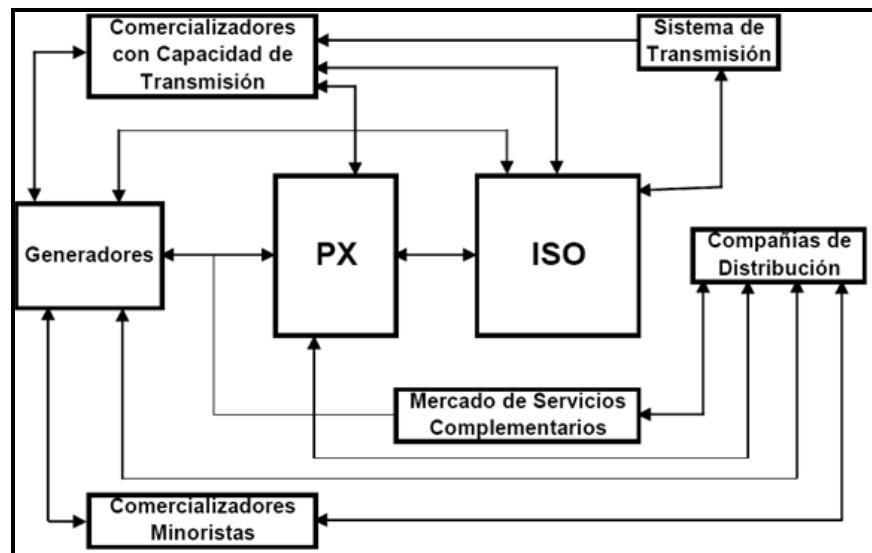


Figura 2.22: Modelo ISO-PX.

De los países pioneros en aplicar los primeros cambios en la desregulación se encuentran muchos de los países de América Latina; entre

los que destacan Chile en el año 1982, Argentina, Perú, Colombia y Bolivia a principios de los 90. Estados Unidos, Australia, Nueva Zelanda, el Reino Unido, Noruega y otros países europeos también fueron cambiando su estructuración en los 90. Brevemente, esta regulación buscó implementar condiciones de eficiencia económica y técnica, mediante el desarrollo de recursos energéticos de menor costo, una mejor disponibilidad y confiabilidad de suministro y una mayor eficiencia en el uso de los recursos. Por otro lado, se buscaba desvincular al estado de este sistema, mediante la privatización de las compañías gubernamentales; el estado, a lo más, estaría presente en la regulación de monopolios y realizando planificaciones indicativas. Con todo esto, se buscaba desarrollar mercados competitivos donde pudieran existir. O bien, se regularían (emulando una competencia perfecta) cuando la competencia no fuera posible debido a las características monopólicas presentes. Todo esto para que al consumidor le llegue un mejor servicio y a una menor tarifa.

Como se puede apreciar, en este nuevo orden de la industria, el cliente (o sea la demanda) en ningún caso fue visto como un agente activo en la operación del sistema. Su única participación estaba dada en la compra de energía y potencia en el mercado eléctrico, teniendo una leve sensibilidad al precio.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL BANCO DE COMPENSACIÓN EN SERIE

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control de la tensión y la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos:

- Las tensiones en los terminales de todos los equipos en el sistema están dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de la empresa eléctrica como del consumidor son diseñados para operar a una cierta tensión nominal. La operación prolongada de los equipos a tensiones fuera de rango pueden causar efectos adversos en su desempeño y posiblemente causar daño.
- La estabilidad del sistema es aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión. El control de la potencia reactiva y la tensión tienen un impacto significante en la estabilidad del sistema.
- El flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las perdidas I^2R y XI^2 a un mínimo práctico. Esto asegura que el sistema de transmisión opera eficientemente, principalmente para la transferencia de potencia reactiva.

El problema de mantener las tensiones dentro de los límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema entrega potencia a un vasto número de cargas que son alimentadas desde varias unidades de generación. Como las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva varían también.

Debido a que la transmisión de potencia reactiva se complica a grandes distancias, el control de la tensión ha de ser efectuado por el uso de dispositivos especiales dispersos a través del sistema. En contraste el control de la frecuencia, el cual depende del balance completo de la potencia activa en el sistema.

La selección y coordinación apropiada de equipos para control de potencia reactiva y tensión son parte de los mayores retos de ingeniería en los sistemas de potencia. Por tanto, el control de potencia y tensión es de mayor interés si se trata de sistemas en 500kV.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN

Los condensadores son conectados en serie con los conductores de líneas para compensar la reactancia inductiva de la línea, como en el caso de la línea L-5032 del sistema de ATS, ver figura 3.1. Esto reduce la reactancia de transferencia entre las barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida, y reduce las pérdidas de potencia reactiva efectiva ($X/2$), como se verá más adelante.

La potencia reactiva producida por un condensador serie se incrementa cuando la potencia transferida se incrementa.

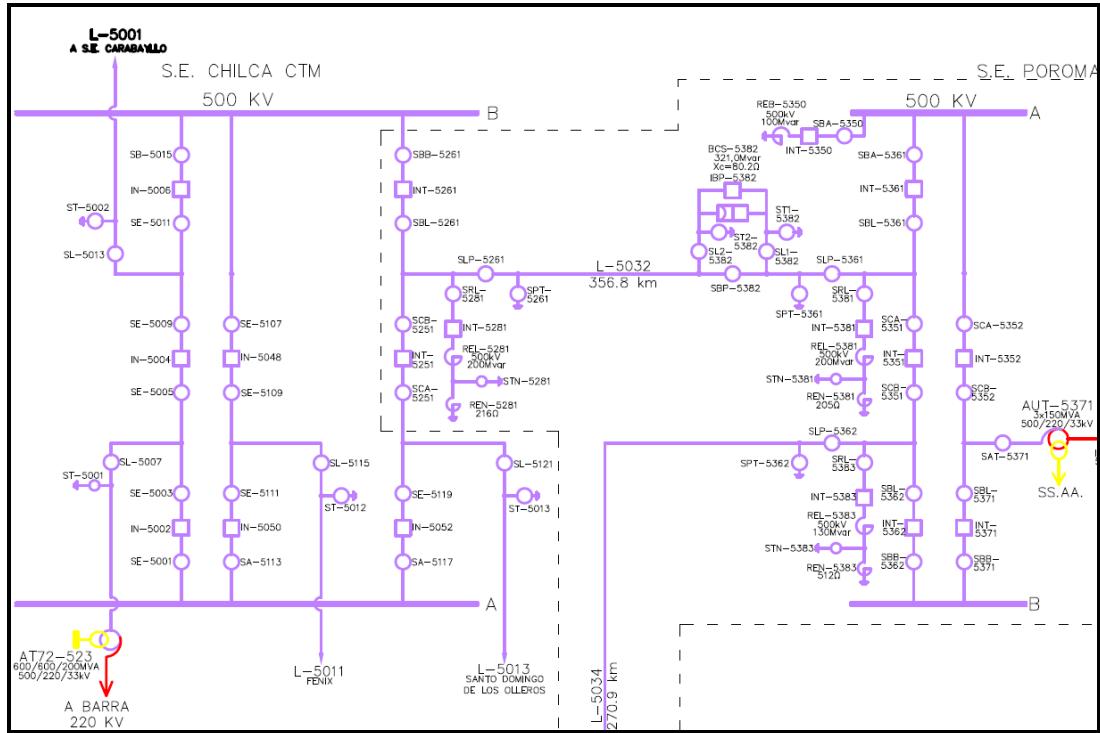


Figura 3.1: Diagrama unifilar de la L-5032 con BCS-5382.

Los bancos de condensadores conectados en serie permiten el transporte de energía en líneas de transmisión largas y su aplicación en sistemas de transmisión de EAT es fundamental. Estos bancos son usados para mejorar la estabilidad del sistema y en algunos casos para obtener la división de carga entre líneas paralelas.

La implementación de bancos de compensación toma en cuenta el grado de compensación del banco, el cual no debería ser considerado el 100%, pues la reactancia efectiva de la línea sería cero. Además, el circuito podría ser resonante a la frecuencia fundamental. También, los altos niveles de compensación incrementan la complejidad de los sistemas de protección y la probabilidad de resonancia subsincronica. Un límite práctico alto al grado de compensación es de alrededor de 70%.

Los siguientes son algunas de las consideraciones de interés en la aplicación de bancos de condensadores serie:

- **El aumento de la tensión debido a la corriente reactiva:** Los aumentos de tensión en un lado del condensador pueden ser excesivos cuando la corriente reactiva que fluye es alta, como puede ocurrir durante oscilaciones de potencia o transferencia de grandes cargas. Esto puede imponer un esfuerzo inaceptable en el equipo, en el lado que experimenta el incremento de tensión. Por tanto, el diseño del sistema debe limitar la tensión a niveles aceptables, o los equipos deben ser especificados para soportar las más altas sobretensiones que pueden ocurrir.
- **Bypass y reinsersión:** Los condensadores series están normalmente sujetos a una tensión que está en el origen de la regulación de la línea, así típicamente está a un porcentaje muy pequeño de la tensión nominal de la línea. Si, como quiera que sea, la línea es cortocircuitada por una falla más allá del condensador, una tensión del mismo orden que la tensión de la línea aparecerá a través del condensador. Esto puede ser anti económico en el diseño del condensador para esa tensión, debido a que tanto el tamaño como el costo del condensador se incrementa con el cuadrado de la tensión. Por lo tanto, la protección es hecha por el *bypass* del condensador durante fallas y la reinsersión luego que la falla es despejada. Se puede identificar el Bypass en la Figura 3.2, que muestra el diagrama unifilar típico de un BCS.

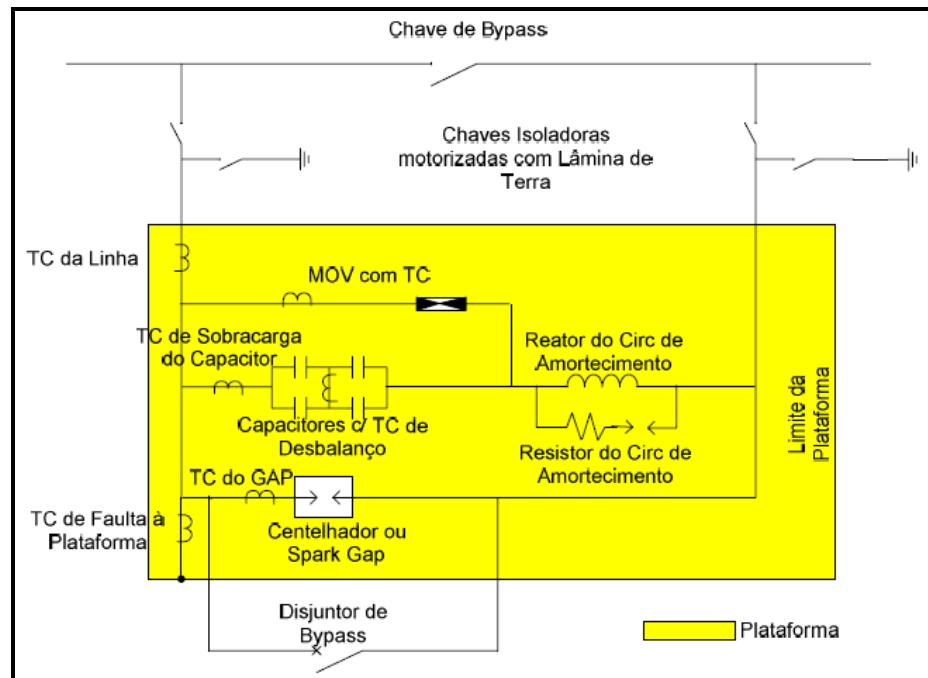


Figura 3.2: Diagrama unifilar típico de un BCS.

- **Localización:** Un banco de condensadores serie puede teóricamente ser localizado en cualquier lugar a lo largo de la línea. Los factores que influyen en la localización incluyen costos, accesibilidad, nivel de falla, consideraciones de coordinación de protecciones, perfil de tensión y efectividad en la mejora de la capacidad de transferencia de potencia.

Los siguientes son las consideraciones usuales de ubicación:

- En la mitad de la línea.
- Terminales de línea (Caso de los BCS de ATS).
- 1/3 o 1/4 puntos de la línea.

En la práctica todos los arreglos antes mencionados han sido usados. El punto medio de localización posee la ventaja que los requerimientos de la línea son menos complicados si la compensación es menor a 50%. En adición, las corrientes de cortocircuito son más bajas. Sin embargo, este no es muy conveniente en términos de acceso de mantenimiento, monitoreo,

seguridad, etc. Una alternativa a esto último, puede ser dividir la compensación en dos partes, el cual cada parte está en los extremos de la línea, lo cual provee más accesibilidad. La desventaja son las altas corrientes de falla, los esquemas de protección demasiados complicados y el alto valor nominal de compensación.

Por tanto, la efectividad de los esquemas de compensación dependen de la localización de los condensadores series y los reactores shunt asociados.

La selección de la configuración del esquema de compensación para alguna aplicación particular requiere un estudio detallado con interés en todos los aspectos y en particular de la economía y la confiabilidad del sistema. El estudio debe tomar en cuenta el perfil de tensioness, efectividad de la compensación, efecto en pérdidas de transmisión, sobretensiones y proximidad a la subestación atendida. Agregando un condensador conectado en serie con la inductancia de una línea de transmisión se forma un circuito resonante serie. La frecuencia natural del circuito resonante formado, para el rango usual de compensación (20 a 70% de la reactancia de la línea), está por debajo de la frecuencia fundamental. La red de transmisión entonces posee una frecuencia natural en el rango subsincronico.

3.1.1 Componentes de los Bancos de compensación serie de ATS

A continuación se describe los componentes de los bancos de compensación en serie (BCS) de las líneas de 500kV del enlace centro-sur cuyo concesionario es la empresa Abengoa Transmisión Sur (ATS).

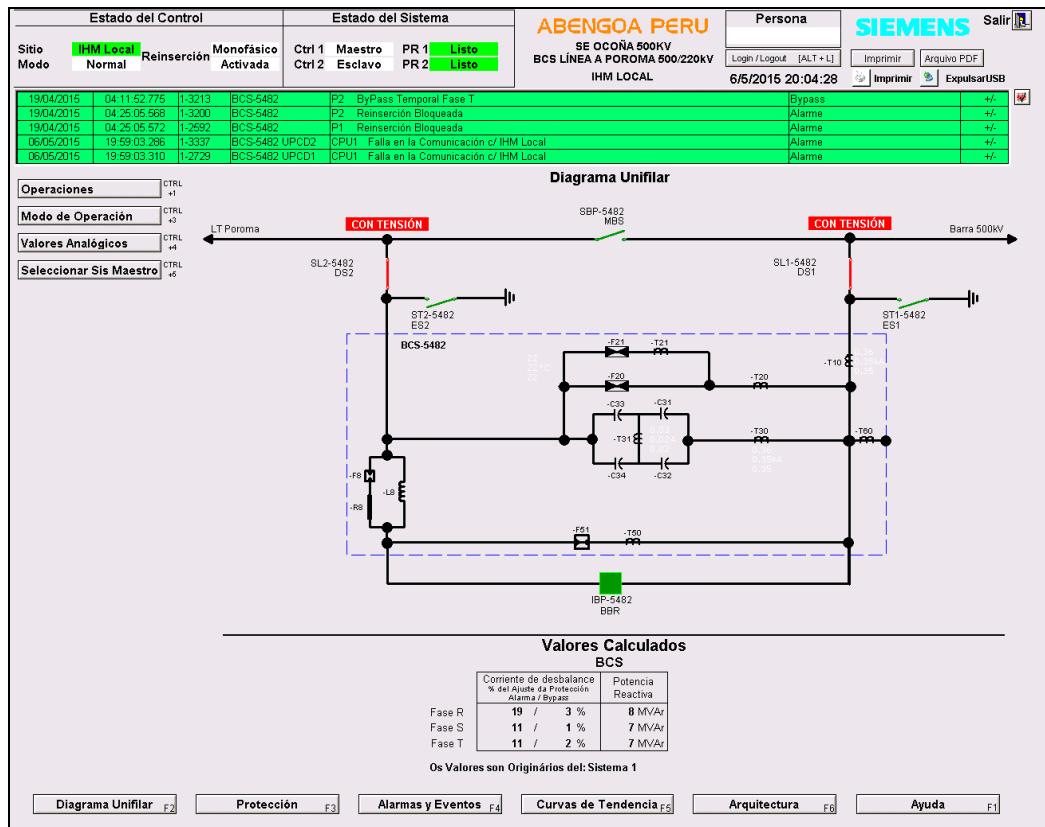


Figura 3.3: HMI del BCS-5482 de la línea L-5034.

3.1.1.1 Unidades Capacitivas

- Las unidades capacitativas están conformadas por varios elementos capacitivos asociados en paralelo y serie.
- Cada elemento es protegido por un fusible interno.
- Cada unidad capacitativa posee un resistor de descarga interno.
- Cada unidad capacitativa posee 2 tapones.

Estas unidades se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

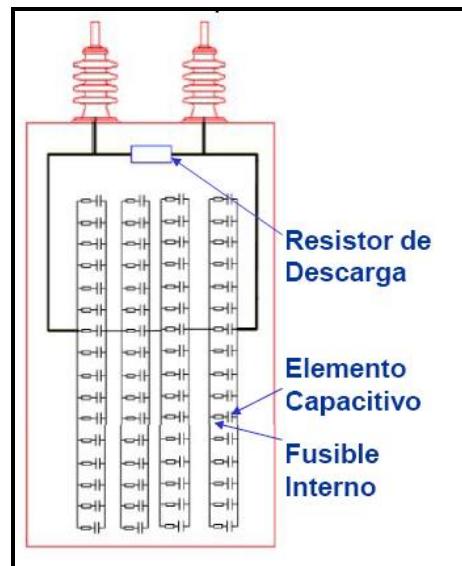


Figura 3.4: Elemento capacitivo.

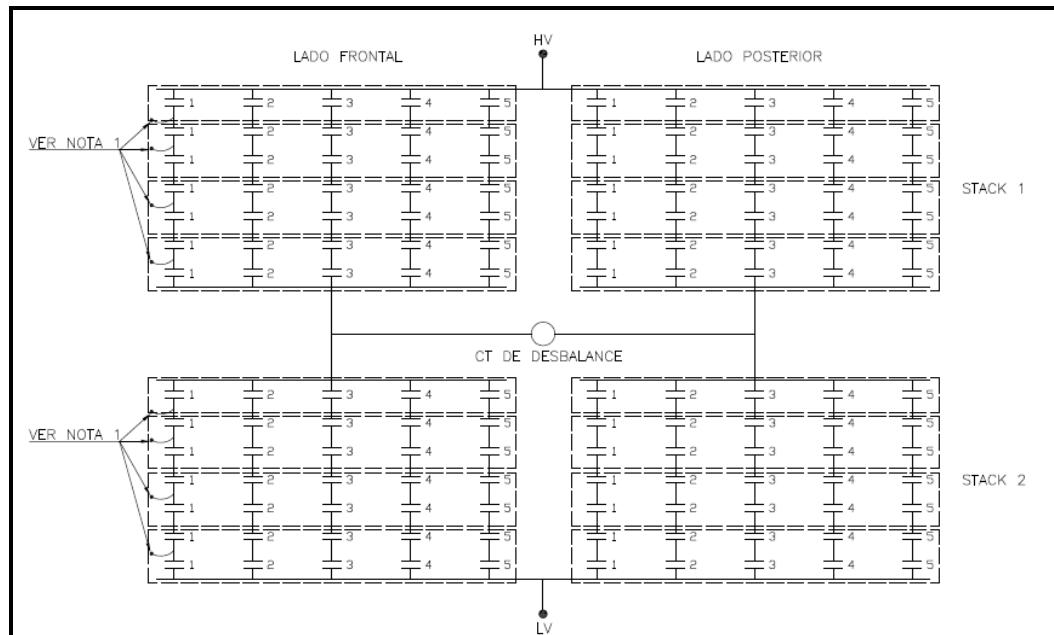


Figura 3.5: Diagrama de conexión eléctrica de las unidades capacitivas del BCS-5382 de la línea, L-5032

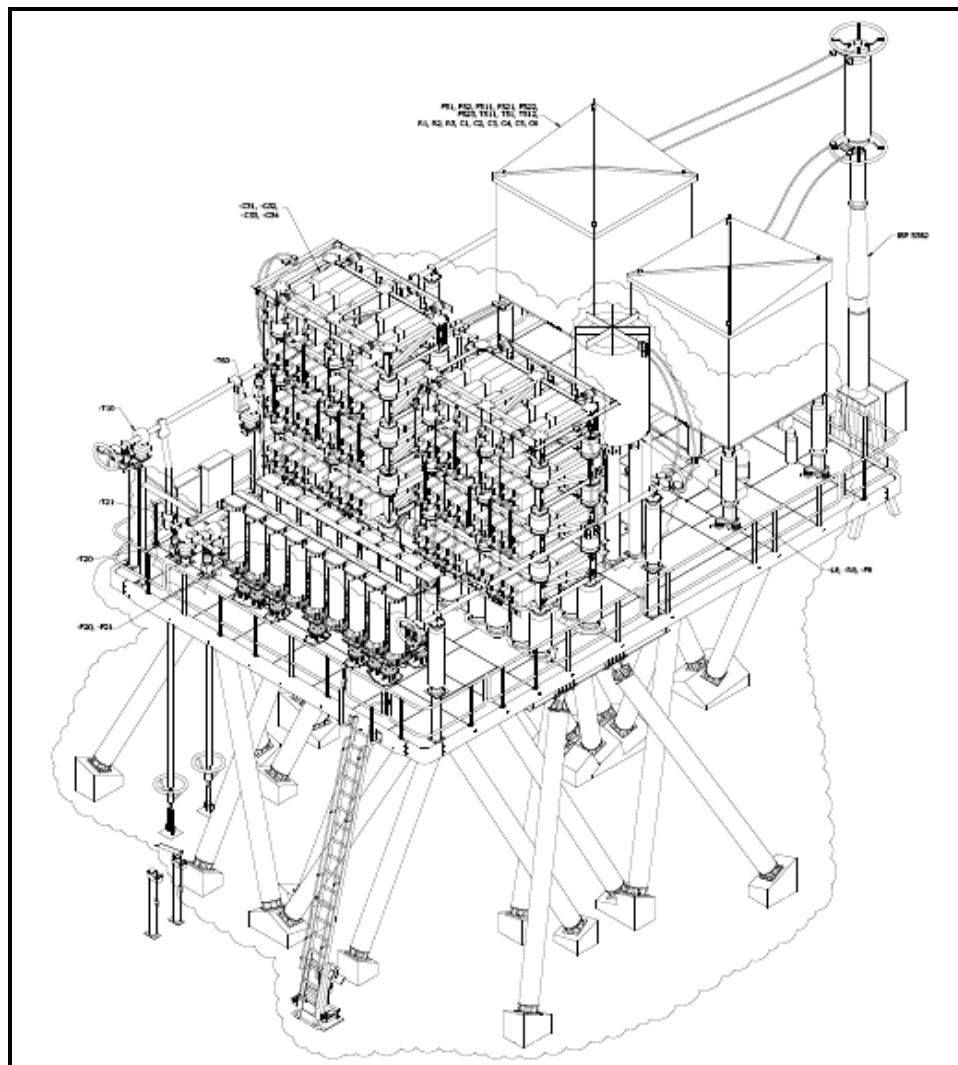


Figura 3.6: Vista isométrica del BCS-5382 de la línea L-5032

En el sistema de ATS, las características de cada banco de condensadores son diferentes, los cuales se describen a continuación:

Subestación Poroma 500kV - LT Chilca-Poroma 500kV

| Banco de compensación en serie BCS-5382 | Fase R | Fase S | Fase T |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Reactancia capacitiva (Ω) | 80.21 | 80.21 | 80.21 |
| Capacitancia (μF) | 33.07 | 33.07 | 33.07 |
| Potencia (Mvar) | 107 | 107 | 107 |
| Tensión (Kv) | 92.6 | 92.6 | 92.6 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Equipo: Condensador serie de potencia | Fase R | Fase S | Fase T |
| Nºserie | 44.013.159/003 1-31-R | 44.013.159/0031 -31-S | 44.013.159/00 31-31-T |
| Potencia (Kvar) | 764.2 | 764.2 | 764.2 |
| Tensión (v) | 6617 | 6617 | 6617 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Corriente (A) | 115.5 | 115.5 | 115.5 |
| Capacitancia (μF) | 46.30 | 46.30 | 46.30 |

Tabla 3.1: Características de BCS de SE Poroma, L-5032

Subestación Ocoña 500kV - LT Poroma-Ocoña 500 kV

| Banco de compensación en serie BCS-5482 | Fase R | Fase S | Fase T |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Reactancia capacitiva (Ω) | 58.97 | 58.97 | 58.97 |
| Capacitancia (μF) | 44.98 | 44.98 | 44.98 |
| Potencia (Mvar) | 79.4 | 79.4 | 79.4 |
| Tensión (Kv) | 68.7 | 68.7 | 68.7 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Equipo: Condensador serie de potencia | Fase R | Fase S | Fase T |
| Nºserie | 44.013.168/003 1-31-R | 44.013.168/003 1-31-S | 44.013.168/00 31-31-T |
| Potencia (Kvar) | 793.8 | 793.8 | 793.8 |
| Tensión (v) | 6872 | 6872 | 6872 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Corriente (A) | 115.5 | 115.5 | 115.5 |
| Capacitancia (μF) | 44.58 | 44.58 | 44.58 |

Tabla 3.2: Características de BCS de SE Ocoña, L-5034

Subestación Ocoña - LT 500 Kv Ocoña-Montalvo 500kV

| Banco de compensación en serie BCS-5484 | Fase R | Fase S | Fase T |
|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Reactancia capacitiva (Ω) | 44.85 | 44.85 | 44.85 |
| Capacitancia (μF) | 59.14 | 59.14 | 59.14 |
| Potencia (Mvar) | 59.8 | 59.8 | 59.8 |
| Tensión (Kv) | 51.8 | 51.8 | 51.8 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Equipo: Condensador serie de potencia | Fase R | Fase S | Fase T |
| Nºserie | 44.013.168/003 1-31-R | 44.013.168/003 1-31-S | 44.013.168/00 31-31-T |
| Potencia (Kvar) | 831 | 831 | 831 |
| Tensión (v) | 5756 | 5756 | 5756 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Corriente (A) | 144.4 | 144.4 | 144.4 |
| Capacitancia (μF) | 66.54 | 66.54 | 66.54 |

Tabla 3.3: Características de BCS de SE Ocoña, L-5036

3.1.1.2 MOV – Varistor de óxido metálico

Los varistores se usan para proteger los condensadores contra variaciones de tensión al incorporarlos en el circuito, de forma que cuando se active, la corriente no pase por los componentes sensibles. Están dispuestos de forma paralela a los condensadores e instaladas en porcelana herméticamente sellada y tiene carcasa con cobertizos de alta resistencia de aislamiento, ver figura 3.8.

Algunas de las características del varistor de óxido metálico son:

- Como se mencionó, es la protección principal del banco de condensadores, limitando la tensión en los Condensadores en caso de falla en la Línea de Transmisión.

- Las unidades de reserva están conectadas a las demás columnas de MOVs, para ser sometidas al mismo envejecimiento.
- Son protegidos por el Entrehierro y Disyuntor de Bypass, para evitar exceso de energía acumulada.

A continuación se presentan un esquema de la composición del MOV.

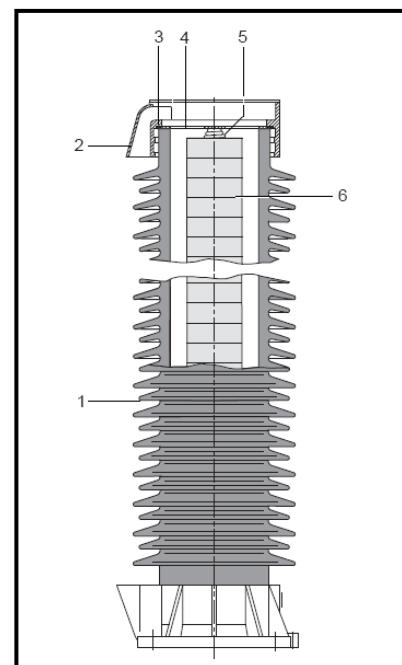


Figura 3.7: Diagrama de conexión eléctrica BCS-5382 – L5032

3.1.1.3 Interruptor de desvío– Bypass

El interruptor bypass está expuesto a la continuidad, a emergencias, oscilaciones y corrientes de falla especificadas para este modo de operación. El interruptor debe estar diseñado para estas condiciones, así como tener la capacidad de abrir con éxito e insertar el banco de condensadores a un nivel tal que sirva de protección del Varistor y resistir las corrientes transitorias que se producen durante el cierre bypass del banco.



Figura 3.8: Disyuntor de desvío del BCS-5484 de la L-5036

3.1.1.4 GAP

Protege a los MOV's a través de una operación ultra rápida (~1ms) hasta el cierre completo del interruptor, para su diseño se debe de tener en cuenta los datos del ambiente (altitud), máxima tensión sobre los condensadores y MOV's; también se debe considerar el ciclo de fallas.

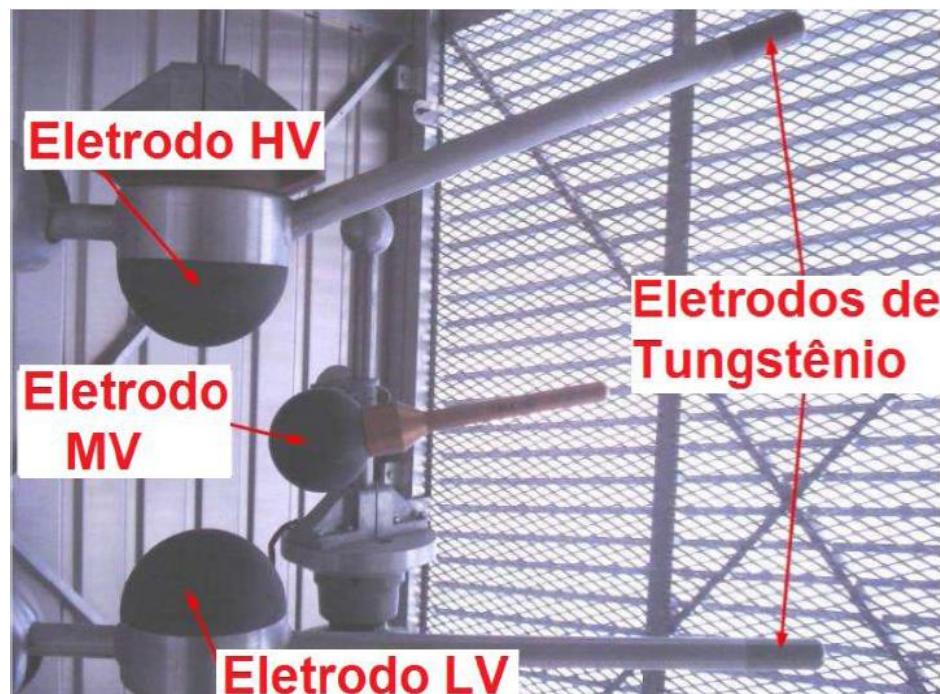


Figura 3.9: Spark Gap de un BCS

3.1.1.5 Circuito de Amortiguamiento

El circuito de amortiguamiento de un BCS cuenta con las siguientes características:

- Limita y amortigua la corriente de descarga de los condensadores tras la operación del explosor o del interruptor.
- Está formado por un reactor en paralelo con un resistor y un gap.

- Para el diseño se tiene que considerar la frecuencia de la corriente de descarga, factor de amortiguamiento y las pérdidas aceptables en la resistencia con el interruptor cerrado.

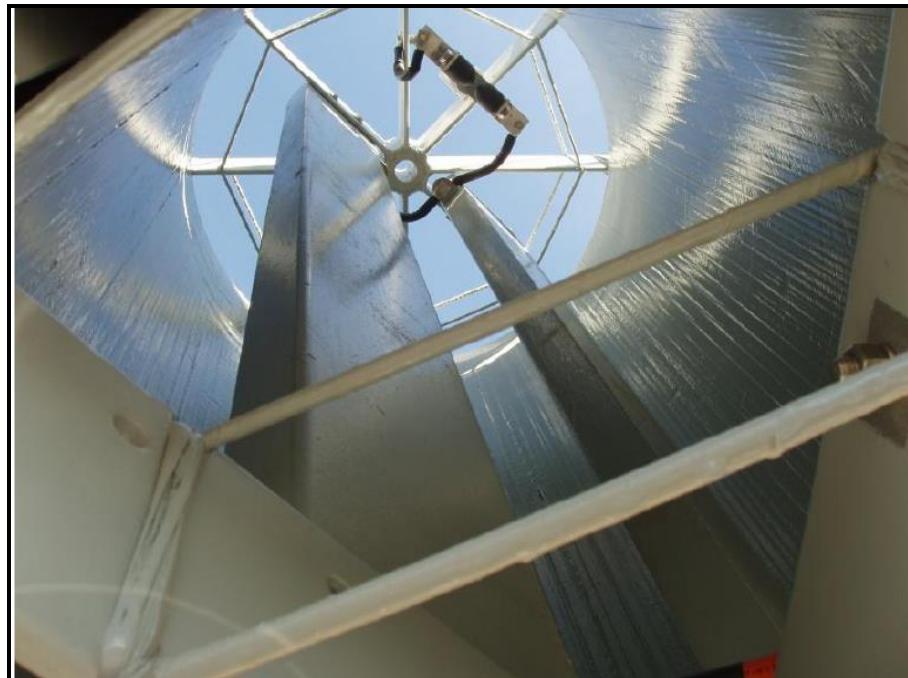


Figura 3.10: Circuito de amortiguamiento en un BCS.

3.1.1.6 Transformadores de corriente

Son aquellos transformadores de protección y medida de las cuales se obtienen las corrientes de operación del sistema de funcionamiento del BCS. Estos transformadores, generalmente monitorean las corrientes de:

- Corriente de la línea.
- Corriente de los condensadores.
- Corriente de desbalance de los condensadores.
- Corriente de los varistores.
- Corriente del Gap.
- Corriente de falla de la plataforma.

Los tipos de transformadores más utilizados son:

- Tipo de Ventana, en seco, aislamiento en epoxi.
- Tipo embobinado, aislado en aceite para corrientes de desbalance.



Figura 3.11: Transformadores de corriente – Arteche del BCS.

3.1.1.7 Plataforma del BCS – Estructura de soporte

Todos los equipos de alta tensión del BCS son conectados al potencial de la línea, ver figura 3.12. Los equipos son montados en una estructura de

soporte, excepto el disyuntor de Bypass. Esta plataforma tiene las siguientes características:

- El material de la plataforma es de acero galvanizado.
- Los soportes aislantes están dimensionados para la clase de tensión de la línea (500kV)
- Las plataformas son diseñadas para mantenerse apoyadas y equilibradas incluso en caso de ruptura o rompimiento de uno de los soportes aislantes.

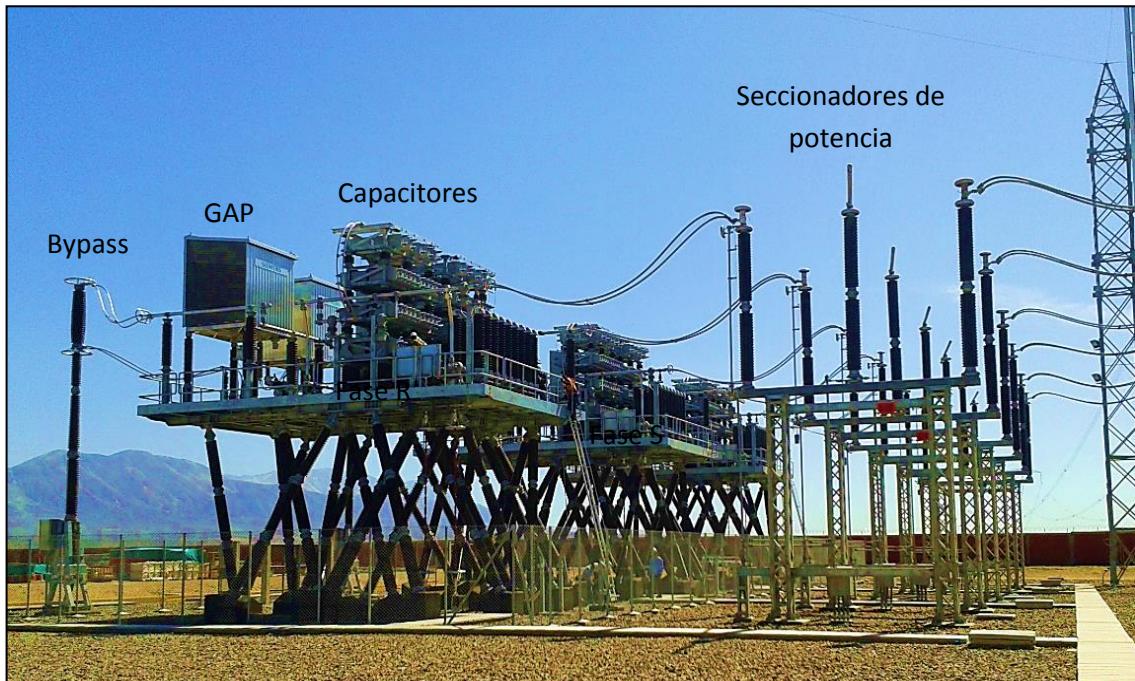


Figura 3.12: Banco de Compensación en Serie BCS-5382 (S.E. Poroma)

3.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL BCS

3.2.1 Identificación de la ubicación de los BCS en el Sistema ATS

La identificación de los Bancos de Compensación son las siguientes:

- El BCS-5382 compensa la línea L-5032 (S.E. Chilca – S.E. Poroma) y está ubicado en la S.E. Poroma.
- El BCS-5482 compensa la línea L-5034 (S.E. Poroma – S.E. Ocoña) y está ubicado en la S.E. Ocoña.
- El BCS-5484 compensa la línea L-5036 (S.E. Ocoña – S.E. Montalvo) y está ubicado en la S.E. Montalvo.

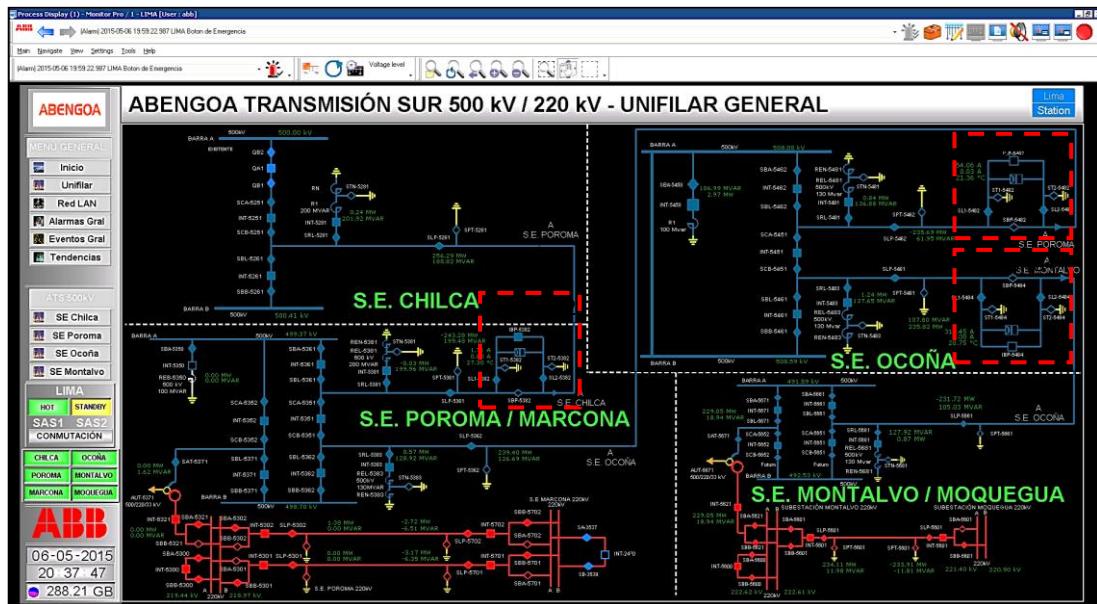


Figura 3.13: Esquema unifilar de control del Sistema Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo.

3.2.2 Banco de Compensación en Serie Fuera de Servicio

El BCS queda en condición “Fuera de Servicio” al cerrarse el interruptor de puenteo (Bypass), ya sea de manera permanente o temporal en caso de fallas monofásicas.

3.2.2.1 Bypass Permanente (Permanent Lockout)

En esta condición, el banco de condensadores está permanentemente desconectado y no puede ser reinsertado automáticamente. Para la reinserción primero es necesario restablecer localmente los relés de bloqueo.

Para mayor confiabilidad, el Bypass permanente siempre es trifásico.

3.2.2.2 Bypass Temporal (Temporary Bypass)

El Bypass Temporal permite la reinserción, automático o manual, después de un cierto período de tiempo, si se cumplen las condiciones para la inserción (conexión del banco). Su actuación puede ser monopolar o tripolar.

Durante cualquiera de estos dos estados de Bypass, el flujo de potencia no debería transitar por el arreglo de condensadores.

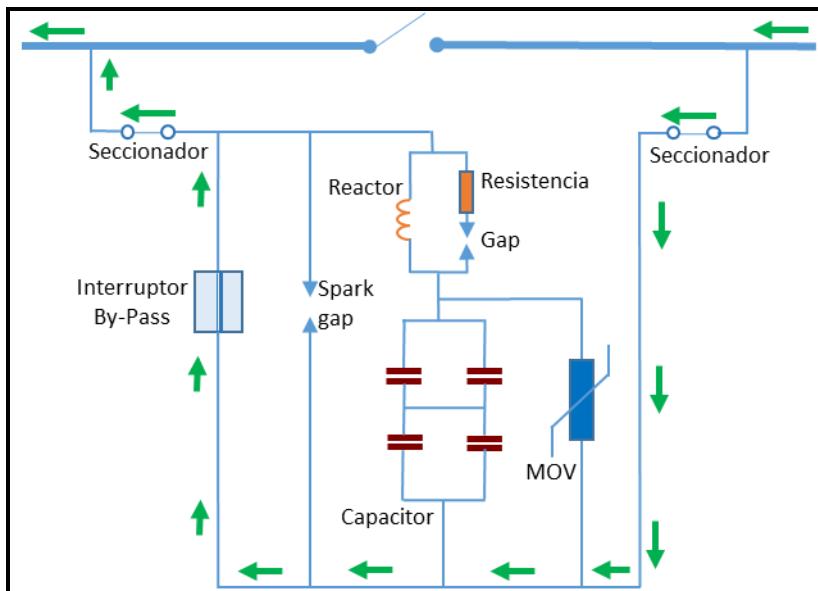


Figura 3.14: Banco de compensación fuera de servicio (Bypassado).

3.2.3 Banco de Compensación en Servicio

Para la conexión del Banco de Compensación se debe abrir el interruptor de Bypass (interruptor de puenteo). Para que esta apertura sea exitosa se debe tener en cuenta las siguientes acciones:

3.2.3.1 Inserción

El banco de condensadores se puede insertar en el sistema por comando (orden) voluntario del operador, o automáticamente (reinserción automática) después de la actuación de alguna de las funciones de protección.

El BCS sólo se puede insertar si las siguientes condiciones se cumplen. Esto se aplica tanto a la inserción por orden del operador como la reinserción automática:

- Al menos un sistema de protección está en operación normal.
- No hay un comando de cierre del bypass (interruptor de puenteo) activo.
- La corriente en la línea se encuentra dentro del rango establecido para la Función de Prevención de Reinscripción.
- La temperatura del MOV está por debajo del valor establecido para reposición de la Función de Sobrecarga por Temperatura del MOV.

3.2.3.1.1 Prevención de Reinscripción

Esta protección evita la inserción del BCS con la línea no conectada o en condiciones de sobrecarga.

La reinserción del BCS sólo está permitida si los valores eficaces de las componentes fundamentales de las corrientes de la línea en las 3 fases están por encima del valor correspondiente al Ajuste de Corriente Mínima y por debajo del valor máximo correspondiente al Ajuste de Corriente Máxima. De lo contrario, la reinserción es impedida.

Del mismo modo se impide la inserción cuando no hay tensión en ambos lados del BCS.

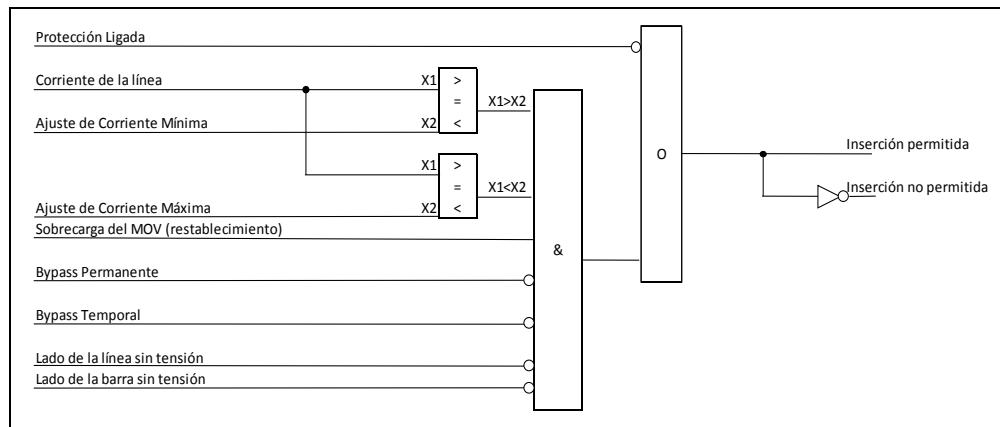


Figura 3.15: Diagrama lógica de Protección de Prevención de Reinserción.

3.2.3.1.2 Ajustes Protección de Prevención de Reinserción

La inserción del BCS provoca un aumento en la corriente de la línea actual debido a la compensación de la reactancia de la línea. Para evitar que la inserción en condiciones que llevan a la operación del BCS en sobrecarga, el ajuste de corriente máxima para la inserción ha sido adoptada por el 90% de la Corriente Nominal de los BCS (correspondientes a ATS):

$$I_{\text{máx}} = 0.9 \times I_N = 0.9 \times 1155 = 1039 \text{ A}$$

Para permitir la inserción del BCS cuando la línea está conectada incluso sin carga, se adopta el ajuste de corriente mínima por debajo de corriente en vacío de la línea.

| Parámetros | Ajustes | | | |
|------------------------------|---------|--------|---------------|------------------|
| | Mínimo | Máximo | Ajuste Actual | Unidad |
| Protección Ligada, desligada | Off | On | On | |
| Ajuste de corriente mínima | 0 | 1000 | 100 | A _{rms} |
| Ajuste de corriente máxima | 50 | 5000 | 1039 | A _{rms} |

Tabla 3.4: Ajustes de la Protección de Prevención de Reinserción.

3.2.3.2 Conexión del BCS

Una vez abierto el interruptor de puenteo (bypass), el flujo de potencia comenzará circular por el banco de condensadores propiamente dicho.

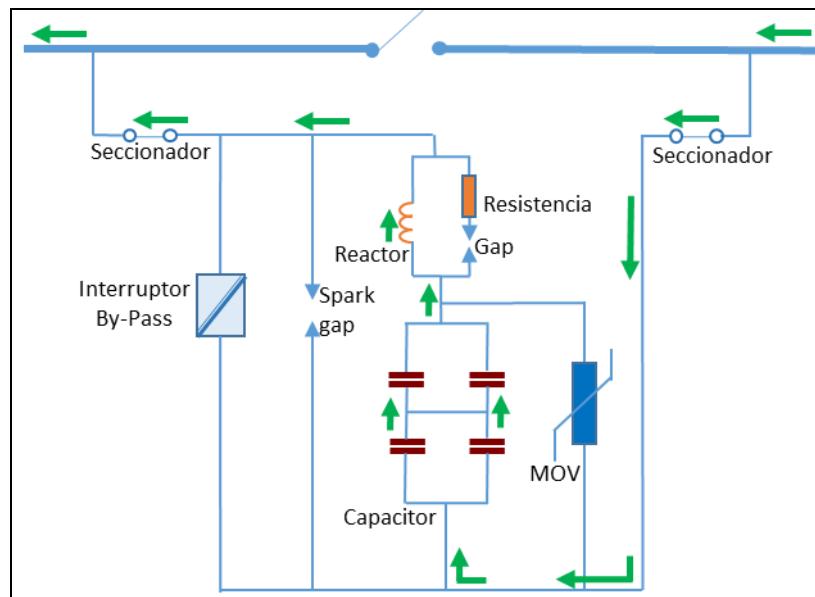


Figura 3.16: Flujo de corriente por el banco de compensación en operación normal.

La consecuencia inmediata a esta energización es la aparición de la corriente Inrush y la reducción de la impedancia de la línea.

3.2.3.3 Energización de una Unidad Capacitiva

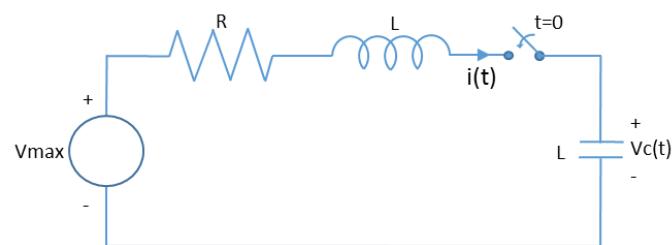


Figura 3.17: Circuito RLC

En un tiempo mayor a cero, la resistencia del circuito mostrado amortiguará las ondas de corriente y tensión, sin embargo, al inicio no influye en el transitorio por lo que se puede despreciar para el cálculo de la tensión y corriente máxima (corriente Inrush) al momento de la conexión del condensador ($t=0$). “L” representa la inductancia de la línea de transmisión.

De la figura, se obtiene que la suma de las tensiones eléctricas en el circuito está dada por:

$$V_{\max} = L \frac{di(t)}{dt} + v_c(t) \dots \dots \dots \quad (2.4.1)$$

La tensión en el condensador es:

$$V_c = \frac{1}{C} \int i(t) \cdot d(t) \dots \dots \dots \quad (2.4.2)$$

Sustituyendo la expresión (2.4.2) en (2.4.1) se obtiene:

$$V_{\max} = L \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int i(t) \cdot d(t) \dots \dots \dots \quad (2.4.3)$$

Aplicando la transformada de Laplace:

$$\frac{V_{\max}}{S} = L S I(S) - I(0) + \frac{1}{CS} I(S) \dots \dots \dots \quad (2.4.4)$$

Como $I(0)=0$, se obtiene:

$$\frac{V_{\max}}{S} = \left(LS + \frac{1}{CS} \right) I(S)$$

$$I(S) = V_{\max} C \frac{1}{LCS^2 + 1} = \frac{V_{\max}}{L} \cdot \frac{1}{S^2 + \frac{1}{LC}}$$

Consideramos $\omega_0^2 = \frac{1}{LC}$, se tiene:

$$I(S) = \frac{V_{\max}}{L} \cdot \frac{1}{S^2 + \omega_0^2}$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace:

$$i(t) = \frac{V_{máx}}{L\omega_0} \operatorname{sen}(\omega_0 t) \dots \dots \dots (2.4.5)$$

Sustituyendo ω_0 en la expresión (2.4.5) se tiene:

$$i(t) = V_{máx} \sqrt{\frac{C}{L}} \cdot \operatorname{sen}\left(\frac{1}{\sqrt{LC}} t\right) \dots \dots \dots (2.4.6)$$

Donde ω_0 es la frecuencia angular natural del circuito y la frecuencia natural de la corriente de inrush en periodo transitorio está dado por:

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \dots \dots \dots 2.4.7$$

Note que, en la expresión 2.4.6, la corriente de Inrush es considerada senoidal. Esto es porque se despreció la resistencia "R". Sin embargo, en realidad la senoidal de frecuencia f_0 decrece de forma amortiguada por la resistencia "R".

El valor pico de la corriente de Inrush es:

$$I_{máx} = V_{máx} \sqrt{\frac{C}{L}}$$

El valor pico de tensión y el valor eficaz son relacionados por

$V_{máx} = \sqrt{2}V_{fase}$; y sustituyendo en la ecuación anterior:

$$I_{máx} = \sqrt{2}V_{fase} \sqrt{\frac{C}{L}}$$

Ordenando:

$$I_{máx} = \frac{\sqrt{2}V_{fase}}{\sqrt{\frac{L}{C}}}$$

También, entre los contactos del interruptor se producirán variaciones transitorias de tensión según:

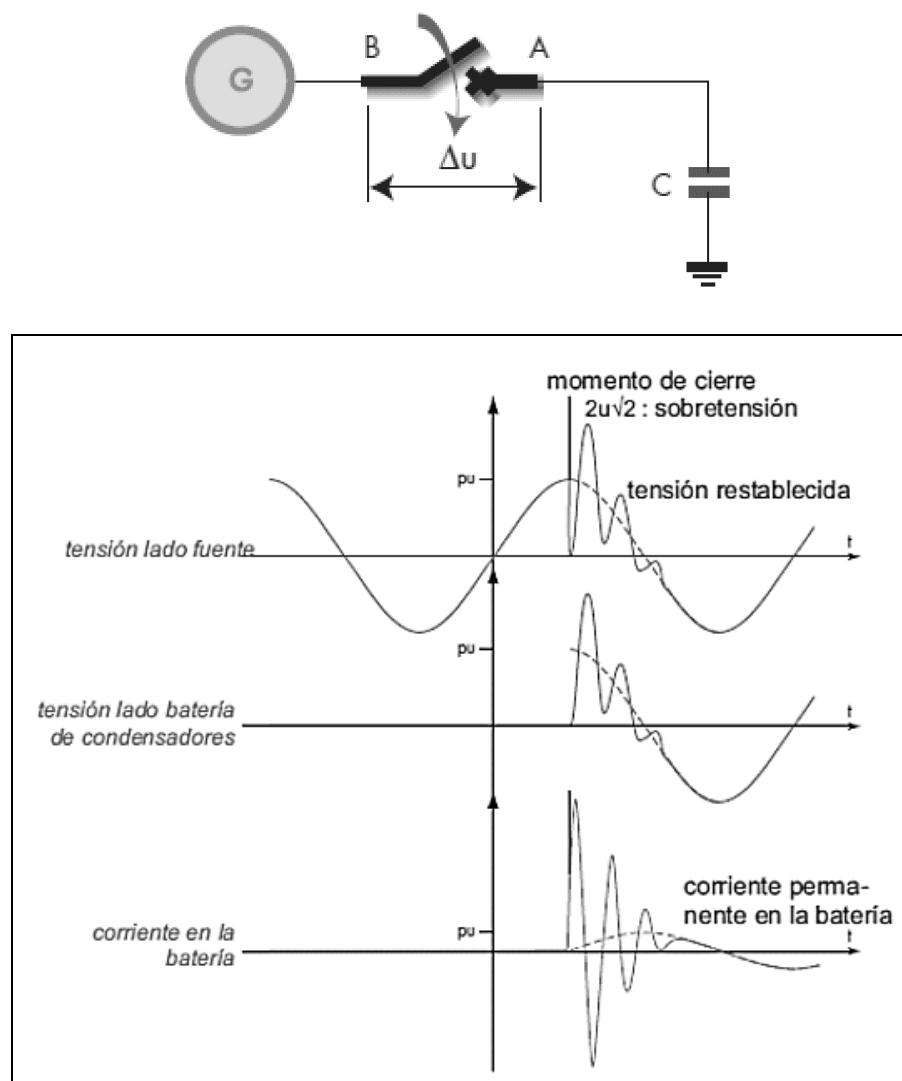


Figura 3.18: Tensión de energización de un condensador.

3.2.4 BCS en Servicio

Una vez puesto en servicio, los BCS son utilizados principalmente

para:

- Reducción de la caída de tensión en la línea de transmisión.
- Limitación de las caídas de tensión con carga elevada.
- Influencia sobre flujo de carga en líneas de transmisión paralelas.

- Aumento de la capacidad de transmisión.
- Reducción del ángulo de transmisión, aumento de la estabilidad del sistema.

3.2.5 Funcionamiento ante Falla

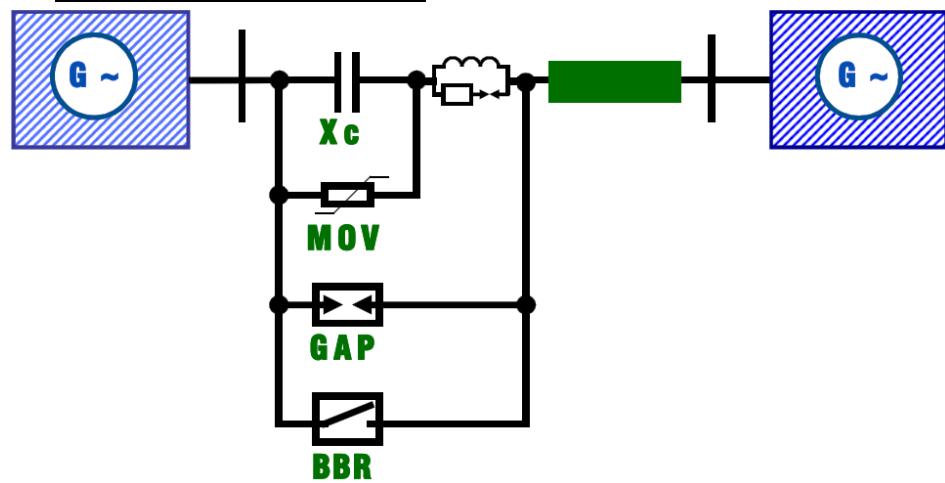


Figura 3.19: Sistema de protección del BCS.

La actuación de estas protecciones se realiza mediante la supervisión constante de los transformadores de corriente (TCs) para protección. En los bancos de compensación de la L.T. Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo estos TCs están dispuestos de la siguiente manera:

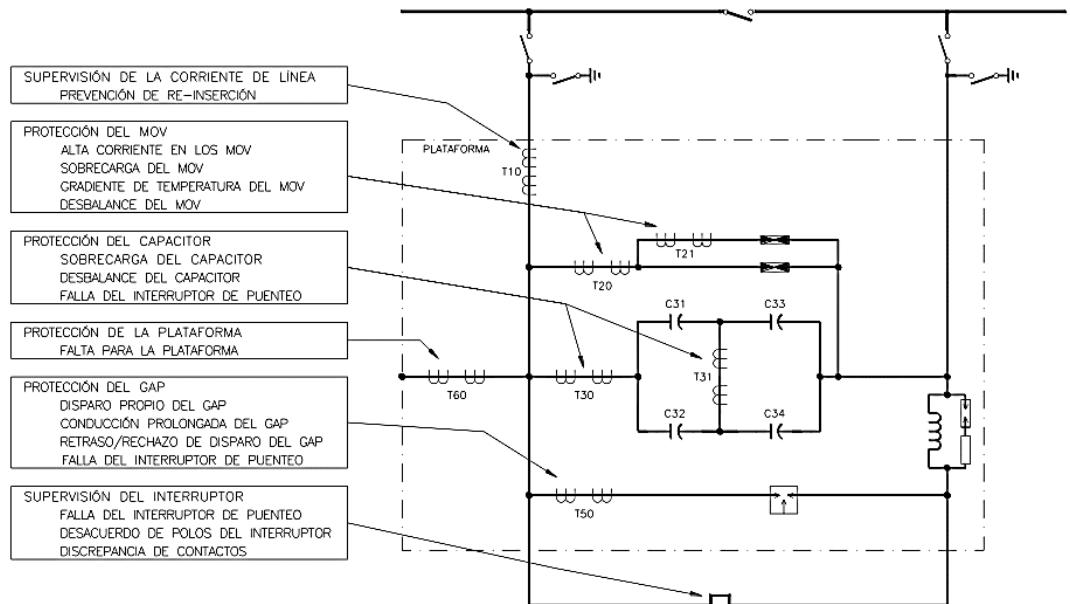


Figura 3.20: Ubicación de los TCs para protección del BCS.

3.2.5.1 Actuación del MOV

Al ser el varistor la principal protección del banco de condensadores, en caso de falla en la Línea de Transmisión, deja circular la corriente para limitar la tensión en los Condensadores y disipar la energía para evitar el calentamiento o una posible sobretensión.

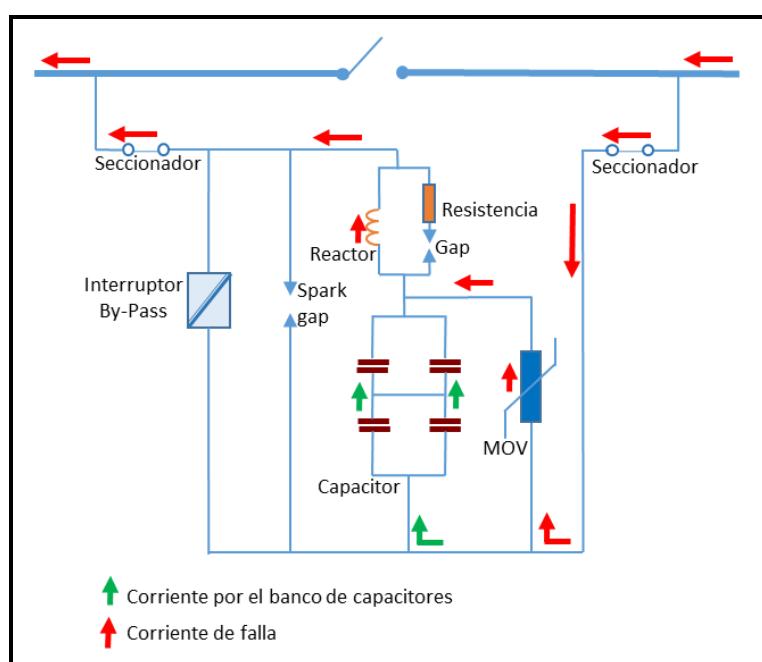


Figura 3.21: Circulación de corriente en el BCS en falla.

3.2.5.2 Actuación del Spark Gap

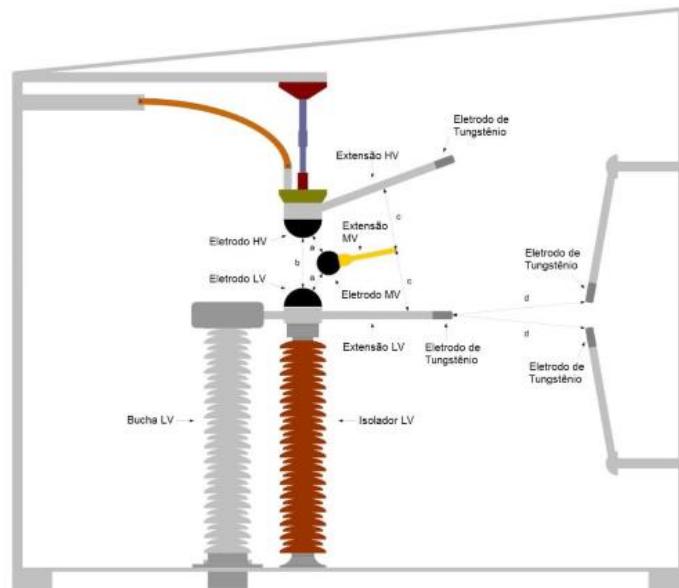


Figura 3.22: Gap

Si son necesarias rápidas acciones de protección, el sistema de protección envía la señal de disparo del GAP (vía conexiones de fibra óptica), haciendo que en la plataforma los electrodos de Spark Gap conduzcan para bypassar el banco de condensadores hasta que el disyuntor de bypass sea cerrado.

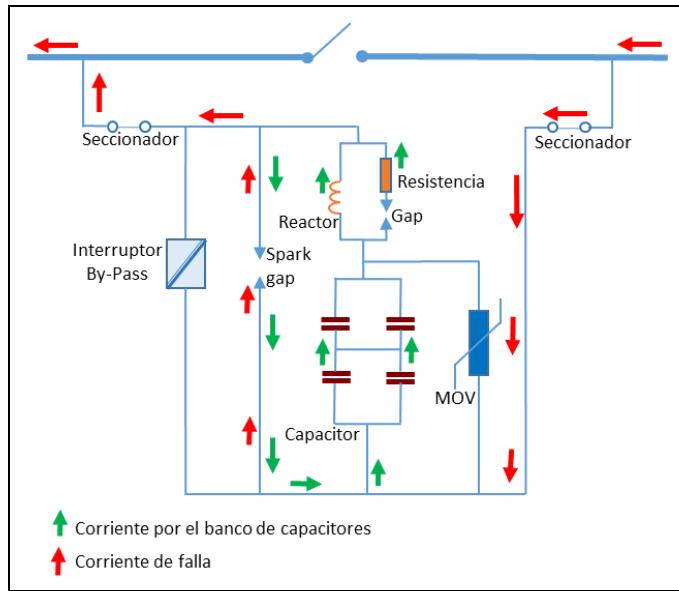


Figura 3.23: Circulación de corriente en el BCS luego del disparo del Gap.
Las condiciones para el disparo del Gap son las siguientes:

3.2.5.2.1 Desbalance del MOV:

La configuración de los varistores define el número de unidades en operación, incluyendo reservas de varistores (número de columnas por fase), el valor máximo para el ajuste corresponde a lo total de columnas instaladas (incluyendo las reservas) y el valor mínimo corresponde a la cantidad mínima requerida para la operación, según:

| Parámetros | Mínimo | Máximo | Actual |
|---|--------|--------|--------|
| Número de Columnas del MOV en el tramo 1 – Fase R | 7 | 8 | 8 |
| Número de Columnas del MOV en el tramo 2 – Fase R | 7 | 8 | 8 |
| Número de Columnas del MOV en el tramo 1 – Fase S | 7 | 8 | 8 |
| Número de Columnas del MOV en el tramo 2 – Fase S | 7 | 8 | 8 |
| Número de Columnas del MOV en el tramo 1 – Fase T | 7 | 8 | 8 |
| Número de Columnas del MOV en el tramo 2 – Fase T | 7 | 8 | 8 |

Se debe considerar también la capacidad térmica de los varistores utilizados, como se muestra a continuación:

| | |
|---------------------------------------|---|
| Nº de unidades por fase sin reservas: | N _{min} =14 |
| Nº de unidades reserva por fase: | N _{res} =2 |
| Nº de columnas de bloques por unidad: | N _{col} =4 |
| Nº de bloques por columna: | N _{bloq} =24 |
| Volumen de cada bloque: | V _{bloq} =210 cm ³ |
| Densidad de los bloques: | D _{bloq} =5.52 g/cm ³ |
| Calor específico de los bloques: | C _{bloq} =0.5 J/K.g |

Con estos datos, la Capacidad Térmica de los MOVs es:

$$C = C_{bloq} * V_{bloq} * D_{bloq} * [(N_{min} + N_{res}) * N_{col} * N_{bloq}]$$

$$C = 0.5 \frac{J}{K.g} * 210 \text{ cm}^3 * 5.52 \frac{g}{\text{cm}^3} [(14 + 2) * 4 * 24]$$

$$C = 0.8903 \frac{MJ}{K}$$

La función de desbalance del MOV compara las corrientes en las ramas de los varistores. Si la diferencia en estas corrientes supera el valor establecido después de tiempo de retraso, la protección ordena el disparo del Gap y el Bypass Permanente tripolar del BCS.

3.2.5.2.2 Sobrecorriente en el MOV

Esta función proporciona una protección rápida (<1 ms) para los Varistores en caso de fallas severas en la línea con corrientes elevadas, siendo una protección de sobrecorriente instantánea.

Si el valor instantáneo de la corriente en los Varistores excede el valor correspondiente al Ajuste de Corriente la protección ordena el disparo del Gap y el Bypass Temporal en la fase afectada o tripolar.

Después de un intervalo de tiempo determinado por el Ajuste de Tiempo de Re inserción, si las condiciones para la re inserción están satisfechas, se ordena a la re inserción automática del BCS.

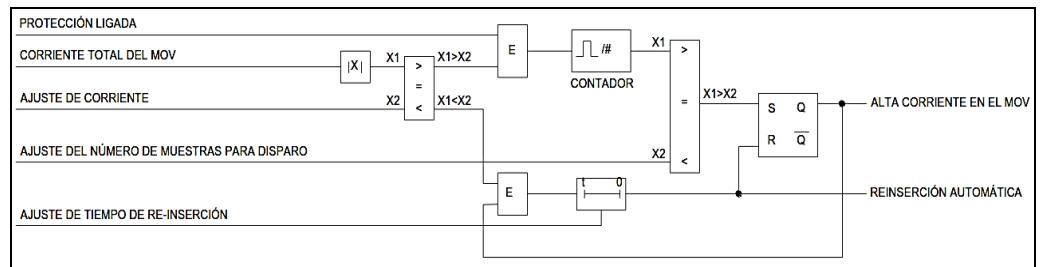


Figura 3.24: Lógica de la protección de sobre corriente del MOV.

3.2.5.2.3 Gradiente de temperatura del MOV - Nivel Alto

Cuando el aumento de temperatura del MOV supera el límite correspondiente el BCS debe ser desconectado, entonces la protección ordena el disparo del Gap y el Bypass Temporal en la fase afectada o tripolar (según esté habilitado).

Después de un intervalo de tiempo determinado por lo Ajuste de Tiempo de Re inserción, si las condiciones para la re inserción están satisfechas se ordena a la re inserción automática del BCS.

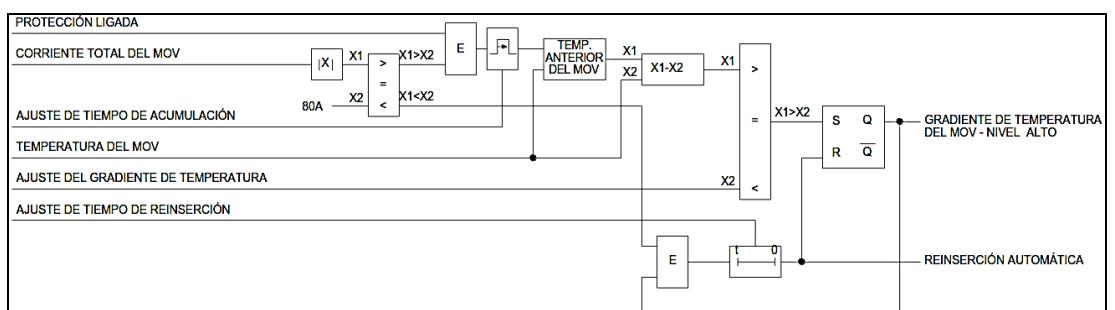


Figura 3.25: Lógica de la protección de gradiente de temperatura Nivel Alto.

3.2.5.2.4 Gradiente de Temperatura del MOV - Nivel Bajo

Esta protección impide la absorción de alta energía durante un período de tiempo corto. El ajuste para actuación de la protección (pick up) es la acumulación de la energía de los peores escenarios de fallas externas (dos fallas externas de 100 ms cada).

Cuando la temperatura de Varistores se eleva más que la temperatura correspondiente a energía acumulada en dos fallas externas de 100 ms cada dentro de un intervalo de 1 segundo, el BCS debe ser desconectado durante al menos 60 segundos para que la temperatura de los bloques se equilibre; por ende la protección ordena el disparo del Gap y el Bypass Temporal en la fase afectada o tripolar.

Después de un intervalo de tiempo determinado por lo Ajuste de Tiempo de Reinserción (generalmente 60s para asegurar lo equilibrio de temperatura en las unidades de Varistores), si las condiciones para la reinserción están satisfechos se ordena a la reinserción BCS.

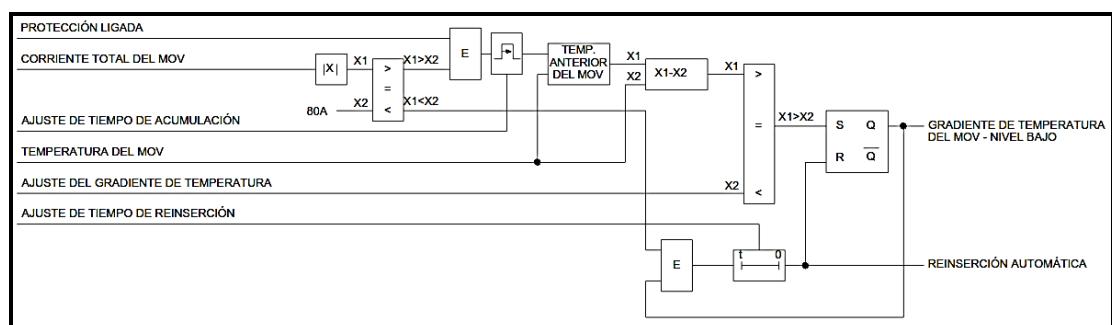


Figura 3.26: Lógica de la protección de gradiente de temperatura Nivel Bajo.

3.2.5.2.5 Sobrecarga de temperatura del MOV

La potencia disipada en los Varistores se calcula a partir de los valores medidos instantáneos de corriente en los Varistores. A su vez, La

temperatura de los Varistores se calcula por un modelo térmico a partir de la potencia disipada y de la temperatura ambiente. La temperatura máxima de operación de los Varistores es igual a 160°C.

Si el valor de temperatura calculado supera el Ajuste de Temperatura de Actuación, el sistema de protección controla el disparo del Gap en las fases afectadas y, al mismo tiempo, el bypass temporal tripolar sin reinserción automática.

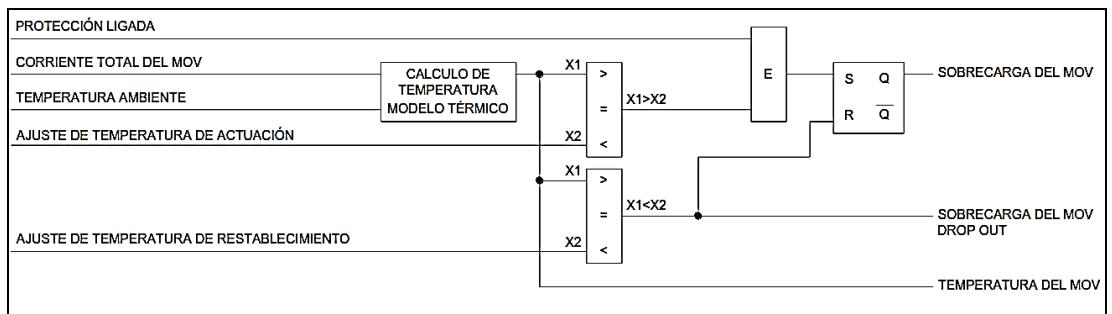


Figura 3.27: Lógica de la protección de sobretemperatura del MOV.

3.2.5.2.6 Disparo Propio del GAP

El Gap debe conducir la corriente sólo después de una orden de disparo. Si hay flujo de corriente en el circuito del Gap sin una orden de disparo anterior, la protección de Disparo Propio del GAP ordena el Bypass Temporal.

Después del tiempo correspondiente al Ajuste de Tiempo de Reinserción, si las condiciones para la reinserción están satisfechas, se ordena la reinserción automática del BCS.

Si ocurren Disparos Propios Repetitivos del Gap, en cantidad mayor que el Ajuste del Número de Disparos Permitidos, la protección de Disparo Propio del Gap ordena el Bypass Permanente.

| Parámetros | Ajustes | | | |
|--|---------|--------|--------|------------------|
| | Mínimo | Máximo | Actual | Unidad |
| Protección Ligada/Desligada | Off | On | On | - |
| Ajuste de corriente | 50 | 5000 | 100 | A _{rms} |
| Ajuste de periodo de tiempo | 10 | 3600 | 600 | s |
| Ajuste del número de disparos permitidos | 1 | 10 | 2 | - |
| Ajuste de Tiempo de Reinserción | 1 | 120 | 2 | s |

Tabla 3.6: Ajustes para el autodisparo del GAP.

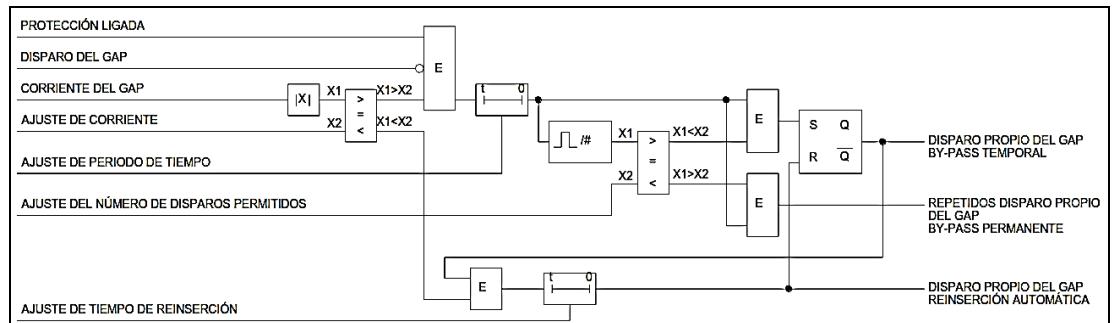


Figura 3.28. Lógica de Autodisparo del GAP.

3.2.5.2.7 Rechazo / Retraso de Disparo del Gap

El Gap debe comenzar a conducir corriente rápidamente después de la orden de disparo (<1 ms). Si la corriente en el circuito del Gap se percibe sólo después de un tiempo correspondiente al Ajuste de Tiempo para Retraso (1/4 de ciclo) después de la orden de disparo, opera la protección de disparo retrasado del Gap y ordena el Bypass Permanente tripolar.

Si la corriente en el circuito del Gap no se percibe después de un tiempo más largo correspondiente al Ajuste de Tiempo para Rechazo (1

ciclo) después de la orden de disparo, opera la protección de rechazo de disparo en el Gap y ordena el Bypass Permanente tripolar.

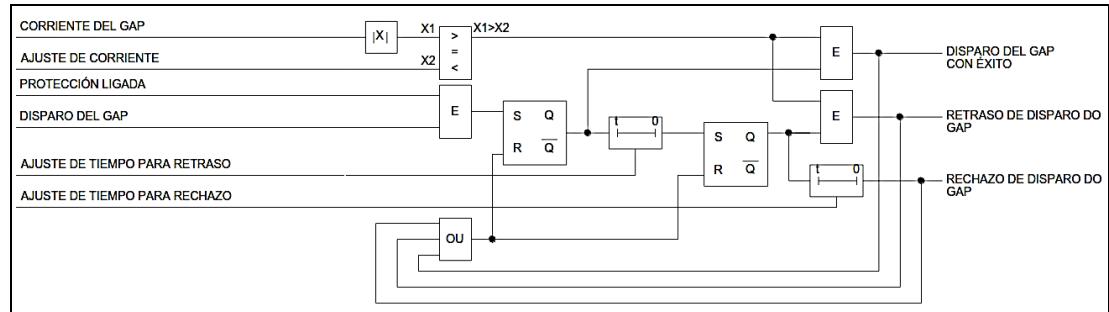


Figura 3.29: Lógica para Retraso de disparo del GAP.

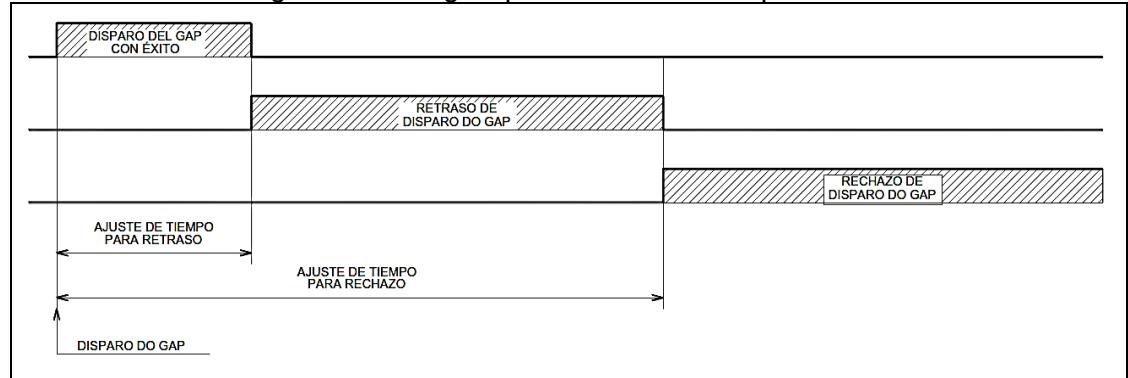


Figura 3.30: Secuencia de operación del retraso de disparo del GAP.

3.2.5.2.8 Conducción Prolongada del Gap

El Gap se ha diseñado para conducir la corriente sólo hasta el cierre del interruptor de puenteo y se puede dañar si conduce la corriente por mucho tiempo. Por lo tanto, la orden de disparo del Gap siempre va acompañada de un orden de cierre del interruptor de puenteo.

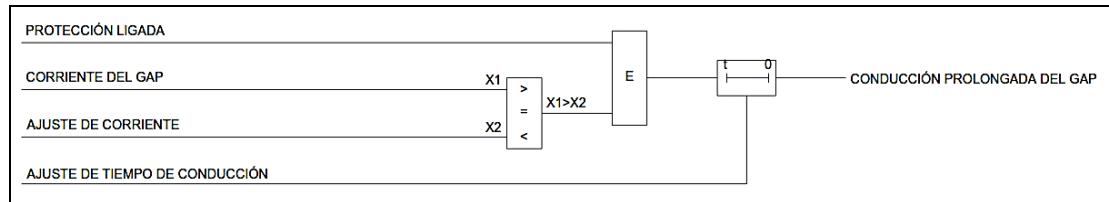


Figura 3.31: Protección de conducción prolongada del Gap.

La conducción prolongada se detecta cuando la corriente se mantiene en el Gap durante un período de tiempo más largo que la ajustada en la protección (Ajuste de Tiempo de Conducción). Esto significa que hay una falla en el cierre del interruptor de puenteo, con lo cual se inicia un comando de Bypass Permanente trifásico y se activará la desconexión de la línea tanto en el extremo local como remoto.

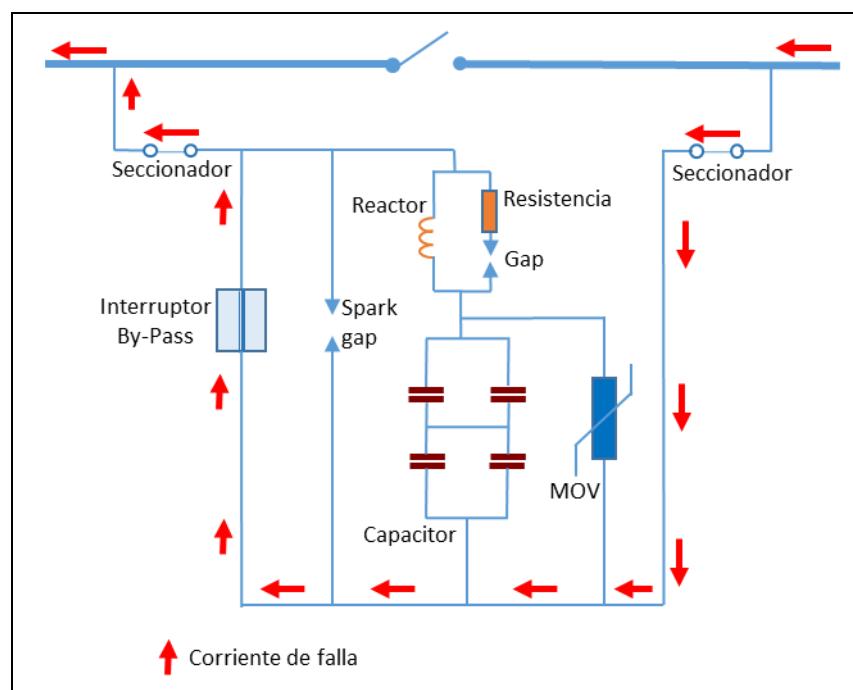


Figura 3.32: Circulación de corriente en falla por el bypass.

A continuación se muestra un cuadro de resumen de las actuaciones de las protecciones descritas y otras que también son importantes:

| Función de Protección | Alarma | Disparo del GAP | Bypass Temporal | Bypass Permanente | Reinserción Automática | Disparo de la línea |
|---------------------------|--------|-----------------|-----------------|-------------------|------------------------|---------------------|
| Prevención de reinserción | | | | | | |
| Falla para la plataforma | X | | | X | | |

| | | | | | | |
|--|---|---|---|----------------|---|---|
| Conducción prolongada del GAP | X | | | X | | X |
| Rechazo de disparo del GAP | X | | | X | | X |
| Retraso de disparo del GAP | X | | X | X | | X |
| Disparo propio del GAP | X | | | X ¹ | X | |
| Sobrecarga del MOV | X | X | X | | | |
| Gradiente de temperatura del MOW (Bajo) | X | X | X | | X | |
| Gradiente de temperatura del MOW (Alto) | X | X | X | | X | |
| Alta corriente en el MOV | X | X | X | | X | X |
| Desbalance del MOV | X | | X | X | X | |
| Desbalance del Condensador | X | | | X | | |
| Sobrecarga del Condensador | X | | | X ² | | |
| Falla del interruptor Bypass | | | | | | |
| Discordancia de contactos auxiliares en Bypass | X | | | X | | |
| Discordancia de polos del interruptor Bypass | X | | | X | | X |
| Supervisión de los Sistemas de Protección | X | | | X ³ | | |

- 1 En el caso de Disparos Propios repetidos del Gap.
 2 En el caso de Sobrecargas repetidas del Condensador.
 3 En el caso de fallo simultáneo de ambos sistemas de protección.

Tabla 3.7: Cuadro de resumen de las protecciones del BCS.

3.2.6 Control del Banco de Compensación en Serie

Actualmente están definidos dos modos de operación para el control de los componentes de alta tensión del patio.

Los modos permiten cambios en el conjunto de condiciones de bloqueos activos para situaciones especiales de operación. Los siguientes modos de operación están disponibles:

| Modo | Operación |
|---------------|---|
| Normal | Operación normal de los equipos de maniobra de BCS. El bloqueo garantiza operación segura del sistema. La operación normal puede ser ejecutada manualmente o automáticamente a través de la secuencia de control. Por defecto el sistema está en modo normal. |
| Mantenimiento | Permite colocación de llaves bajo condiciones de falla como, por ejemplo, interruptor de Bypass en falla. El modo de mantenimiento sólo podrá ser activado cuando |

| | |
|--|--|
| | <p>la línea está desenergizada y los condensadores estén descargados.</p> <p>El modo de mantenimiento es automáticamente bloqueado para el modo normal cuando la línea sea energizada.</p> |
|--|--|

Tabla 3.8: Opciones de Operación del BCS.

Según sean los requerimientos del Sistema (Operación, mantenimiento) mediante los dos modos descritos es posible la ejecución de comandos hacia los siguientes equipos:

- Seccionador de bypass MBS.
- Seccionador para desconexión DS1.
- Seccionador para desconexión DS2.
- Seccionadora de tierra ES1.
- Seccionadora de tierra ES2.
- Interruptor de bypass BBR.

A su vez, tanto la ejecución de comandos como el estado general del BCS puede ser supervisado desde los IHM y desde el Scada, como es el caso de la siguiente secuencia de imágenes, que son capturas de las pantallas tanto del HMI como del Scada del Centro de Control de la empresa Abengoa Transmisión Sur en Lima.

3.2.7 Caso real de funcionamiento y maniobras de operación

Para un mejor panorama de lo descrito en cuanto al funcionamiento de los bancos de comensación, a continuación se describe la operación en tiempo real de las maniobras realizadas para la conexión del banco:

El día 14.07.2015 se realizó la desconexión del sistema de transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo debido a mantenimientos en las subestaciones y líneas asociadas.

Una vez finalizada las actividades de mantenimiento, se requirió realizar la reconexión del sistema de ATS, que normalmente se realiza desde la subestación Montalvo, hacia la subestación Chilca (por recomendación del COES). De estas maniobras se rescata la conexión del Banco de Compensación que es la escencia de la presente tesis: El BCS-5382 de la subestación Poroma, cuyas maniobras se describen a continuación:

La línea L-5032 Chilca-Poroma ya estaba energizada en ambas subestaciones, como se observa en la figura 3.33, donde el seccionador SBP-5382 se encuentra cerrado y con tensión. También se muestra el momento en que se dispone a cerrar el seccionador SL1-5382, lo cual sólo es posible si seccionadores de tierra ST1 y ST2 estén abiertos, lo cual, sí cumplía. Notar que el Bypass se encontraba cerrado y sin tensión.

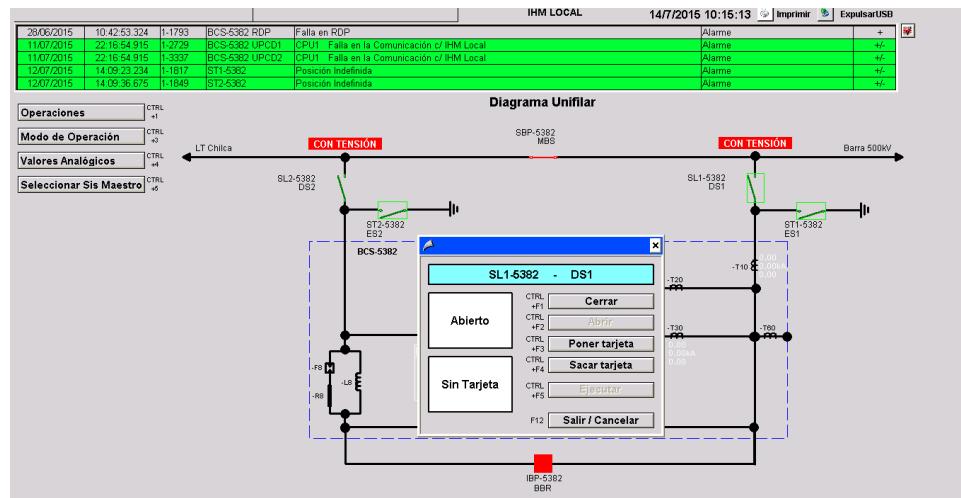


Figura 3.33: Mando de cierre al SL1-5382.

Una vez cerrados los seccionadores SL1-5382 y SL2-5382, el flujo pasa a través del interruptor de bypass IBP-5382 y el seccionador SBP-5382 hasta que éste último sea abierto, como se muestra en las figuras 3.34 y 3.35.

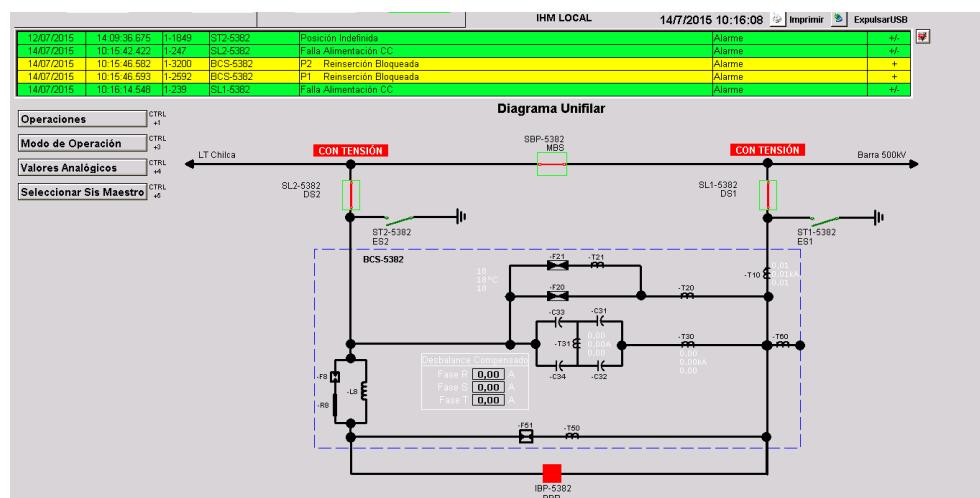


Figura 3.34: Cierre de seccionadores SL1-5382 y SL2-5382.

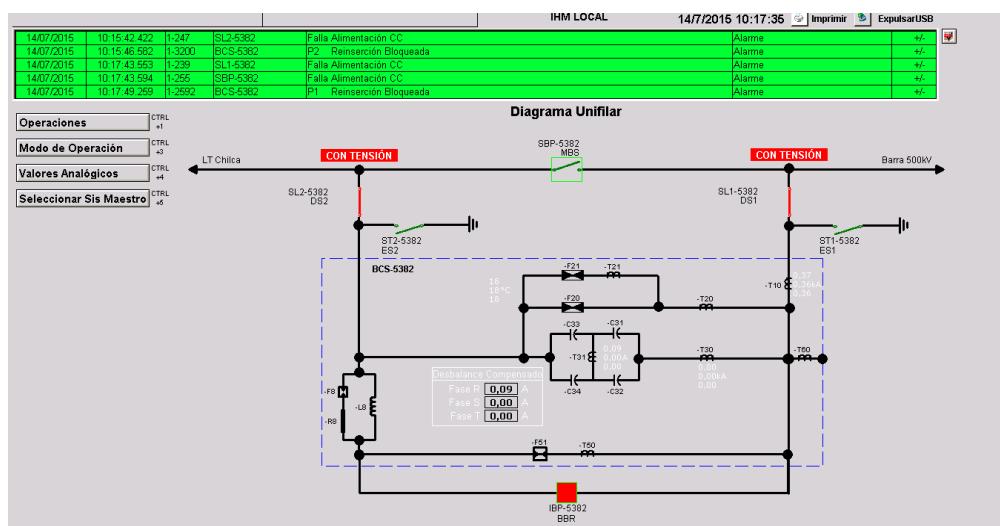


Figura 3.35: Apertura del seccionador SBP-5382.

La misma condición del BCS-5382 se puede verificar en el Scada de ATS, el cual también muestra abierto el interruptor INT-5350 del reactor de barra REB-5350 de la subestación Poroma, el cual, a solicitud del Centro de Control del COES, se conectó para regular la tensión, tal como se muestra en las figuras 3.36 y 3.37.

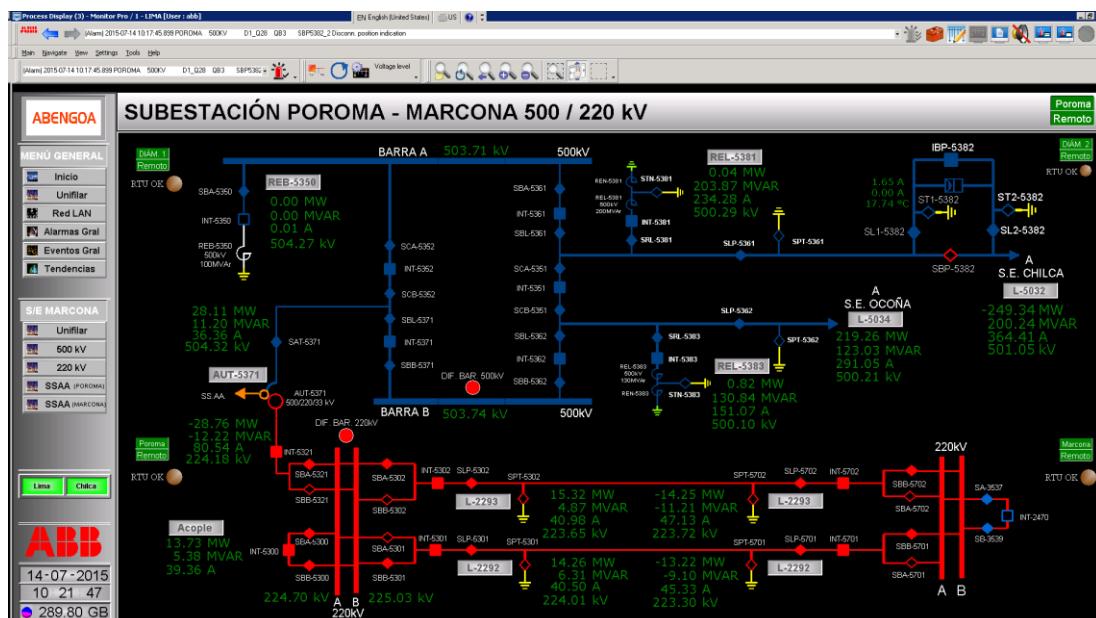


Figura 3.36: Scada de la Subestación Poroma con el BCS-5382 bypassado.

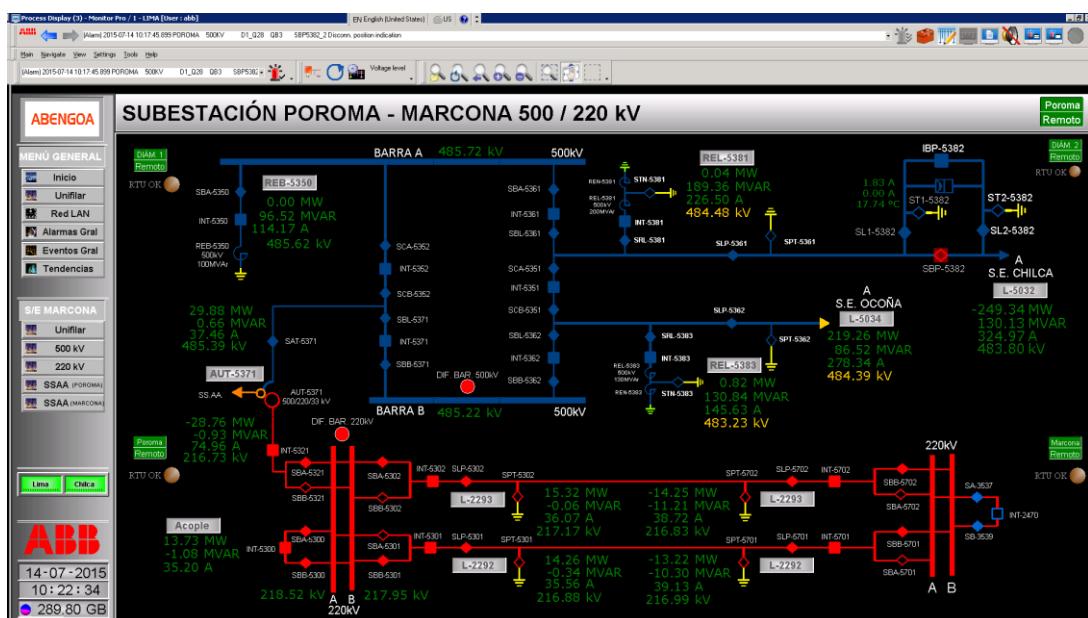


Figura 3.37: Cierre de interruptor INT-5350 del reactor de barra REB5350.

Finalmente se procedió con la apertura del interruptor de bypass IBP-5382, de esta manera la única opción de transporte del flujo de potencia es a través de los condensadores. Por lo tanto, el BCS-5382 queda en servicio, como se muestra en las figuras 3.38 y 3.39.

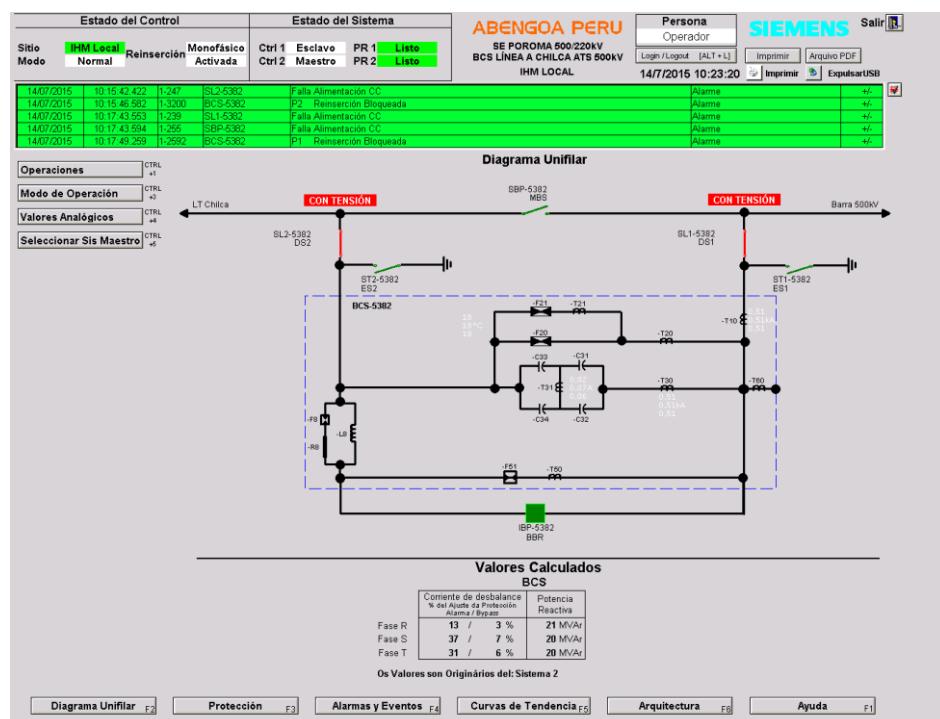


Figura 3.38: Apertura del bypass IBP-5382.

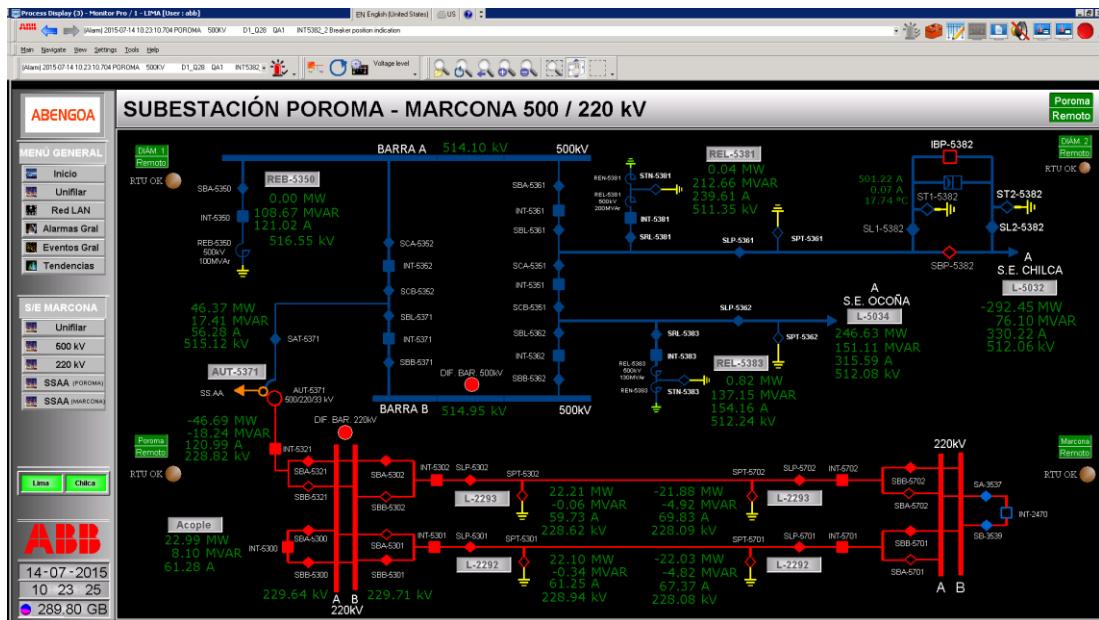


Figura 3.39: Conexión del BCS-5382.

En las figuras 3.37 y 3.39 se puede verificar la influencia de la conexión en serie del banco de condensadores BCS-5382 en los parámetros de la línea L-5032 y barras de la S.E. Poroma.

3.2.8 Caso Real de Funcionamiento ante Falla

3.2.8.1 Descripción de la falla

Recierre exitoso en la línea L-5034 (S.E. Poroma – S.E. Ocoña)

El día 17/06/2014 A las 05:54:46 h, se produjo una falla monofásica (fase “T”) en la línea L-5034, dicha falla se despejó con la apertura monopolar de los interruptores de la fase fallada en ambos extremos de la línea, posteriormente se realizó recierre monofásico exitoso.

3.2.8.2 Registros Oscilográficos

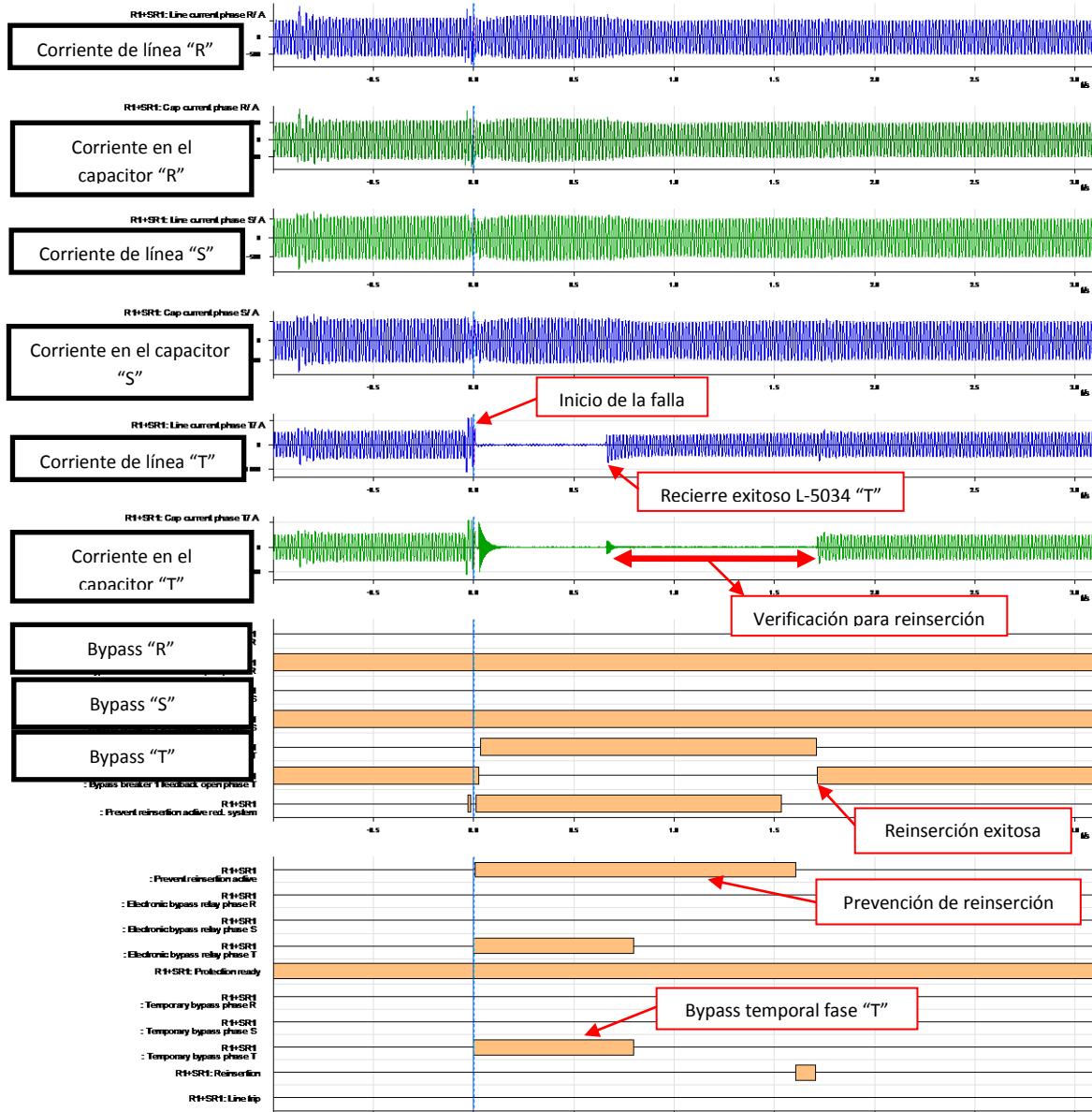


Figura 3.40: Registro oscilográfico del funcionamiento del BCS-5482, ubicado en S.E. Ocoña, ante perturbaciones.

CAPITULO IV

ESTUDIO ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA L-5032 SIN BCS

4.1. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

4.1.1 Parámetros de la Línea L-5032

| LINEA CHILCA NUEVA - POROMA L-5032 | | P.U. | | Primario | | Secundario | |
|--|-----|---------|-------|----------|-------|------------|-------|
| S.E CHILCA NUEVA (500/0.11 KV) (1000/1)A | | Valor | Unid. | Valor | Unid. | Valor | Unid. |
| Longitud de la línea | L | 356.2 | km | 357.8 | km | 357.8 | km |
| Resistencia de secuencia positiva | R1 | 0.0257 | Ω/km | 9.19 | Ω | 2.02 | Ω |
| Reactancia de secuencia positiva | X1 | 0.351 | Ω/km | 125.57 | Ω | 27.63 | Ω |
| Magnitud impedancia secuencia positiva | Z1 | 0.35194 | Ω/km | 125.91 | Ω | 27.70 | Ω |
| Ángulo impedancia secuencia positiva | <Z1 | 85.81 | ° | 85.81 | ° | 85.81 | ° |
| Resistencia de secuencia cero | R0 | 0.30630 | Ω/km | 109.58 | Ω | 24.11 | Ω |
| Reactancia de secuencia cero | X0 | 0.9971 | Ω/km | 356.72 | Ω | 78.48 | Ω |
| Magnitud impedancia secuencia cero | Z0 | 1.04309 | Ω/km | 373.17 | Ω | 82.10 | Ω |
| Ángulo impedancia secuencia cero | <Z0 | 72.92 | ° | 72.92 | ° | 72.92 | ° |
| Magnitud factor compensación | K0 | 0.67 | | 0.67 | | 0.67 | |
| Ángulo factor compensación | <K0 | -19.29 | ° | -19.29 | ° | -19.29 | ° |
| Susceptancia de secuencia positiva | B1 | 4.7474 | uS | 1698.43 | uS | 7720.14 | uS |
| Susceptancia de secuencia cero | B0 | 3.3587 | uS | 1201.61 | uS | 5461.86 | uS |

Tabla 4.1: Parámetros de la Línea L-5032 Chilca-Poroma.

4.1.1.1 Características del conductor ACAR

El conductor utilizado en las líneas de 500KV de ATS es de aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio tipo A.C.A.R. (Aluminum conductor alloy reinforced). Este tipo de conductor ofrece una buena resistencia a la tracción y una excelente relación esfuerzo de tensión - peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo. El alma de aleación de aluminio de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado. Además a igual peso, los conductores A.C.A.R. ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el A.C.S.R.

El conductor tipo ACAR cumple las siguientes normas para su fabricación: ASTM B-230, ASTM B-398 y ASTM B-524.

| Línea L-5032 | |
|------------------------|--------------------|
| Longitud | 356.2 km |
| Conductor <1000msnm | 4x750 MCM- ACAR |
| Conductor >1000msnm | 4x700 MCM- ACAR |

Tabla 4.2a: Cable usado en la Línea L-5032.

| ESPECIFICACIONES | 700 MCM | 750 MCM |
|-------------------------|----------------|----------------|
| TIPO | ACAR | ACAR |
| CALIBRE | 70MCM | 70MCM |
| DIÁMETRO (mm) | 24.45 | 25.32 |
| PESO UNITARIO (daN/km) | 957 | 1026 |
| CARGA DE RUPTURA (daN) | 7882 | 8452 |

Tabla 4.2b: Características del cable tipo ACAR.

4.1.2 Modelo π para Línea con Parámetros Distribuidos

Para una mejor representación de una línea de transmisión, es necesario tomar en cuenta que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente en toda su longitud. Una forma comúnmente utilizada es la suposición de que la línea está compuesta por n circuitos π equivalentes conectados en cascada; como lo muestra la Figura 4.1. El análisis se efectúa a través de un elemento diferencial de la línea, a una distancia “ x ” del extremo de recepción.

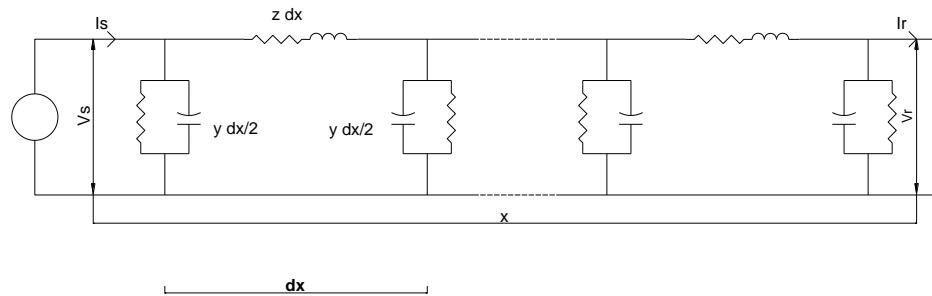
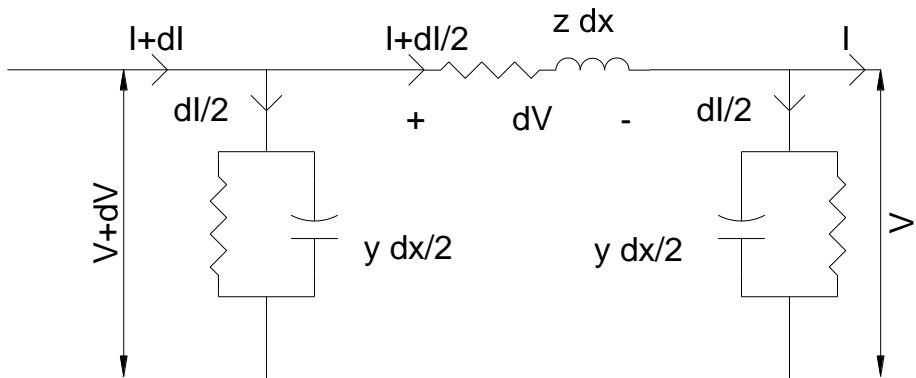


Figura 4.1: Línea de transmisión con parámetros distribuidos.

Con este procedimiento, el modelo del elemento diferencial de la línea tendrá como parámetros a zdx e ydx , elementos serie y en derivación respectivamente. V e I son los fasores de voltaje y corriente que varían con x . En la figura 4.2, se muestra una sección elemental para la línea de transmisión que se modela con parámetros distribuidos. El objetivo es escribir las ecuaciones del circuito equivalente.

$$dV = zdx \left(1 + \frac{dI}{2} \right) = zdxI + z \frac{dx dI}{2} \approx zdxI \dots \dots \dots (4.1)$$

$$\frac{dl}{2} = \frac{y}{2} dx(V + dV) = y \frac{dx}{2} V + y \frac{dx dV}{2} \approx y \frac{dx}{2} V \quad \dots \dots \dots (4.2)$$



Figur

a 4.2: Sección elemental de la línea de transmisión.

Despejando dx de las ecuaciones anteriores, se tiene:

$$\frac{dV}{dx} = Iz \quad \dots \dots \dots (4.3)$$

$$\frac{dl}{dx} = Vy \quad \dots \dots \dots (4.4)$$

Al derivar las ecuaciones (4.3) y (4.4) con respecto a x , y sustituyendo:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dl}{dx} = yzV \quad \dots \dots \dots (4.5)$$

$$\frac{d^2l}{dx^2} = y \frac{dV}{dx} = yzl \quad \dots \dots \dots (4.6)$$

Se tiene una ecuación diferencial homogénea de la forma dada por:

$$Y'' - aY = 0 \quad \dots \dots \dots (4.7)$$

La solución (4.7) tiene la forma siguiente:

$$Y = A_1 e^{S_1 x} + A_2 e^{-S_1 x}$$

Dónde:

$$S_{1,2} = \pm \sqrt{a}$$

Similarmente:

$$V = A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x} \dots \quad (4.8)$$

Al sustituir la solución en las ecuaciones de las primeras derivadas, esto para determinar las constantes de la solución propuesta:

$$\frac{dV}{dx} = zI = \frac{d(A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x})}{dx} = \sqrt{yz}(A_1 e^{\sqrt{yz}x} - A_2 e^{-\sqrt{yz}x}) \dots\dots(4.9)$$

Despejando la corriente:

$$I = \sqrt{\frac{zy}{z^2}} (A_1 e^{\sqrt{yz}x} - A_2 e^{-\sqrt{yz}x}) = \frac{1}{\sqrt{y}} A_1 e^{\sqrt{yz}x} - \frac{1}{\sqrt{y}} A_2 e^{-\sqrt{yz}x} \dots \quad (4.10)$$

Si se toma como referencia el extremo receptor, cuando $X=0$, $V=V_R$ e $I=I_R$:

$$V_R = A_1 + A_2$$

$$I_R = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} (A_1 - A_2) = \frac{1}{Z_c} (A_1 - A_2) \dots \quad (4.11)$$

$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}}$ es la impedancia característica de la línea de transmisión.

Se sustituye $Z_C = \sqrt{z/y}$ y al resolver para A1 y A2 se obtiene:

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \quad y \quad A_2 = \frac{V_R - I_R Z_C}{2}$$

Luego se sustituye los valores encontrados para A1 y A2 en las ecuaciones (4.8) y (4.10), y al hacer $\gamma = \sqrt{yz}$, se obtiene:

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-\gamma x} \dots \quad (4.12)$$

$$I = \frac{V_R / Z_C + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{V_R / Z_C - I_R}{2} e^{-\gamma x} \dots \quad (4.13)$$

Dónde:

$Z_C = \sqrt{z/y}$: Se llama impedancia característica de la línea.

$\gamma = \sqrt{yz}$: Constante de propagación.

Tanto γ como Z_C son cantidades complejas. A la parte real de la constante de propagación se le llama constante de atenuación α y se mide en nepers/km y representa la atenuación exponencial de la onda electromagnética por unidad de longitud. β es la constante de fase, se mide en radianes/km, y representa un cambio de fase de β radianes por cada unidad de longitud que recorre la onda electromagnética.

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

De las ecuaciones (4.12) y (4.13):

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \dots \quad (4.14)$$

$$I = \frac{V_R / Z_C + I_R}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} - \frac{V_R / Z_C - I_R}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \dots \quad (4.15)$$

Se puede definir un voltaje E' y E'' :

$$E' = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x}$$

$$E'' = \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \dots \quad (4.16)$$

E' : Voltaje incidente.

E'' : Voltaje reflejado.

Como la ecuación de la corriente es similar a la del voltaje, se puede considerar que la corriente está compuesta de las componentes incidente y reflejado en ese punto.

Si la línea termina en su impedancia característica Z_C :

$V_R = I_R Z_C$, no hay onda reflejada de voltaje ni de corriente si reemplazamos en las ecuaciones (4.14) y (4.15). La línea terminada en su impedancia característica se le conoce como línea plana o infinita debido a que no puede tener una onda reflejada.

La impedancia característica es conocida también como impedancia de sobrevoltaje. Sin embargo este término se reserva para el caso de líneas sin pérdidas, esto quiere decir su resistencia serie y su conductancia paralelo son cero y la impedancia característica se reduce al número real $Z_C = \sqrt{L/C}$, también para la constante de propagación $\gamma = \sqrt{zy}$ para la línea de longitud "d" se reduce al número imaginario $j\beta = j\omega\sqrt{L/C}/d$, debido a que la constante de atenuación α que resulta de las pérdidas de la línea es 0. La cargabilidad a la impedancia de sobrevoltaje (CIS) de una línea es la potencia entregada por ella a una carga puramente resistiva que es igual a la impedancia de sobrevoltaje. Cuando la línea está así cargada, suministra una corriente de:

$$|I_L| = \frac{|V_L|}{\sqrt{3}x\sqrt{L/C}} A,$$

V_L : Voltaje línea a línea en la carga, debido a que la carga es netamente resistiva.

$$C/S = \sqrt{3} |V_L| \frac{|V_L|}{\sqrt{3x\sqrt{L/C}}} W = \frac{|V_L|^2}{\sqrt{L/C}} \text{ (MW)} \dots \quad (4.17)$$

La longitud de onda entre dos puntos que difieren en 2π radianes se le conoce como λ y tiene unidades de longitud. La velocidad de propagación de la onda es v .

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} m \dots \quad (4.18)$$

Una forma común de escribir las ecuaciones, es en forma hiperbólica:

$$\operatorname{senh} \theta = \frac{e^\theta - e^{-\theta}}{2} \quad \dots \dots \dots \quad (4.20)$$

Entonces reemplazando en las ecuaciones (4.12) y (4.13):

De la ecuación (4.12):

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \varepsilon^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \varepsilon^{-\gamma x}$$

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} (\varepsilon^{\gamma x} - \varepsilon^{-\gamma x}) + V_R \varepsilon^{-\gamma x}$$

$$V = I_R Z_C \operatorname{senh}(\gamma x) + \frac{V_R}{2} (\varepsilon^{\gamma x} - \varepsilon^{-\gamma x})$$

$$V = I_p Z_c \operatorname{sech}(\gamma x) + V_p \cosh(\gamma x) \dots \quad (4.22)$$

De la misma manera para la corriente se tiene:

$$I = I_R \cosh(\gamma x) + \frac{V_R}{Z_C} \sinh(\gamma x) \dots \quad (4.23)$$

Para una longitud total de la línea “d”, las ecuaciones que relacionan el voltaje y la corriente en los extremos de envío y recepción son:

$$V_s = V_R \cos h(\gamma d) + I_R Z_C \operatorname{seh}(\gamma d) \dots \quad (4.24)$$

$$I_s = I_R \cos h(\gamma d) + \frac{V_r}{Z_c} \operatorname{sech}(\gamma d) \dots \quad (4.25)$$

El circuito π equivalente, para una línea de transmisión de parámetros distribuidos es mostrado en la figura 4.3.

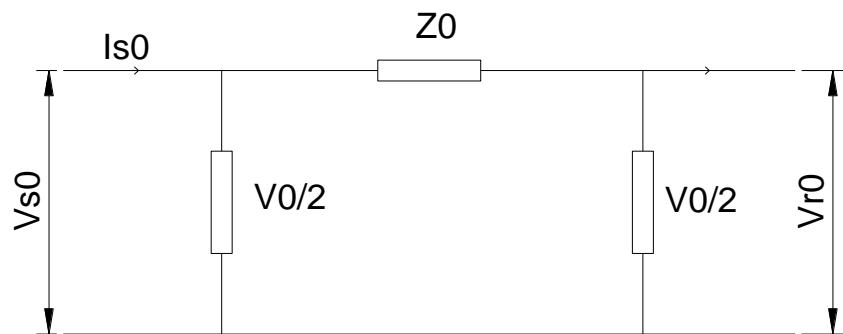


Figura 4.3: Equivalente π de la línea transmisión, modelada con parámetros distribuidos.

Dónde:

$$Z_0 = Z_c \operatorname{senh}(\gamma d) \dots \quad (4.26)$$

$$\frac{Y_0}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh(\gamma d) \dots \quad (4.27)$$

4.1.3 Constantes ABCD de la línea de transmisión

Aplicando la teoría de redes de dos de dos puertos o cuadripolo, se establece que cualquier señal de entrada o de salida puede expresarse como una combinación lineal.



Figura 4.4: Red de dos puertos o cuadripolo.

$$V_s = AV_R + BI_R \quad \dots \dots \dots \quad (4.28)$$

$$I_s = CV_R + DI_R \quad \dots \dots \dots \quad (4.29)$$

$$\begin{pmatrix} V_s \\ I_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix}$$

Al sustituir los valores para Z_0 y $Y_0/2$, se obtiene que las constantes ABCD de la red de dos puertos quedan de la siguiente forma:

$$A = \cosh(\gamma d)$$

$$B = Z_C \operatorname{senh}(\gamma d)$$

$$C = \frac{1}{Z_C} \operatorname{senh}(\gamma d)$$

$$D = \cosh(\gamma d)$$

Despejando las variables del extremo de recepción:

$$\begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} V_s \\ I_s \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix}^{-1} = \frac{1}{AD - BC} \begin{pmatrix} D & -B \\ -C & A \end{pmatrix}$$

$$AD - BC = 1$$

$$\begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\gamma d) & -Z_c \operatorname{senh}(\gamma d) \\ -\frac{1}{Z_c} \operatorname{senh}(\gamma d) & \cosh(\gamma d) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_s \\ I_s \end{pmatrix} \dots \quad (4.30)$$

Al resolver la ecuación (4.30) se obtiene:

$$V_R = V_s \cosh(\gamma d) - I_s Z_c \operatorname{senh}(\gamma d) \dots \quad (4.31)$$

$$I_R = I_s \cosh(\gamma d) - \frac{V_s}{Z_c} \operatorname{senh}(\gamma d) \dots \quad (4.32)$$

4.1.4 Flujo de potencia a través de una línea de transmisión

Si se conoce la tensión, la corriente y el factor de potencia se puede calcular el flujo de potencia en cualquier punto a lo largo de la línea de transmisión. Las ecuaciones se aplican a cualquier cuadripolo, se repite la

ecuación (4.28) y (4.29) y al resolverla para corriente en el extremo receptor I_R se obtiene:

$$V_s = AV_R + BI_R$$

$$I_R = \frac{V_S - AV_R}{B}$$

Luego:

$$A = |A| \underline{\alpha} \quad B = |B| \underline{\beta}$$

$$V_s = |V_s| \underline{\delta_s} \quad V_R = |V_R| \underline{\delta_R}$$

Donde $\delta = \delta_S - \delta_R$

Resolviendo se obtiene:

$$I_R = \frac{|V_S|}{|B|} \left[\delta - \beta - \frac{|A||V_R|}{|B|} \right] (\alpha - \beta) \dots \quad (4.33)$$

Entonces $V_R I_R^*$ en el extremo receptor es:

$$P_R + jQ_R = \frac{|V_S||V_R|}{|B|} \left[\beta - \delta - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \right] \left[\beta - \alpha \right] \dots \quad (4.34)$$

Despejando la potencia real y reactiva en el extremo receptor son:

$$P_R = \frac{|V_s||V_R|}{|B|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha) \dots \quad (4.35)$$

$$Q_R = \frac{|V_s||V_R|}{|B|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha) \dots \quad (4.36)$$

4.1.5 Criterios de Estabilidad Permanente

Se considera que un sistema de potencia está funcionando en "estado estable" si:

- Permanece funcionando en un estado operativo de régimen aceptable, donde para efectos de análisis las variables eléctricas del sistema (tensión, corriente, etc.) se mantienen constantes al pasar el tiempo y dentro de un rango de valores aceptables.
- Es capaz de retornar, en un tiempo aceptable, a un estado operativo de régimen aceptable cuando es perturbado.

Es importante conocer la distinción entre Estabilidad Permanente y Estabilidad Transitoria. Como Estabilidad Permanente se entiende la habilidad del SEP de amortiguar adecuadamente las oscilaciones electromecánicas que ocurren después de ocurrida una perturbación tal como una variación importante de carga o de generación conectada, que puede deberse a una condición previsible dentro de la operación normal o debido a una contingencia, pero que no corresponde a una falla en la red eléctrica propiamente tal como es el caso de un cortocircuito.

La estabilidad transitoria se relaciona con el comportamiento del SEP frente a un cambio brusco en las condiciones de la red eléctrica como es el caso de un cortocircuito.

Para determinar tales comportamientos del SEP, generalmente la selección de las variables que se monitorean para decidir si el estado del sistema es estable son:

- * Ángulos (posición) de los rotores de las máquinas (estabilidad de ángulo)
 - * Tensión de las barras de la red (estabilidad de tensión)

4.1.6 Estabilidad de Ángulo

La estabilidad angular se relaciona con la aptitud del Sistema Eléctrico de Potencia para que las máquinas síncronas mantengan su sincronismo al no haber perturbaciones y se recuperen hacia una posición de equilibrio después de ser sometido a cualquier perturbación. El concepto de sincronismo significa que la diferencia angular entre los ejes eléctricos de los rotores de las máquinas sincrónicas tiende a un valor constante, después de eliminada la perturbación, así como que la frecuencia alcanza un valor constante después de un periodo oscilatorio amortiguado.

Para efectos teóricos, si en la ecuación 4.35 se supone que la resistencia es despreciable y la línea es de corta longitud se tendría:

$$A = 1 < 0^\circ$$

$$B = X < 90^\circ$$

De esta manera se obtiene:

$$P_e = P_R = \frac{|V_s| |V_r|}{\chi} \operatorname{sen}(\delta) \dots \quad (4.37)$$

Entonces al graficar la ecuación 4.37 P_e en función de δ se obtiene la siguiente curva, desde $\delta=0$ hasta $\delta=180^\circ$.

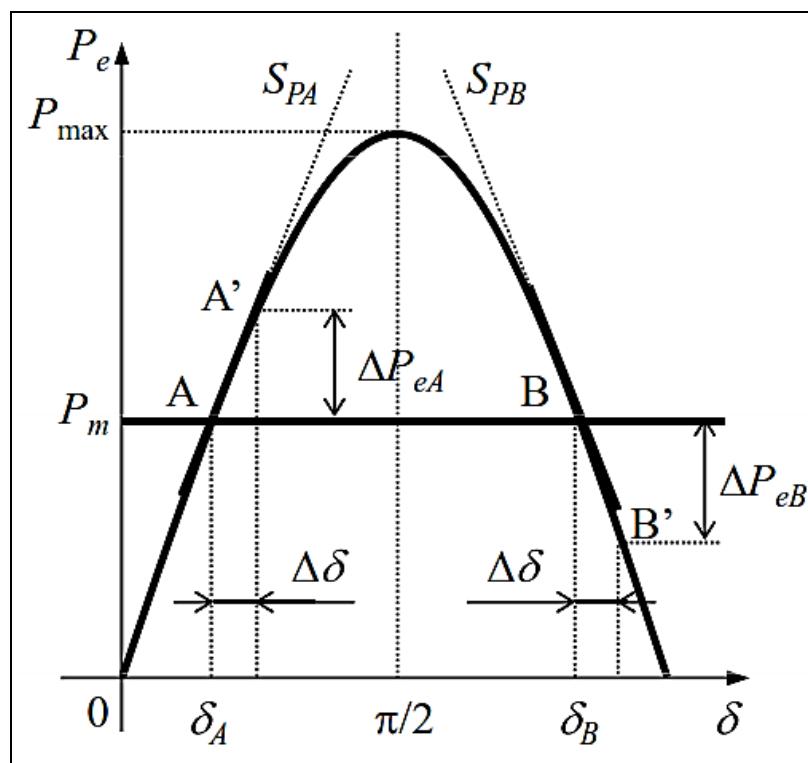


Figura 4.5: Curva Potencia – Ángulo

Donde:

P_e : Potencia eléctrica.

P_m : Potencia mecánica de la máquina.

P_{max} : Potencia eléctrica máxima.

Esta curva muestra la característica de estabilidad Potencia vs. Ángulo en estado permanente.

4.1.7 Estabilidad de Tensión

Es la habilidad del SEP de mantener tensiones estacionarias aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometido a una perturbación.

En contraste, un sistema ingresa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, un incremento en la demanda de la carga, o un cambio en la condición de operación o topología del sistema, provocan una progresiva e incontrolable caída en la tensión.

Entonces, el factor principal causante de la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva. El centro del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de la reactancia inductiva asociada con la red transmisión.

Por lo tanto, un criterio práctico de estabilidad de tensión es “para una condición de operación dada, la magnitud de la tensión de una barra debe incrementarse cuando se inyecta potencia reactiva en esta barra”. En tal sentido, un sistema tiene inestabilidad de tensión si, para al menos una barra del sistema la tensión disminuye cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra aumenta.

Otra manera clara de entender el fenómeno de estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia se logra utilizando las curvas P – V. En

la Figura 4.5 se muestra una curva típica P – V que muestra la evolución de la tensión en la barra cuando la potencia activa se incrementa.

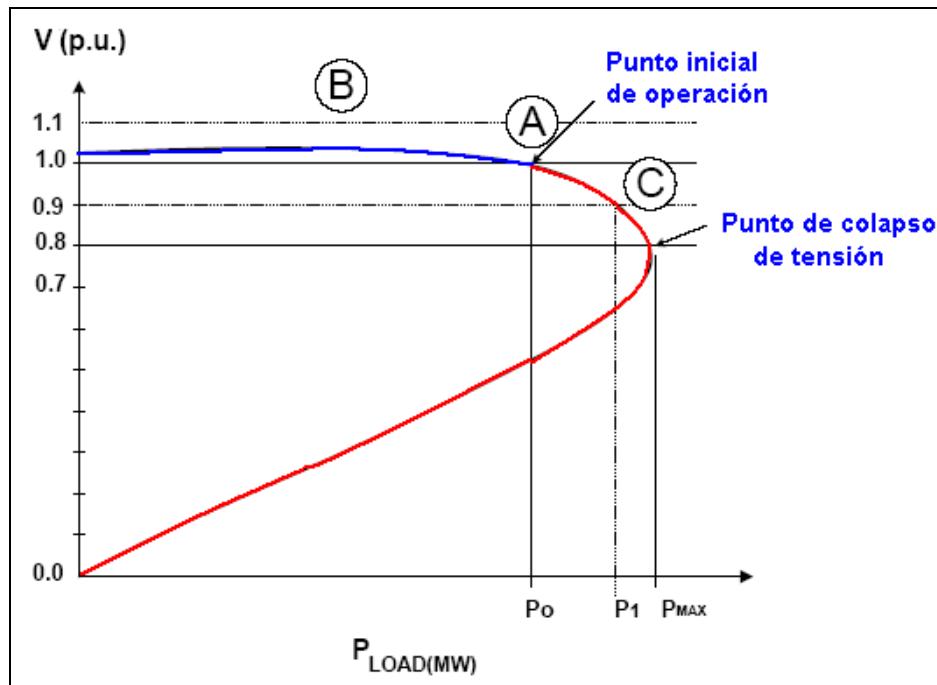


Figura 4.6: Curva Potencia – Tensión.

4.1.7.1 Factores que causan inestabilidad de Tensión

- Aumento de la carga.
- Cargas del tipo motor de inducción en subtensión.
- Generadores distantes de los centros de carga.
- Niveles bajos de tensión de generación de las centrales.
- Insuficiencia de compensación reactiva en la carga.
- Restablecimiento de la carga vía operación de transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).
- Pérdida de bancos de capacitores.

4.1.7.2 Medidas de control

- Aplicación de equipos de compensación reactiva (compensadores síncronos y/o estáticos, banco de capacitores, etc.).
 - Control de tensión en las barras de alta de las centrales.
 - Control del cambio de tap en los transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).
 - Control coordinado de tensión.
 - Rechazo de carga por mínima tensión.

4.1.8 Cálculo matemático del flujo de potencia en la L-5032 sin BCS

Se pueden aplicar los mismos criterios anteriores para el caso de la línea L-5032 (línea larga) al utilizar los datos de la tabla 4.1 para hallar las ecuaciones correspondientes:

Siendo d: distancia total de la línea L-5032

$$d = 356.2 \text{ km.}$$

$$\overrightarrow{Z_1} = \overrightarrow{Z} = 0.35194 \underline{85.81^\circ} \times d \quad \Omega$$

$$\vec{Z} = 125.36103 | 85.81^\circ \quad \dots \quad (4.38)$$

$$\vec{Z} = 9.15939 + j125.02597 \dots \quad (4.39)$$

También se sabe:

$$\vec{Y} = G + iB \approx iB$$

$$\vec{Y} = 4.7474|90^\circ xd \ (\mu\text{s})$$

$$\vec{Y} = 1691.02388 \underline{|90^\circ|} \text{ } (\mu\text{s}) \dots \quad (4.40)$$

$$\vec{Y} = j1691.02388 \text{ } (\mu\text{s}) \dots \quad (4.41)$$

Luego se halla la impedancia característica de la línea (Z_c) y la constante de propagación (γ), y se reemplazan las ecuaciones (4.38) y (4.40):

Zc:

$$\overrightarrow{Zc} = \sqrt{\overline{Z}} = \sqrt{\frac{125.36103|85.81^\circ}{1691.02388 \times 10^{-6}|90^\circ}}$$

$$\overrightarrow{Zc} = \sqrt{\frac{125.36103}{1691.02388 \times 10^{-6}}} \left| \frac{85.81^\circ - 90^\circ}{2} \right|$$

$$\overrightarrow{Zc} = 272.09216 - j9.95339 \Omega \quad \dots \dots \dots \quad (4.43)$$

γd :

$$\vec{YD} = \sqrt{\vec{YZ}} = \sqrt{1691.02388 \times 10^{-6} | 90^\circ \times 125.36103 | 85.81^\circ}$$

$$\vec{yd} = \sqrt{1691.02388 \times 10^{-6} \times 125.36103} \left| \frac{85.81^\circ + 90^\circ}{2} \right.$$

Hallando las constantes ABCD de la ecuación (4.30) para calcular la tensión y corriente en la recepción (V_R y I_R):

Se sabe que:

$$\gamma d = \alpha d + j\beta d = \vec{\gamma}d = 0.01683 + j0.46011$$

$$\cosh(\gamma d) = \cosh(0.01683 + j0.46011)$$

$$\cosh(\gamma d) = 0.89613 + j0.00747 = 0.89616 \underline{0.47760^\circ} \dots \quad (4.46)$$

$$\operatorname{senh}(\gamma d) = \operatorname{senh}(0.01683 + j0.46011)$$

$$\operatorname{senh}(\gamma d) = 0.01508 + j0.44411 = 0.44437 \underline{88.05517^\circ} \dots \quad (4.47)$$

De la ecuación (4.30):

$$A = D = \cosh(\gamma d) = 0.89616 \underline{0.47760^\circ} \dots \quad (4.48)$$

$$B = Z_c \operatorname{senh}(\gamma d) = 272.27415 \underline{-2.095^\circ} \times 0.44437 \underline{88.05517^\circ}$$

$$B = 120.99046 \underline{85.96017^\circ} \dots \quad (4.49)$$

$$C = \frac{1}{Z_c} \operatorname{senh}(\gamma d) = \frac{0.44437 \underline{88.05517^\circ}}{272.27415 \underline{-2.095^\circ}}$$

$$C = 0.001632 \underline{90.15017^\circ}$$

Se conoce:

$$A = |A| \underline{\alpha} = 0.89616 \underline{0.47760^\circ}$$

$$B = |B| \underline{\beta} = 120.99046 \underline{85.96017^\circ}$$

$$V_R = |V_R| \underline{0^\circ}$$

$$V_s = |V_s| \underline{\delta}$$

De la ecuación (4.31):

$$V_R = V_s \cosh(\gamma d) - I_s Z_C \operatorname{senh}(\gamma d)$$

$$V_R = V_s x 0.89616 |0.47760^\circ - I_s x 272.27415 | -2.095^\circ x 0.44437 | 88.05517^\circ$$

$$\vec{V}_R = \vec{V}_s x 0.89616 |0.47760^\circ - \vec{I}_s x 120.99046 | 85.96017^\circ$$

Se reemplaza en las ecuaciones (4.35) y (4.36):

$$\begin{aligned} P_R &= \frac{|V_s| x |V_R|}{120.99046} \cos(85.96017^\circ - \delta) - \frac{0.89616 x |V_R|^2}{120.99046} \cos(85.96017^\circ - 0.47760^\circ) \\ P_R &= \frac{|V_s| x |V_R|}{120.99046} \cos(85.96017^\circ - \delta) - \frac{0.89616 x |V_R|^2}{120.99046} \cos(85.48257^\circ) \end{aligned} \quad \dots \quad (4.50)$$

De la ecuación (4.50) transformamos a función seno mediante un artificio muy conocido:

$$P_R = \frac{|V_s| x |V_R|}{120.99046} \operatorname{sen}(85.96017^\circ - (\delta^\circ - 90^\circ)) - \frac{0.89616 x |V_R|^2}{120.99046} \cos(85.48257^\circ) \quad \dots \quad (4.52)$$

4.1.9 Curvas de Estabilidad obtenidas

Para graficar las curvas de las ecuaciones 4.49 y 4.52, se utiliza el software Matlab 2012a, obteniéndose:

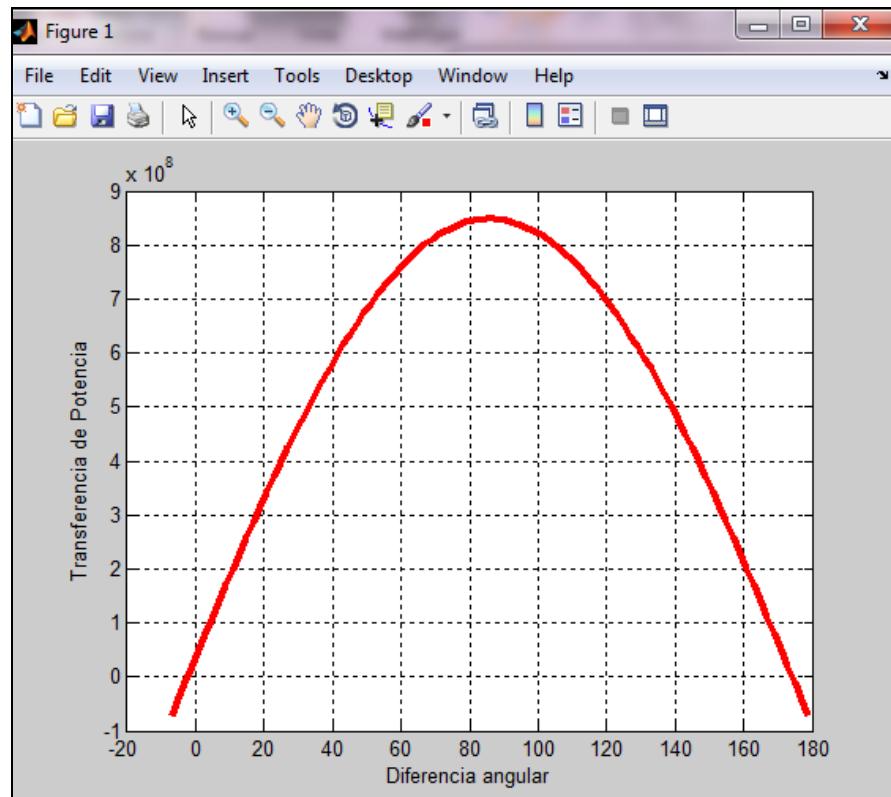
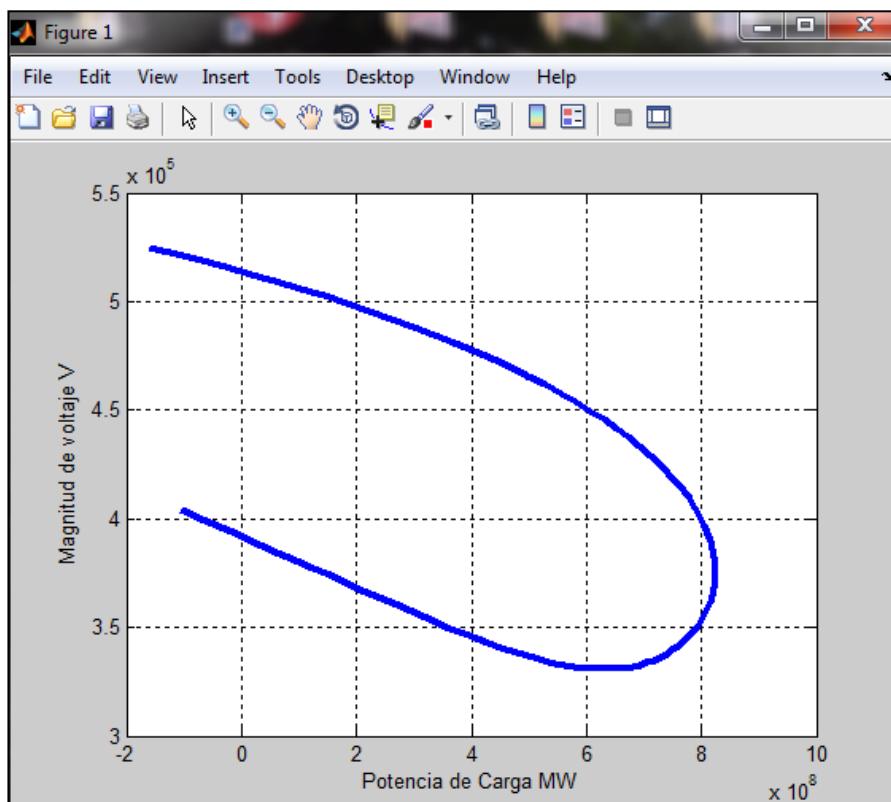
Figura 4.7: Curva P- δ , estado permanente sin BCS.

Figura 4.8: Curva P-V, estado permanente sin BCS.

4.2 **SIMULACIÓN CON SOFTWARE DIGSILENT**

4.2.1 **Breve descripción del Software**

DigSILENT Power Factory, es una herramienta computarizada avanzada para el diseño asistido de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comercial, industrial y a gran escala. Este software avanzado, integrado e interactivo, está dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de planificación y operación.

Puesto que los sistemas eléctricos de potencia constituyen una gran estructura compleja que consiste de múltiples elementos: generadores, transformadores, líneas, cargas etc., cada uno de los cuales tiene asociado elementos de medición, control, etc, de una naturaleza compleja. En tal sentido, los análisis de estos sistemas requieren de una poderosa herramienta como DIgSILENT PowerFactory para desarrollar en forma adecuada los estudios que la planificación y operación de sistemas de potencia requiere.

Para el desarrollo de la presente tesis se utiliza el módulo que ofrece este software: Flujo de Potencia, que consiste en definir los parámetros asociados a las potencias activa y reactiva que fluye a través de todas las barras de una red, además también el vector de tensión en cada barra de un sistema.

Por lo tanto, y según los objetivos de la tesis, se debe obtener las potencias activa y reactiva, tensiones y corrientes (fasores) en la línea L-5032 (Chilca-Poroma).

4.2.2 Base de datos para el cálculo

En este capítulo (y en el siguiente) se utiliza el archivo de simulación “ATS 500KV REV FLUJO 01oct2013” (con extensión “pdf” propio del software). El archivo elegido corresponde al utilizado en las simulaciones del estudio de operatividad del sistema de transmisión de ATS, el cual fue aprobado por el COES, por lo que representa un material confiable para su utilización.

Como se mencionó, se aplicará el módulo “flujo de potencia” para realizar un análisis del comportamiento del flujo de potencia, en primera instancia sin considerar el BCS (bypassado) y posteriormente en el siguiente capítulo con el BCS insertado.

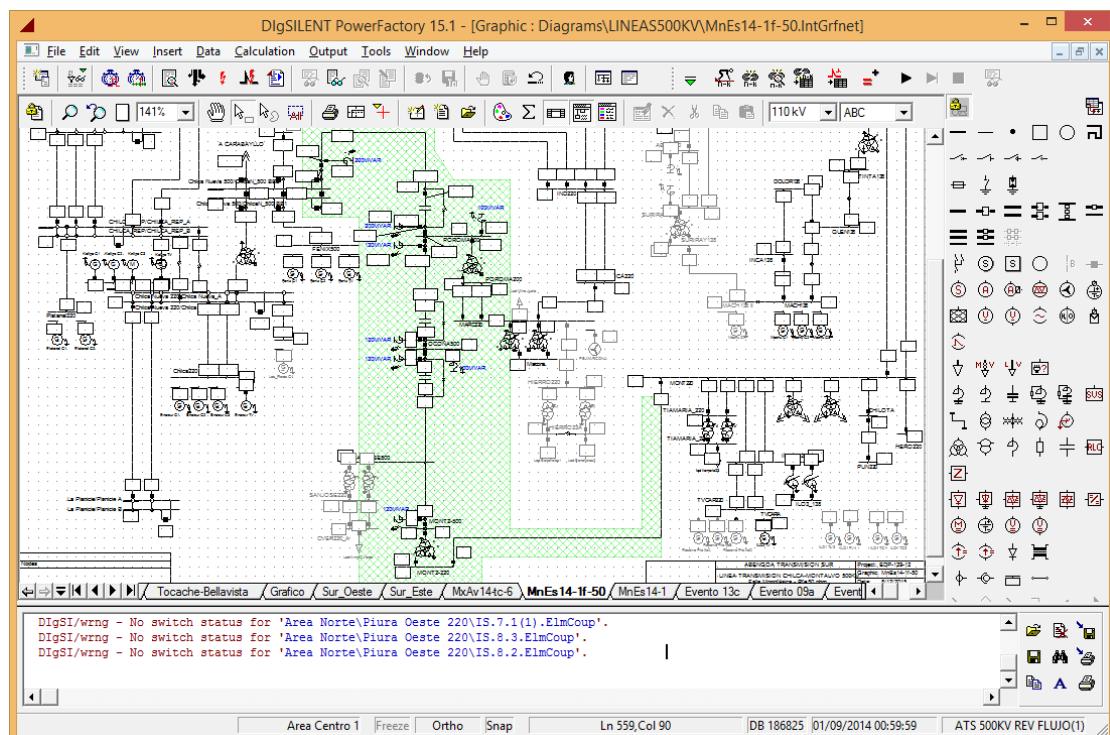


Figura 4.9: El proyecto ATS en la interfaz gráfica del software DigSILENT.

4.2.3 Parámetros encontrados con DigSILENT

Para hallar los parámetros eléctricos, se calculará el flujo de potencia a través de la línea L-5032 y se tomarán los resultados encontrados con DigSILENT en los extremos de la línea.

Para la obtención de datos variados, los cálculos se simulan en diversas condiciones de operación, en las diferentes centrales eléctricas.

A continuación se muestra el desarrollo del cálculo de los parámetros del flujo de potencia en la línea L-5032 (S.E. Chilca - S.E. Poroma):

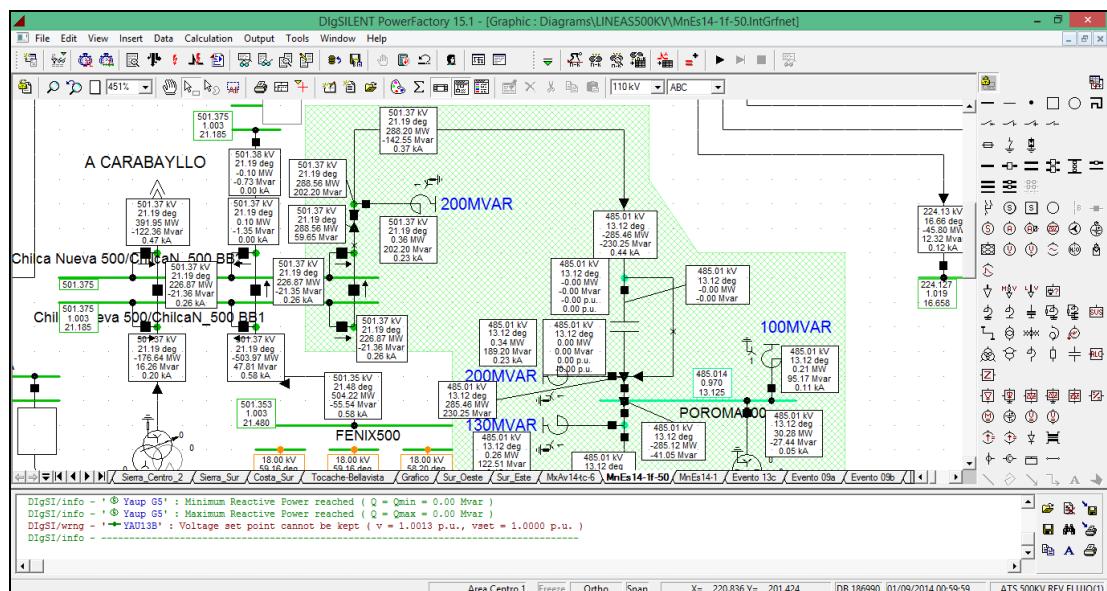


Figura 4.10: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca y el generador G1 de Las Flores, fuera de servicio (notar el BCS Bypassado).

Resultados de interés:

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|--------|-------|---------|---------------------|--------|---------|--------|
| δ_S | V_S | P_S | Q_S | δ_R | V_R | P_R | Q_R |
| 21.19 | 501.37 | 288.2 | -142.55 | 13.12 | 485.01 | -285.12 | -41.05 |

Tabla 4.3: Resultados de la primera simulación.

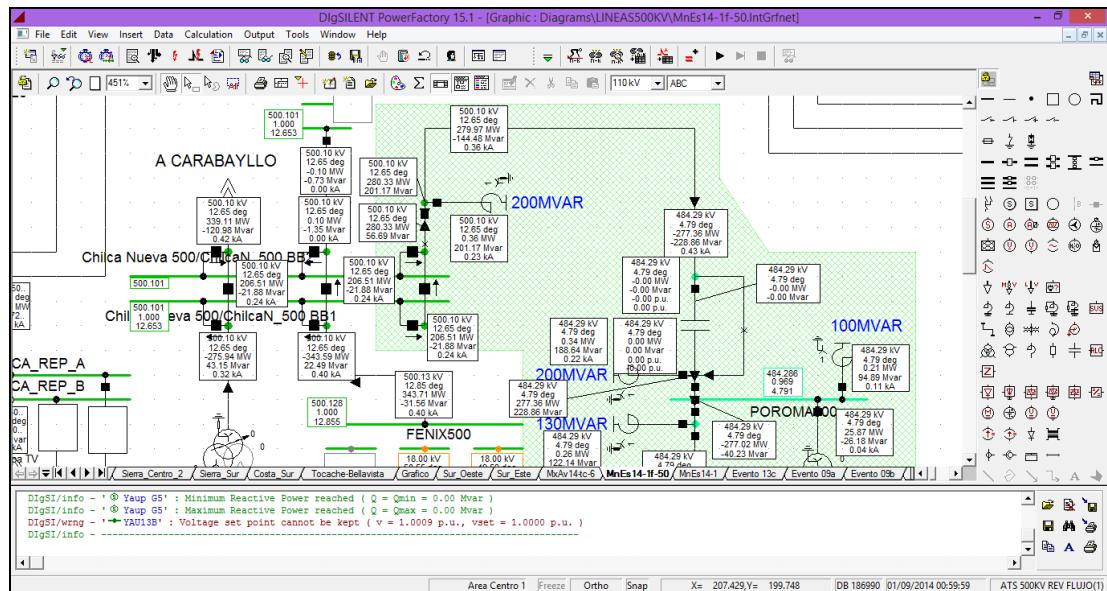


Figura 4.11: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca y el generador G1 de Fénix, fuera de servicio.

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|-------|--------|---------|---------------------|--------|---------|--------|
| δ_s | V_s | P_s | Q_s | δ_r | V_r | P_r | Q_r |
| 12.65 | 500.1 | 279.97 | -144.48 | 4.79 | 484.29 | -277.02 | -40.23 |

Tabla 4.4: Resultados de la segunda simulación.

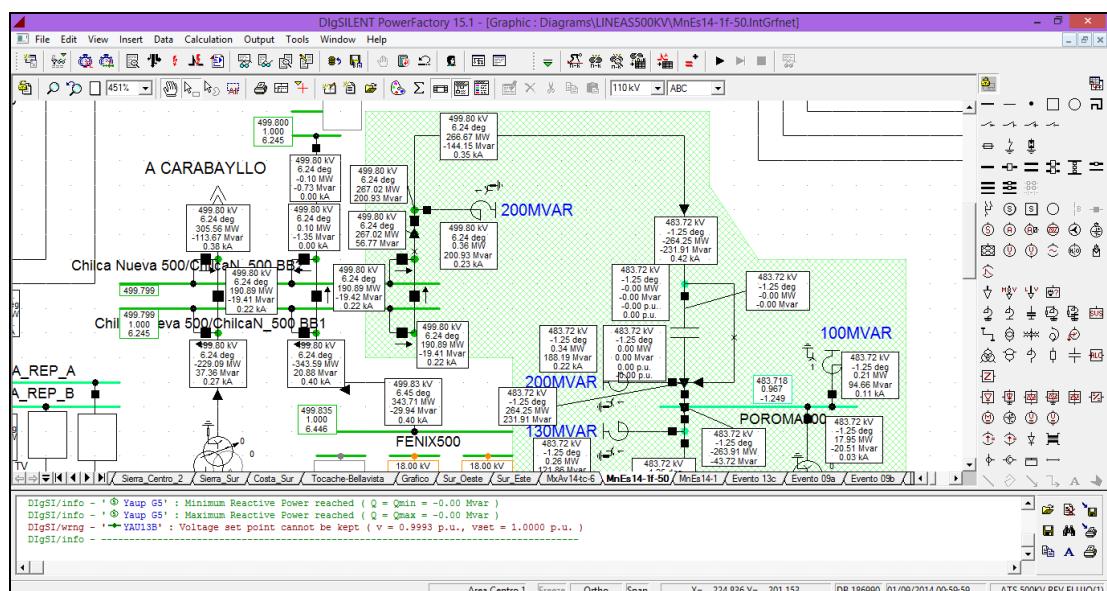


Figura 4.12: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca, generador G1 de Fénix y generador G1 de Enersur, fuera de servicio.

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|-------|--------|---------|---------------------|--------|---------|--------|
| δ_s | V_s | P_s | Q_s | δ_r | V_r | P_r | Q_r |
| 6.24 | 499.8 | 266.67 | -144.15 | -1.25 | 483.72 | -263.91 | -43.72 |

Tabla 4.5: Resultados de la tercera simulación.

De manera similar se realiza la simulación del flujo de potencia para 25 condiciones de operación, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

| Nº | Condición | Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|----|---|---------------------|--------|--------|---------|---------------------|--------|---------|--------|
| | | δ_s | V_s | P_s | Q_s | δ_R | V_R | P_R | Q_R |
| 1 | Termochilca G1 + Las Flores G1 Fuera de Servicio | 21.19 | 501.37 | 288.2 | -142.55 | 13.12 | 485.01 | -285.12 | -41.05 |
| 2 | Termochilca G1 + Fénix G1 Fuera de servicio | 12.65 | 500.1 | 279.97 | -144.48 | 4.79 | 484.29 | -277.02 | -40.23 |
| 3 | Termochilca G1 + Fénix G1+ Enersur G1 Fuera de servicio | 6.24 | 499.8 | 266.67 | -144.15 | -1.25 | 483.72 | -263.91 | -43.72 |
| 4 | Termochilca G1 + Fénix G1+ Platanal G1 Fuera de servicio | 7.48 | 498.66 | 284.08 | -144.48 | -0.54 | 483.2 | -281.05 | -37.68 |
| 5 | Termochilca G1 + Kallpa G1 Fuera de Servicio | 13.49 | 499 | 295.23 | -141.54 | 5.15 | 483 | -292.02 | -37.63 |
| 6 | Kallpa G1 + Fénix TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 1.56 | 494.91 | 285.36 | -144.7 | -6.62 | 480.26 | -282.3 | -33.38 |
| 7 | Fénix TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 11.37 | 499.82 | 278.76 | -144.81 | 3.54 | 484.11 | -275.83 | -39.97 |
| 8 | Fénix TV + Termochilca G1 + Enersur TV Fuera de Servicio | -18.25 | 478.6 | 275.21 | -151.13 | -26.65 | 468.58 | -272.26 | -14.1 |
| 9 | Enersur TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 9.63 | 498.57 | 287.82 | -143.39 | 1.49 | 482.94 | -284.74 | -37.56 |
| 10 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en Servicio | 27.89 | 502.28 | 288.33 | -142.27 | 19.85 | 485.68 | -285.24 | -42.19 |
| 11 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en servicio | 36.33 | 502.91 | 297.57 | -139.94 | 28.05 | 485.83 | -294.33 | -42.39 |
| 12 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 29.04 | 502.53 | 305.58 | -137.99 | 20.52 | 485.23 | -302.2 | -41.51 |
| 13 | Las Flores G1 + Kallpa TV en servicio | 27.89 | 502.28 | 288.33 | -142.27 | 19.85 | 485.68 | -285.24 | -42.19 |
| 14 | Kallpa TV + Enersur TV Fuera de servicio | 19.04 | 501.94 | 305.55 | -138.12 | 10.5 | 484.78 | -302.17 | -40.79 |
| 15 | Kallpa TV + Enersur TV Fuera de servicio, Parque eólico Marcona En servicio | 20.12 | 502.18 | 291.69 | -140.19 | 11.98 | 485.17 | -288.55 | -43.07 |
| 16 | Fénix TV+Enersur TV + Kallpa TV fuera de servicio | 8.99 | 501.08 | 296.36 | -140.24 | 0.68 | 484.39 | -293.14 | -40.6 |
| 17 | Enersur TV + Fenix TV en servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 29.04 | 502.53 | 305.58 | -137.99 | 20.52 | 485.23 | -302.2 | -41.51 |
| 18 | Fénix G1+ Fénix G2 fuera de servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 13.19 | 502.62 | 289.69 | -141.18 | 5.12 | 485.72 | -286.58 | -43.14 |
| 19 | Fénix G1+ Fénix G2 fuera de servicio, Kallpa TV en servicio | 21.28 | 504.85 | 281.93 | -142.29 | 13.5 | 487.65 | -278.95 | -46.46 |
| 20 | Fénix G1+Kallpa G2+Kallpa G3 fuera de servicio | 14.62 | 501.23 | 304.37 | -137.99 | 6.09 | 484.14 | -301.01 | -40.52 |
| 21 | Las Flores G1 fuera de servicio, Termochilca G1 en servicio | 15.39 | 500.18 | 311.96 | -137.34 | 6.6 | 483.32 | -308.46 | -37.82 |
| 22 | Las Flores G1 en servicio, Fénix G1+Fénix G2 Fuera de servicio | 5.52 | 500.69 | 295.93 | -140.84 | -2.79 | 484.21 | -292.71 | -39.78 |
| 23 | Enersur TV Fuera de Servicio+Termochilca G1 en servicio | 11.97 | 500.63 | 311.99 | -137.24 | 3.2 | 483.66 | -308.49 | -38.37 |
| 24 | Enersur TV + Líneas Socavaya - Montalvo 220kV Fuera de servicio | 11.99 | 500.17 | 318.56 | -126.9 | 2.98 | 480.96 | -314.91 | -45.33 |
| 25 | Enersur TV en servicio, Líneas Socavaya - Montalvo 220kV Fuera de servicio | 23.01 | 501.86 | 318.57 | -127.13 | 14.07 | 482.39 | -314.92 | -46.86 |

Tabla 4.6: Resumen de simulaciones de flujo de potencia con el BCS-5382 bypassado.

Los valores mostrados corresponden a los parámetros siguientes:

| Parámetros de trasmisión | Nombre |
|--------------------------|--|
| δ_S | Ángulo de la tensión en extremo Chilca |
| V_S | Tensión en extremo Chilca |
| P_S | Potencia activa extremo Chilca |
| Q_S | Potencia reactiva extremo Chilca |
| δ_R | Ángulo de la tensión en extremo Poroma |
| V_R | Tensión en extremo Poroma |
| P_R | Potencia activa extremo Poroma |
| Q_R | Potencia reactiva extremo Poroma |

Tabla 4.7: Nomenclatura de los parámetros encontrados.

Seguidamente se trazarán las curvas Potencia vs Ángulo y Tensión vs Potencia para verificar las tendencias teóricas presentadas en las figuras 4.7 y 4.8.

Entonces, según la sección 4.1.4 y figura 4.4, en este caso las tensiones en los extremos quedan representadas por los fasores:

$$V_S = |V_S| \underline{\delta_S} \text{ (extremo Chilca)} , \quad V_R = |V_R| \underline{\delta_R} \text{ (extremo Poroma)}$$

La curva P vs δ se obtiene al ubicar las potencias activas encontradas en el extremo de Poroma (P_R) para cada valor de la diferencia de los ángulos de las tensiones ($\delta = \delta_S - \delta_R$).

En la tabla 4.6 los valores para P_R son negativos, esto debido a que el software muestra en valor (+) la potencia activa que sale de algún

elemento y como $(-)$ la potencia activa que entra a algún elemento. Por lo tanto la potencia activa está siendo recibida en el extremo de Poroma, por eso la tabla 4.6 muestra valores $(-)$ para P_R . Con lo mencionado, se debe trabajar con los valores positivos, para obtener los puntos deseados.

Una vez ubicados los puntos P_R para cada δ , se traza una curva ajustada de grado 2, que represente la tendencia entre estos parámetros.

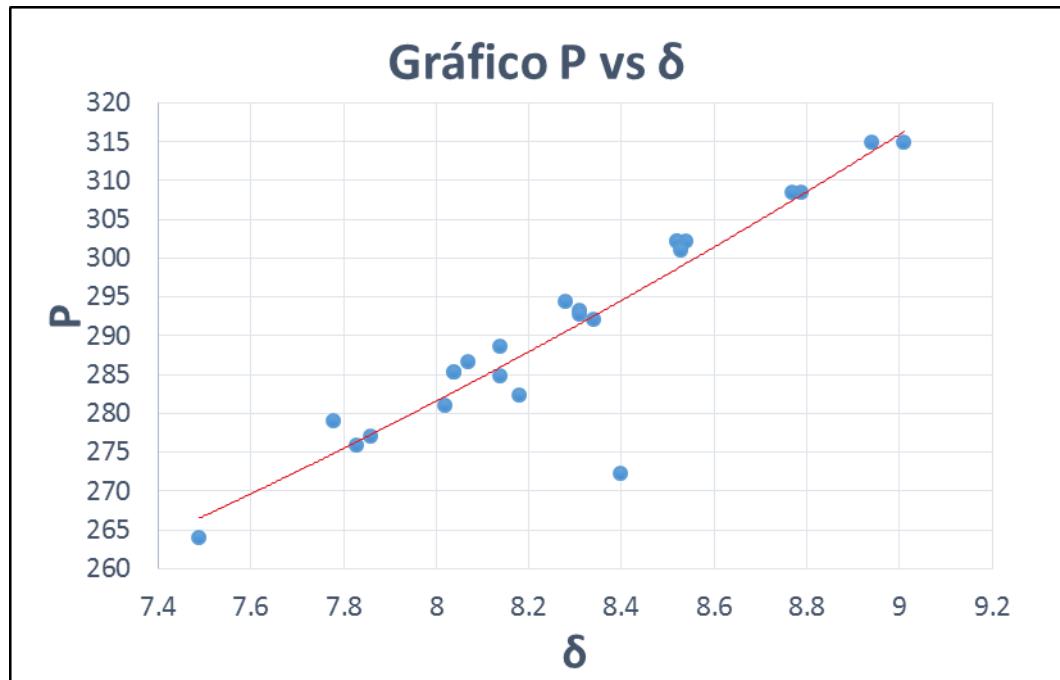


Figura 4.13: Tendencia Potencia activa - Ángulo

Debido a que el software representa un sistema de cálculo de mayor precisión y la simulación considera casos reales de operación, la variación del ángulo de operación varía solo entre 7.4° hasta 9.2° , sin embargo, se puede notar que la potencia se incrementa a medida que se incrementa la diferencia angular de las tensiones en los extremos.

De manera similar se traza la curva Tensión vs Potencia activa, tal como se muestra a continuación:

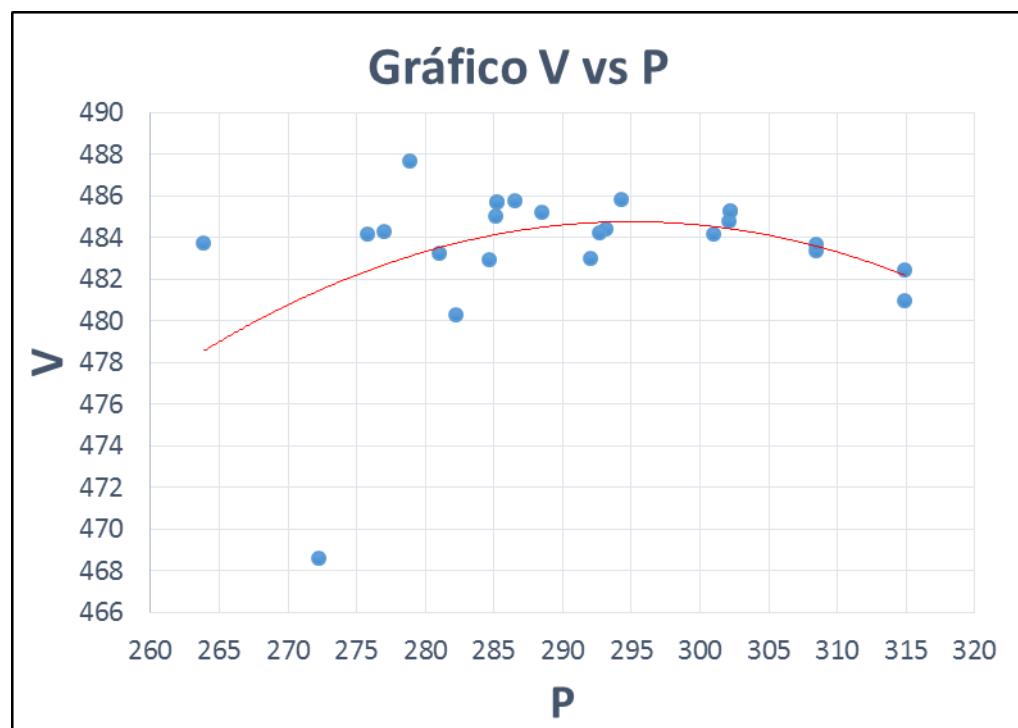


Figura 4.14: Tendencia Tensión – Potencia activa

Para las condiciones simuladas se verifica que el flujo de potencia máximo se da para un nivel aproximado de 480kV, valor de tensión que se encuentra dentro del margen aceptado como tensión de operación.

Más aún, cualquiera de estos valores encontrados con las simulaciones, corresponden a valores de operación aceptados por el COES puesto que la tensión de operación acepta una variación de $\pm 5\%$ de la tensión de operación de las barras.

CAPITULO V

ESTUDIO ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA L-5032 CON BCS

5.1 CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

En el capítulo 3 se ha mostrados datos técnicos para los bancos de compensación del sistema Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo. En este capítulo se dará mayor énfasis en el banco de compensación BCS-5382 ubicado en la S.E. Poroma, para el cual se presenta sus características más relevantes.

| Equipo: Banco de compensación serie BCS-5382 | Fase R | Fase S | Fase T |
|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Nº serie de grupo | 14 | 14 | 14 |
| Reactancia capacitiva (Ω) | 80.21 | 80.21 | 80.21 |
| Capacitancia (μF) | 33.07 | 33.07 | 33.07 |
| Potencia (Mvar) | 107 | 107 | 107 |
| Tensión (kV) | 92.6 | 92.6 | 92.6 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Equipo: Capacitor serie de potencia | Fase R | Fase S | Fase T |
| Nºserie | 44.013.159/ 0031-31-R | 44.013.159/ 0031-31-S | 44.013.159/ 0031-31-T |
| Potencia (kVAR) | 764.2 | 764.2 | 764.2 |
| Tensión (V) | 6617 | 6617 | 6617 |
| Frecuencia (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| Corriente (A) | 115.5 | 115.5 | 115.5 |
| Capacitancia (μF) | 46.30 | 46.30 | 46.30 |

Tabla 5.1 Datos técnicos del BCS-5382.

5.1.1 Influencia de la implementación de BCS en líneas de transmisión

El objetivo principal de la compensación serie en sistemas de potencia es la reducción virtual de la reactancia de la línea con el fin de mejorar la estabilidad del sistema de energía y aumentar la capacidad de carga de los corredores de transmisión. El principio se basa en la compensación de la reactancia de línea distribuida por la inserción de un condensador en serie (CS). La potencia reactiva generada proporcionada por el condensador es continua proporcional al cuadrado de la corriente que fluye al mismo tiempo a través del condensador en serie y la línea compensada. Esto significa que el condensador en serie tiene un efecto de auto-regulación. Cuando la carga del sistema aumenta, la potencia reactiva generada por condensadores en serie aumenta también. La respuesta de los CSs es automático, instantánea y continua.

Los principales beneficios de la incorporación de condensadores en serie en las líneas de transmisión son:

- Regulación de voltaje en estado estable y aumento del límite de colapso de tensión.
- Aumentar la capacidad de transferencia de energía por el aumento del límite de estabilidad transitoria.
- Mejora el equilibrio de energía reactiva.
- Aumento de la capacidad de transferencia de potencia

5.1.1.1 Regulación de tensión en estado estable y aumento del límite de colapso de tensión

Un condensador conectado en serie es capaz de compensar la caída de tensión de la inductancia en serie en una línea de transmisión, como se muestra en la figura 5.1. Durante baja carga, la caída de tensión del sistema es menor y, al mismo tiempo, la caída de tensión en el condensador en serie es menor. Cuando aumenta la carga y la caída de tensión se hace más grande, la contribución de los condensadores en serie aumenta y por lo tanto la tensión del sistema en el extremo línea de recepción puede ser regulada.

La compensación en serie también se extiende a la región de estabilidad de la tensión mediante la reducción de la reactancia de la línea y por consiguiente el CS es valioso para la prevención de colapso de tensión. La figura 5.2 presenta la dependencia de tensión en recibir la barra B (como se muestra en la figura 5.1) en la línea de carga y el grado de compensación K, que se define según la ecuación 5.1. El efecto de la compensación serie en este caso es obvio y se autodefine.

Considerando una línea en 500kV de 500km con impedancia de la fuente:

$$Z_{SAI} = 0 \dots \quad (5.2)$$

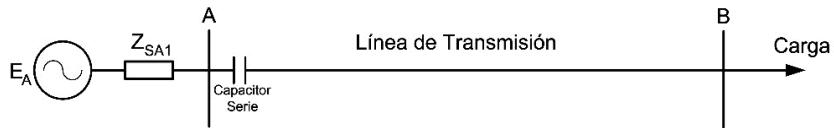


Figura 5.1. Sistema de potencia radial simple

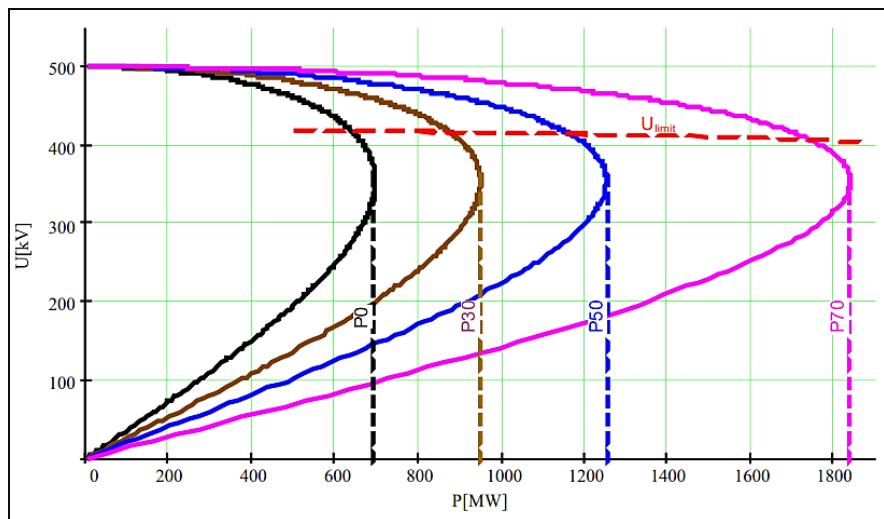


Figura 5.2: Perfil de tensión para una línea eléctrica radial simple con 0, 30, 50 y 70% de la compensación.

5.1.1.2 Aumentar la capacidad de transferencia de energía por el aumento del límite de estabilidad transitoria

Considerando el simple sistema de una sola máquina y barra infinita que se muestra en la figura 5.3.

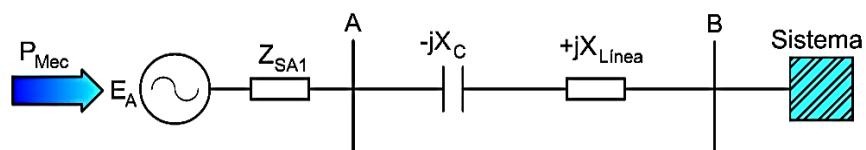


Figura 5.3: Sistema máquina y barra infinita.

El criterio de igualdad de las áreas se utiliza para mostrar la eficiencia de un condensador en serie para la mejora de la primera media vuelta de estabilidad transitoria (como se muestra en la figura 5.4).

En estado estable, la potencia de entrada mecánica al generador (P_{Mec}) es igual a la potencia de salida eléctrica desde el generador (P_E) y el ángulo generador es δ_0 . Si se produce una falla 3Ø en un punto cerca de la máquina, la salida eléctrica del generador se reduce a cero. Esto significa que la velocidad del generador aumenta y la diferencia de ángulo entre el generador y la barra infinita aumenta durante la falla. En el tiempo de despeje de fallas, la diferencia de ángulo ha aumentado a δ_c . Después de volver a cerrar el sistema, la potencia transmitida excede la potencia de entrada mecánica y desacelera los generadores. El generador se desacelera, siempre y cuando la condición de áreas iguales $A_{ACC}=A_{DEC}$ no se ha cumplido. La condición fundamental para la estabilidad del sistema después de la falla es que el desplazamiento angular después de despeje de fallas y durante la desaceleración no exceda su límite crítico δ_{CR} , porque si lo hace, el sistema no puede volver al equilibrio y el sincronismo se pierde. La primera oscilación de estabilidad y el margen de estabilidad pueden ser evaluados mediante el estudio de las diferentes áreas en la figura 5.4 para el mismo sistema, primero sin CS y luego con CS. Las áreas bajo las correspondientes curvas $P-\delta$ corresponden a la energía y el sistema se mantiene estable si la energía de aceleración que el generador recoge durante la falla es menor que la energía de desaceleración que se transfiere a través de la línea de transmisión durante la primera oscilación del sistema.

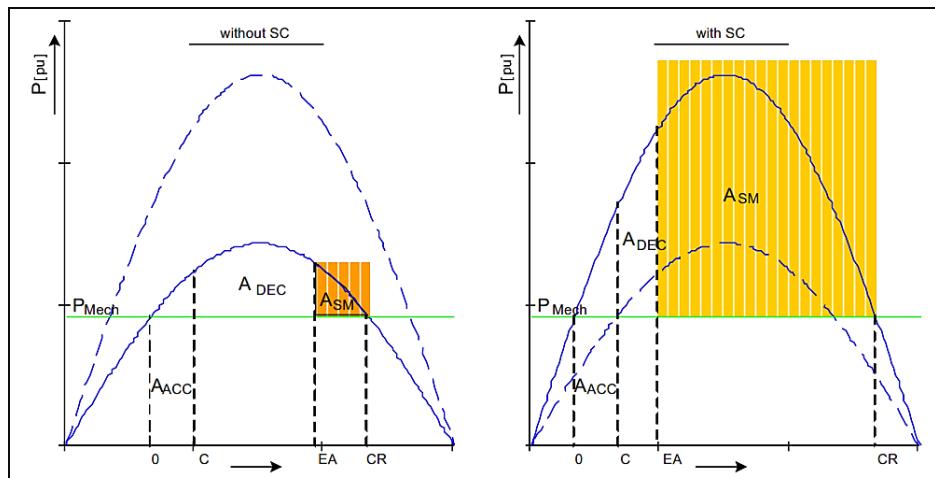


Figura 5.4: Criterio de área igual y estabilidad oscilación primaria sin y con compensación en serie.

Esto significa que el sistema es estable si $A_{ACC} \leq (A_{DEC} + A_{SM})$. El margen de estabilidad viene dado por la diferencia entre la energía de desaceleración disponible (el área entre el $P(\delta)$ y P_{Mech} y la diferencia angular entre δ_C y δ_{CR}) y la energía de aceleración. Se representa en la figura 5.4 por el área A_{SM} . Se nota que un aumento sustancial en el margen de estabilidad se obtiene mediante la instalación de condensador en serie. La compensación serie puede mejorar la situación de dos maneras, se puede disminuir la diferencia inicial ángulo δ_0 correspondientes a una determinada transferencia de potencia y también cambia el $P - \delta$ curva hacia arriba.

5.1.1.3 Mejora el equilibrio de energía reactiva.

Un condensador en serie aumenta su potencia reactiva instantánea, continua y automáticamente se incrementa la carga lineal. Por tanto, es un dispositivo de auto-regulación, lo que mejora la regulación de tensión y

reduce la necesidad de otros medios de control de tensión, por ejemplo, la compensación de derivación. Se muestra el balance de potencia reactiva de una línea compensada en serie en la figura 5.5 como un ejemplo para 500 km de líneas de transmisión de 500 kV con un 50% de grado de compensación.

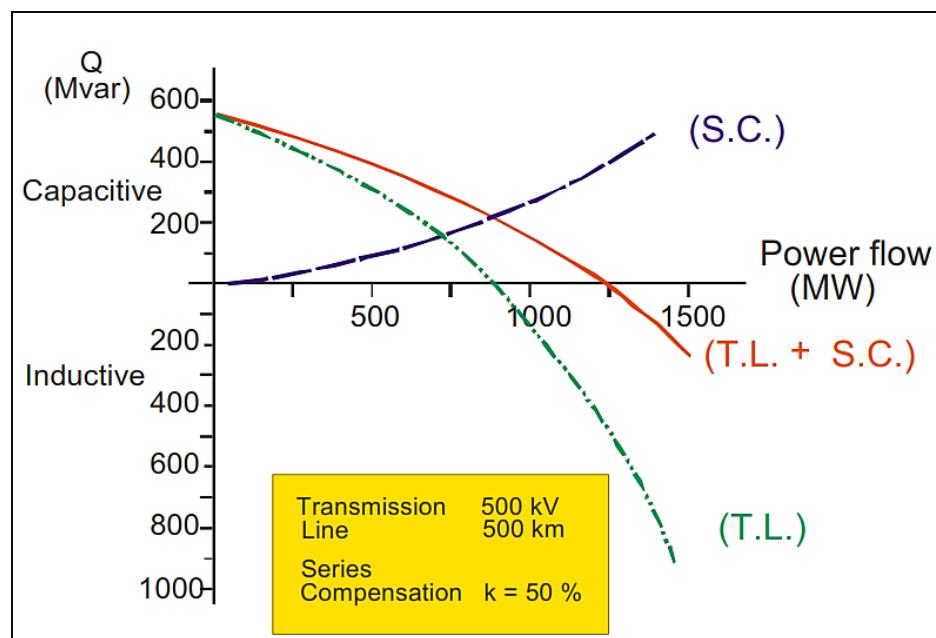


Figura 5.5: Efecto de autorregulación de balance de potencia reactiva

5.1.1.4 Aumento de la capacidad de transferencia de potencia

El aumento de la capacidad de transferencia de potencia en función del grado de compensación para una línea de transmisión puede ser explicado mediante el estudio el circuito mostrado en la figura 5.6. La transferencia de potencia en la línea de transmisión está dada por la ecuación 5.3:

$$P = \frac{|U_A||U_B|}{X_{Línea} - X_C} \operatorname{sen}(\delta) = \frac{|U_A||U_B|}{X_{Línea}(1 - K_C)} \operatorname{sen}(\delta) \dots \quad (5.3)$$

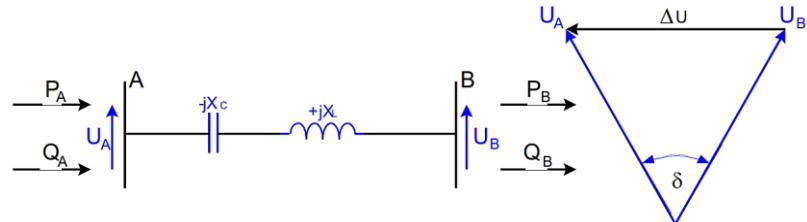


Figura 5.6: Línea de Transmisión con condensador conectado en serie

El efecto sobre la transferencia de potencia cuando se considera una diferencia de ángulo constante (δ) entre la línea de los extremos se ilustra en la figura 5.7. Un grado práctico de compensación se ejecuta de 20 a 70 por ciento. En la práctica, la capacidad de transmisión puede aumentar más de dos veces.

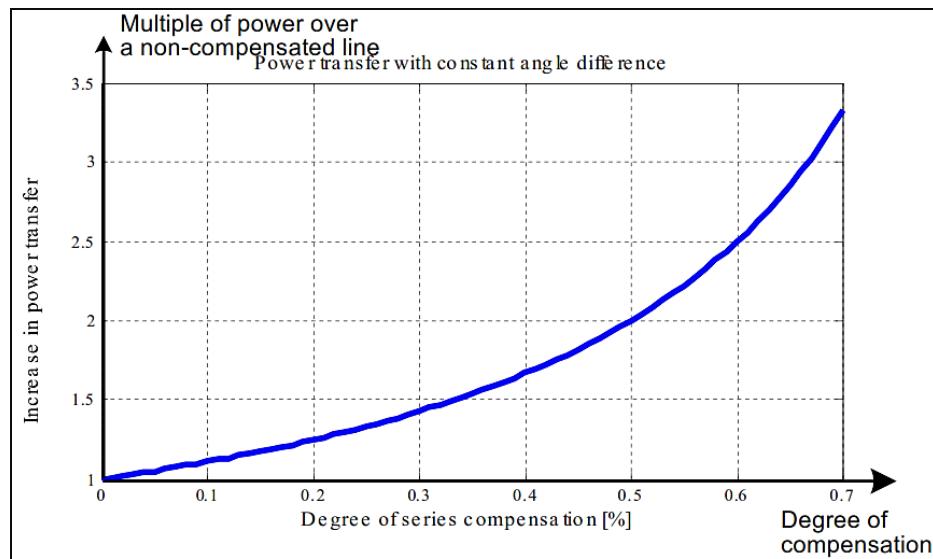


Figura 5.7: Incremento en la transferencia de potencia sobre una línea de transmisión que depende del grado de compensación serie.

5.1.2 Cálculo matemático del Flujo de Potencia en la L-5032 considerando la implementación del BCS-5382

El procedimiento para el análisis de los flujos de potencia es similar al aplicado en el capítulo 4, cuando se trata de resolver las ecuaciones no lineales de potencia, en función de las constantes ABCD de la línea de transmisión.

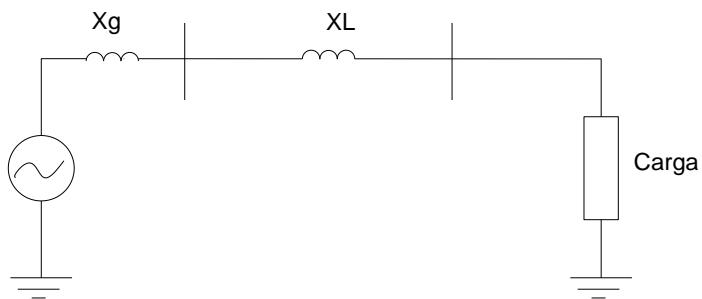


Figura 5.8: Circuito radial equivalente.

La compensación serie de las líneas de transmisión, tiene un gran impacto en la transferencia de potencia.

Para llevar a cabo una compensación en serie, se hace el cálculo de la reactancia serie de la línea y se decide el porcentaje de la compensación serie que se desea para obtener las características deseadas de transferencia de potencia, con base a diferentes estudios de estabilidad transitoria, transitorios electromagnéticos para observar el impacto del capacitor serie en las frecuencias de resonancia del sistema.

Para el circuito de la figura 5.8 la inductancia serie equivalente de la línea está dada por $X_s = X_g + XL$ y se puede determinar el valor que deberá tener el capacitor serie para compensar la reactancia inductiva de la

línea, de modo que la nueva reactancia serie de la líneas será

$$X_s = X_g + XL - XC.$$

De esta manera la reactancia serie equivalente será menor que en el caso sin compensación. El circuito equivalente resulta como en la figura 5.9.

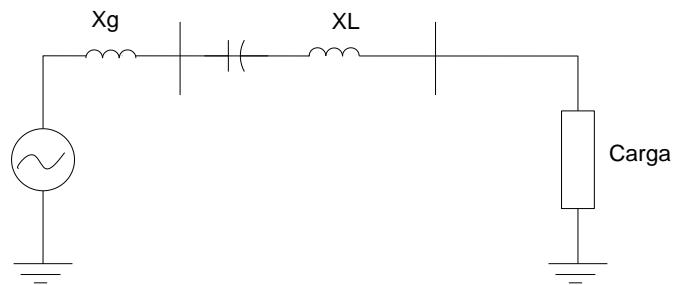


Figura 5.9: Circuito equivalente con compensación serie.

Por lo tanto, de los datos técnicos de la tabla 5.1, la reactancia capacitiva del BCS-5382 es $Z_{cap} = j80.21\Omega$.

Del capítulo 4, se mantiene la impedancia de la línea Z:

$$\overrightarrow{Z_1} = \overrightarrow{Z} = 0.35194 \underline{85.81^\circ} \times d \quad \Omega$$

$$\vec{Z} = 125.36103 | \underline{85.81^\circ} \quad \dots \quad (5.4)$$

$$\vec{Z} = 9.15939 + j125.02597 \dots \quad (5.5)$$

Impedancia resultante de la línea L-5032 con el banco de compensación en serie BCS-5382 conectado al sistema eléctrico (SEIN):

$$\overrightarrow{Z_{\text{res}}} = \overrightarrow{Z} = -\overrightarrow{Z_{\text{cap}}}$$

$$\overrightarrow{Z_{res}} = 9.15939 + j125.02597 - j80.21 \Omega$$

$$\overrightarrow{Z_{res}} = 9.15939 + j44.81597$$

Se sabe:

$$\vec{Y} = G + jB \approx jB$$

$$\vec{Y} = 4.7474 \underline{90^\circ} x d \quad (\mu\text{s})$$

$$\bar{Y} = 1691.02388 \mid \underline{90^\circ} \quad (\mu\text{s}) \quad \dots \quad (5.7)$$

$$\vec{Y} = j1691.02388 \text{ } (\mu\text{s}) \dots \quad (5.8)$$

Hallamos la impedancia característica de la línea (Z_c) y la constante de propagación (γ), reemplazando las ecuaciones (5.6) y (5.7):

Zc:

$$\overrightarrow{Zc} = \sqrt{\frac{45.74238}{1691.02388} \times 10^{-6}} [78.45^\circ | 90^\circ]$$

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{45.74238}{1691.02388 \times 10^{-6}}} \left| \frac{78.45^\circ - 90^\circ}{2} \right| \dots \dots \dots \quad (5.8)$$

$$\vec{Z_c} = 164.46918 \angle -5.775^\circ \Omega \dots \quad (5.9)$$

$$\vec{Z}_C = 163.63445 - j16.54925 \Omega \dots \quad (5.10)$$

$\gamma d :$

$$\vec{y}d = \sqrt{\overrightarrow{YZ_{\text{res}}}} = \sqrt{1691.02388 \times 10^{-6} | 90^\circ \times 45.74238 | 78.45^\circ}$$

$$\vec{y}d = \sqrt{1691.02388 \times 10^{-6} \times 45.74238} \boxed{\frac{78.45^\circ + 90^\circ}{2}}$$

Hallando las constantes ABCD de la ecuación para hallar la tensión y corriente en la recepción (V_R y I_R), ver capítulo anterior:

Se sabe:

$$\gamma d = \alpha d + j\beta d = \vec{\gamma}d = 0.02799 + j0.27671$$

$$\cosh(\gamma d) = \cosh(0.02799 + j0.27671)$$

$$\cosh(\gamma d) = 0.96234 + j0.00765 = 0.96237 \underline{0.45532^\circ} \dots \quad (5.13)$$

$$\text{senh}(\gamma d) = \text{senh} (0.02799 + j0.27671)$$

$$\operatorname{senh}(\gamma d) = 0.02693 + j0.27329 = 0.27462 \angle 84.37269^\circ \dots \quad (5.14)$$

)

Luego reemplazando en las ecuaciones para hallar las constantes ABCD descritas en el capítulo anterior:

$$A = D = \cosh(\gamma d) = 0.96237 \underline{0.45532^\circ} \quad \dots \quad (5.15)$$

$$B = Z_C \operatorname{sech}(\gamma d) = 164.46918 \left| -5.775^\circ \right. \times 0.27462 \left| 84.373^\circ \right.$$

$$B = 45.16653 \underline{78.598^\circ} \dots \quad (5.16)$$

)

$$C = \frac{1}{Z_c} \operatorname{senh}(\gamma d) = \frac{0.27462 |84.373^\circ|}{164.46918 | -5.775^\circ |}$$

$$C = 0.00167 |90.14769^\circ|$$

También se conoce que:

$$A = |A| |\alpha| = 0.96237 |0.45532^\circ|$$

$$B = |B| |\beta| = 45.16653 |78.598^\circ|$$

$$V_R = |V_R| |0^\circ|$$

$$V_s = |V_s| |\delta|$$

Se conoce:

$$V_R = V_s \cosh(\gamma d) - I_s Z_c \operatorname{senh}(\gamma d)$$

$$V_R = V_s |0.96237 |0.45532^\circ| - I_s |164.46918 | -5.775^\circ | |0.27462 |84.37269^\circ| |$$

$$\vec{V}_R = \vec{V}_s |0.96237 |0.45532^\circ| - \vec{I}_s |45.16653 |78.598^\circ| |$$

Del capítulo 4, se tiene:

$$P_R = \frac{|V_s||V_R|}{|B|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha) \dots \quad (5.17)$$

$$Q_R = \frac{|V_s||V_R|}{|B|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha) \dots \quad (5.18)$$

Al reemplazar los datos obtenidos en las ecuaciones (5.17) y (5.18):

$$P_R = \frac{|V_s| x |V_R|}{45.16653} \cos(78.598^\circ - \delta) - \frac{0.96237 x |V_R|^2}{45.16653} \cos(78.598^\circ - 0.45532^\circ)$$

De la ecuación (5.16) transformamos a función seno, realizando el conocido artificio:

$$P_R = \frac{|V_s| |x| |V_R|}{45.16653} \sin(78.598^\circ - (\delta^\circ - 90^\circ)) - \frac{0.96237 x |V_R|^2}{45.16653} \cos(78.142^\circ) \dots \dots \dots \quad (5.21)$$

5.1.3 Curvas de Estabilidad Obtenidas

Para hallar la curva de Potencia vs diferencia de ángulo se utilizó el software Matlab 2012a, entonces utilizando las ecuaciones (5.16 y 5.21) se obtienen los siguientes gráficos:

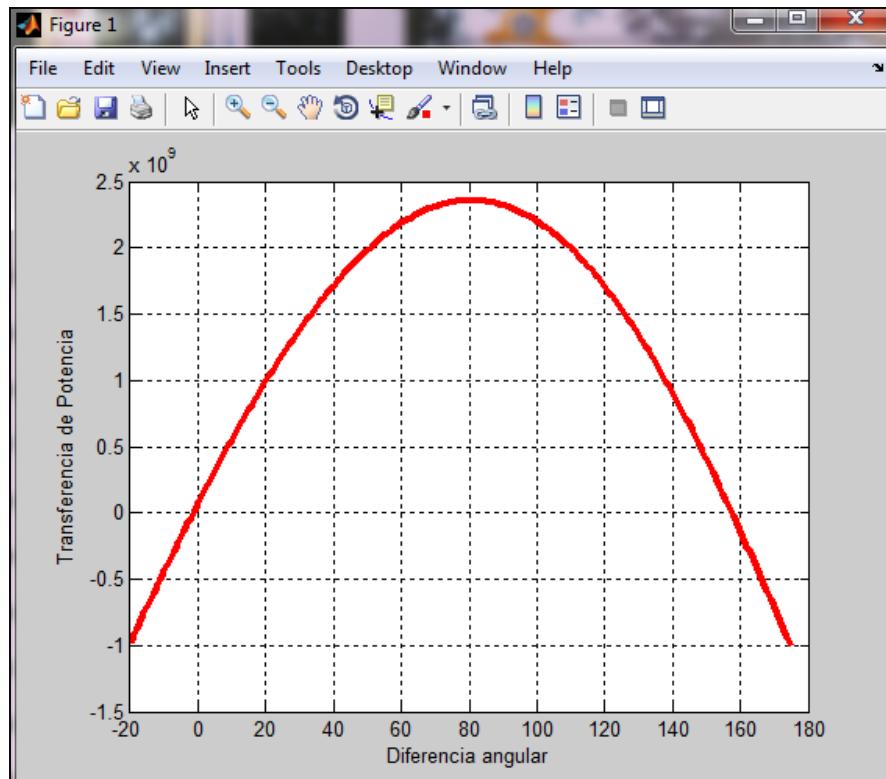


Figura 5.10: Curva P- δ , estado permanente con BCS.

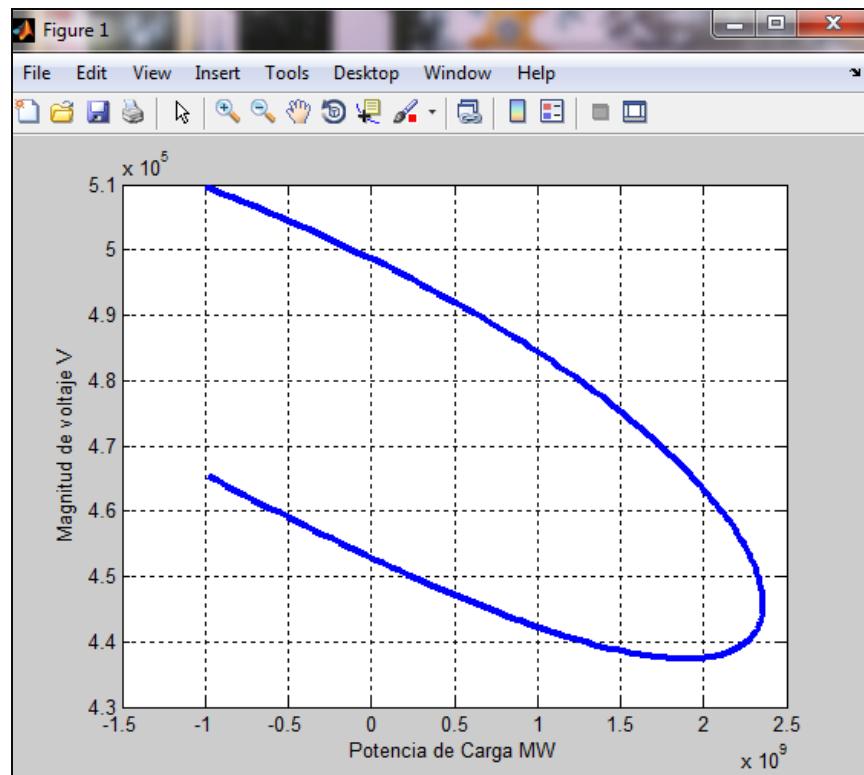


Figura 5.11: Curva P-V, estado permanente con BCS.

5.2 SIMULACIÓN CON SOFTWARE DIGSILENT

5.2.1 Parámetros encontrados con DigSILENT

Similar al cap. 4, los cálculos se simulan en diversas condiciones de operación para las distintas centrales eléctricas asociadas a las barras de la S.E. Chilca.

Estas condiciones son las mismas que las simuladas en el capítulo 4, puesto que se requiere realizar una comparación de los parámetros en la línea L-5032 cuando el BCS-5382 está bypassado y cuando se encuentra insertado, pero manteniendo las mismas condiciones operativas.

A continuación se muestra el desarrollo de las simulaciones:

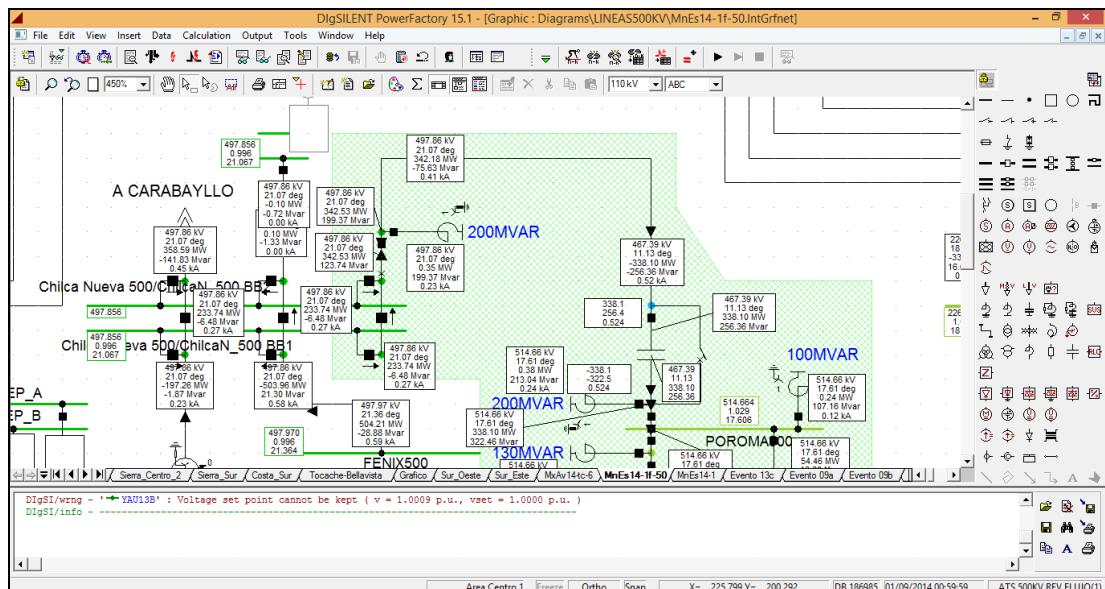


Figura 5.12: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca y el generador G1 de Las Flores, fuera de servicio (notar el BCS Bypassado).

Resultados de interés:

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|--------|--------|--------|---------------------|--------|---------|---------|
| δ_S | V_S | P_S | Q_S | δ_R | V_R | P_R | Q_R |
| 21.07 | 497.86 | 342.53 | -75.63 | 17.606 | 514.66 | -337.72 | -337.72 |

Tabla 5.2: Resultados de la primera simulación.

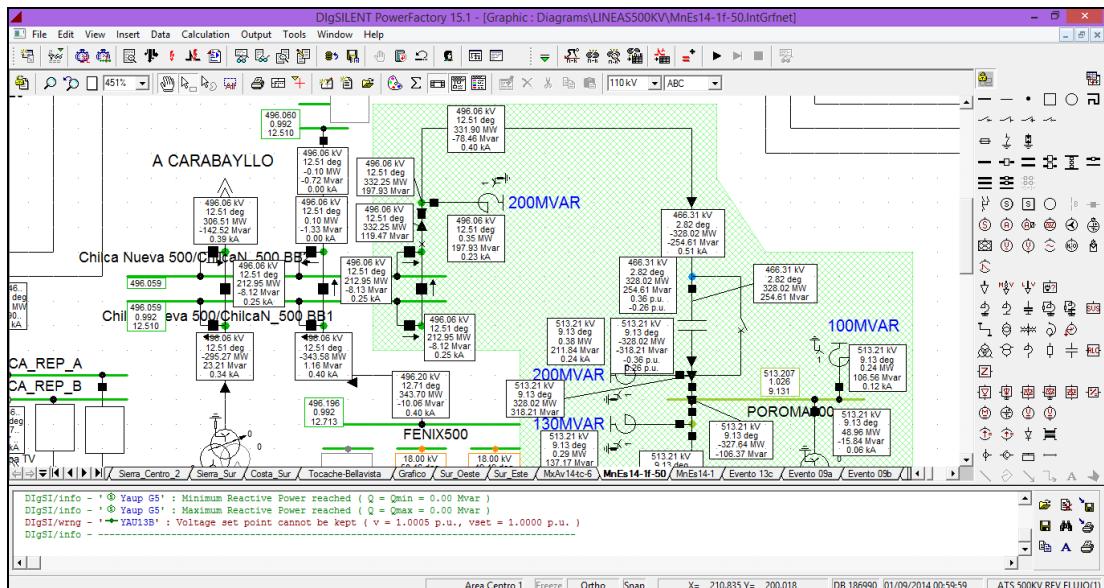


Figura 5.13: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca y el generador G1 de Fénix, fuera de servicio.

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|--------|-------|--------|---------------------|--------|---------|---------|
| δ_s | V_s | P_s | Q_s | δ_r | V_r | P_r | Q_r |
| 12.51 | 496.06 | 331.9 | -78.46 | 9.13 | 513.21 | -327.64 | -106.37 |

Tabla 5.3: Resultados de la segunda simulación.

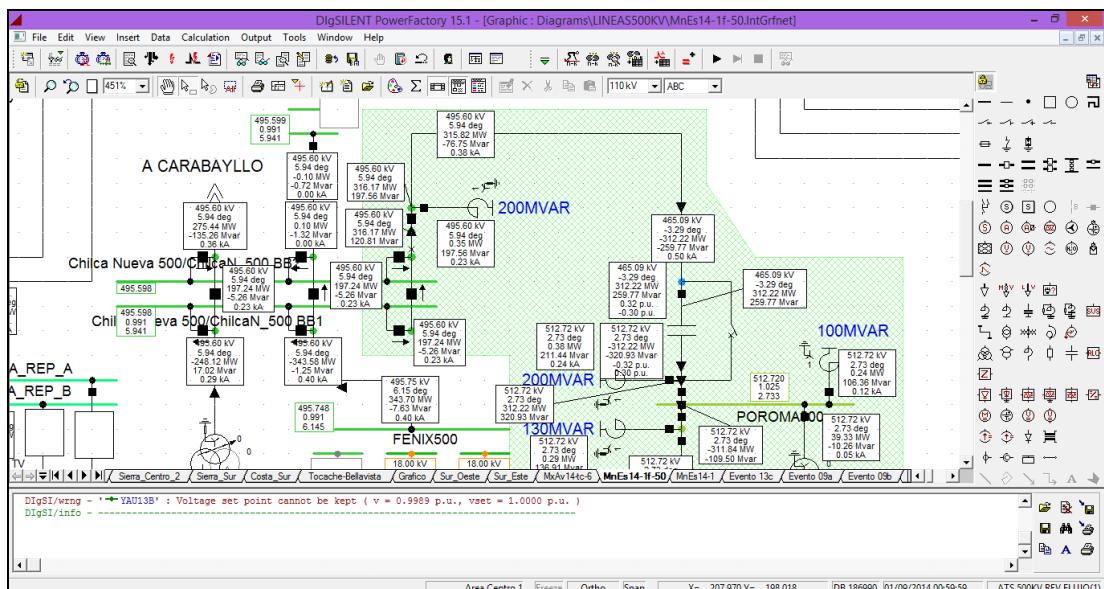


Figura 5.14: Flujo de potencia con el generador G1 de Termochilca, generador G1 de Fénix y generador G1 de Enersur, fuera de servicio.

| Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|---------------------|-------|--------|--------|---------------------|--------|---------|--------|
| δ_s | V_s | P_s | Q_s | δ_r | V_r | P_r | Q_r |
| 5.94 | 495.6 | 315.82 | -76.75 | 2.73 | 512.72 | -311.84 | -109.5 |

Tabla 5.4: Resultados de la tercera simulación.

Al igual que en el capítulo 4, se realiza la simulación del flujo de potencia para las mismas 25 condiciones de operación, esta vez considerando el Banco de Compensación BCS-5382 en servicio:

| Nº | Condición | Extremo S.E. Chilca | | | | Extremo S.E. Poroma | | | |
|----|---|---------------------|--------|--------|--------|---------------------|--------|---------|---------|
| | | δ_S | V_S | P_S | Q_S | δ_R | V_R | P_R | Q_R |
| 1 | Termochilca G1 + Las Flores G1 Fuera de Servicio | 21.07 | 497.86 | 342.53 | -75.63 | 17.606 | 514.66 | -337.72 | -109.42 |
| 2 | Termochilca G1 + Fénix G1 Fuera de servicio | 12.51 | 496.06 | 331.9 | -78.46 | 9.13 | 513.21 | -327.64 | -106.37 |
| 3 | Termochilca G1 + Fénix G1+ Enersur G1 Fuera de servicio | 5.94 | 495.6 | 315.82 | -76.75 | 2.73 | 512.72 | -311.84 | -109.5 |
| 4 | Termochilca G1 + Fénix G1+ Platanal G1 Fuera de servicio | 7.31 | 494.55 | 336.9 | -79.98 | 3.85 | 511.78 | -332.55 | -102.96 |
| 5 | Termochilca G1 + Kallpa G1 Fuera de Servicio | 13.35 | 495.58 | 350.75 | -76.72 | 9.76 | 512.38 | -346.11 | -105.25 |
| 6 | Kallpa G1 + Fénix TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 1.38 | 490.69 | 338.38 | -82.93 | -2.16 | 508.14 | -334 | -96.52 |
| 7 | Fénix TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 11.22 | 495.59 | 330.35 | -79.13 | 7.85 | 512.81 | -326.13 | -105.51 |
| 8 | Fénix TV + Termochilca G1 + Enersur TV Fuera de Servicio | -18.69 | 474.32 | 326.05 | -99.78 | -22.37 | 493.38 | -321.9 | -67.54 |
| 9 | Enersur TV + Termochilca G1 Fuera de Servicio | 9.46 | 494.9 | 341.68 | -78.59 | 5.96 | 511.96 | -337.23 | -104.01 |
| 10 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en Servicio | 27.78 | 498.76 | 342.34 | -74.71 | 24.34 | 515.49 | -337.87 | -111.09 |
| 11 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en servicio | 36.23 | 499.94 | 353.82 | -71.9 | 32.68 | 516.32 | -349.12 | -133.38 |
| 12 | Las Flores G1 + Termochilca G1 en servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 28.92 | 499.62 | 363.6 | -70.71 | 25.26 | 515.8 | -358.7 | -112.96 |
| 13 | Las Flores G1 + Kallpa TV en servicio | 27.78 | 498.76 | 342.34 | -74.71 | 24.34 | 515.49 | -337.87 | -111.09 |
| 14 | Kallpa TV + Enersur TV Fuera de servicio | 18.91 | 499.01 | 363.55 | -71.26 | 15.24 | 515.23 | -358.65 | -111.88 |
| 15 | Kallpa TV + Enersur TV Fuera de servicio, Parque eólico Marcona En servicio | 19.98 | 499.17 | 347.51 | -71.58 | 16.49 | 515.56 | -342.93 | -113.78 |
| 16 | Fénix TV+Enersur TV + Kallpa TV fuera de servicio | 8.89 | 497.67 | 352.07 | -73.87 | 5.29 | 514.22 | -347.41 | -109.68 |
| 17 | Enersur TV + Fenix TV en servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 28.92 | 499.62 | 363.6 | -70.71 | 25.26 | 515.8 | -358.7 | -112.96 |
| 18 | Fénix G1+ Fénix G2 fuera de servicio, Kallpa TV fuera de servicio | 13.04 | 498.82 | 343.75 | -73.66 | 9.58 | 515.43 | -339.25 | -111.9 |
| 19 | Fénix G1+ Fénix G2 fuera de servicio, Kallpa TV en servicio | 21.16 | 500.96 | 334.32 | -72.71 | 17.84 | 517.6 | -330 | -115.94 |
| 20 | Fénix G1+Kallpa G2+Kallpa G3 fuera de servicio | 14.48 | 498 | 361.88 | -71.8 | 10.82 | 514.27 | -357.01 | -110.67 |
| 21 | Las Flores G1 fuera de servicio, Termochilca G1 en servicio | 15.25 | 497.36 | 371.42 | -72.2 | 11.47 | 513.57 | -366.35 | -108.43 |
| 22 | Las Flores G1 en servicio, Fénix G1+Fénix G2 Fuera de servicio | 5.36 | 496.94 | 351.38 | -75.22 | 1.79 | 513.61 | -346.73 | -107.82 |
| 23 | Enersur TV Fuera de Servicio+Termochilca G1 en servicio | 11.84 | 497.8 | 371.45 | -71.79 | 8.07 | 513.98 | -366.38 | -109.23 |
| 24 | Enersur TV + Líneas Socavaya - Montalvo 220kV Fuera de servicio | 11.82 | 498.32 | 360.78 | -83.38 | 8.16 | 515.73 | -356.02 | -100.09 |
| 25 | Enersur TV en servicio, Líneas Socavaya - Montalvo 220kV Fuera de servicio | 22.85 | 499.99 | 360.8 | -82.62 | 19.21 | 517.34 | -356.04 | -102.32 |

Tabla 5.5: Resumen de simulaciones de flujo de potencia con el BCS-5382 insertado.

Seguidamente se trazarán las curvas Potencia vs Ángulo y Tensión vs Potencia para verificar las tendencias teóricas presentadas en las figuras 4.7 y 4.8.

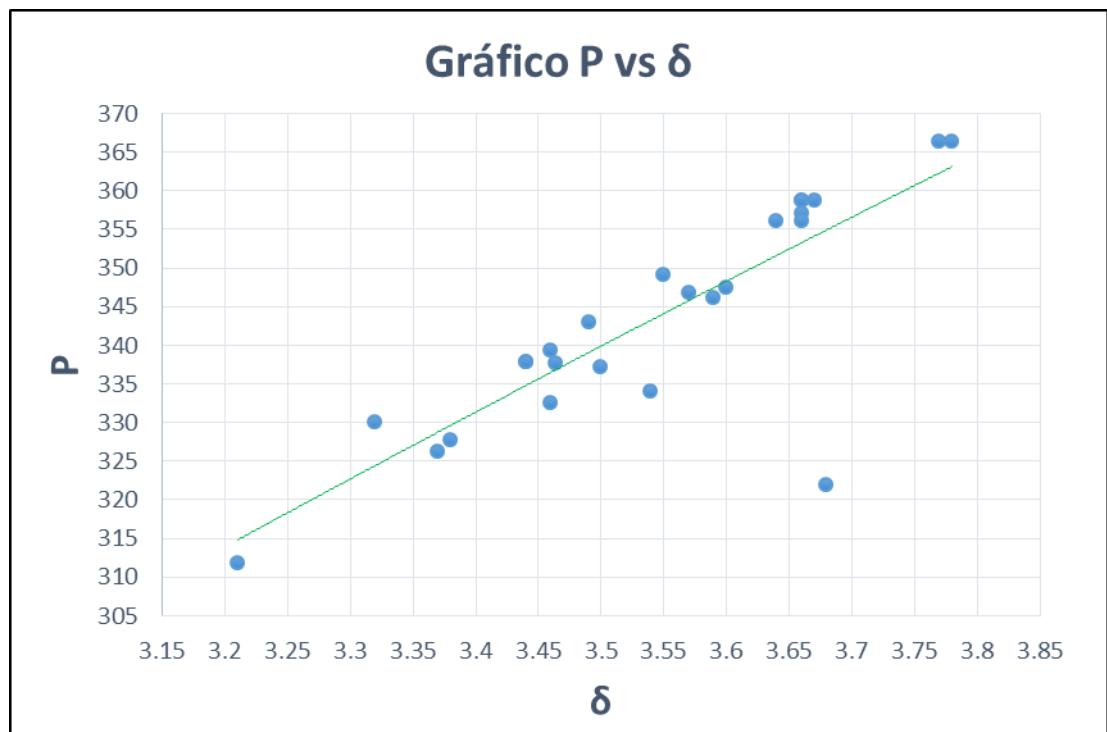


Figura 5.15: Tendencia de la curva Potencia activa – Ángulo.

En este caso las potencias activas obtenidas con las simulaciones son superiores a los 310MW y alcanzan los 370MW, por otro lado, la diferencia angular para cada punto de potencia activa entre ambos extremos de la línea disminuye en forma significativa, verificándose lo expresado en las secciones 5.1.1.2 y 5.1.1.4.

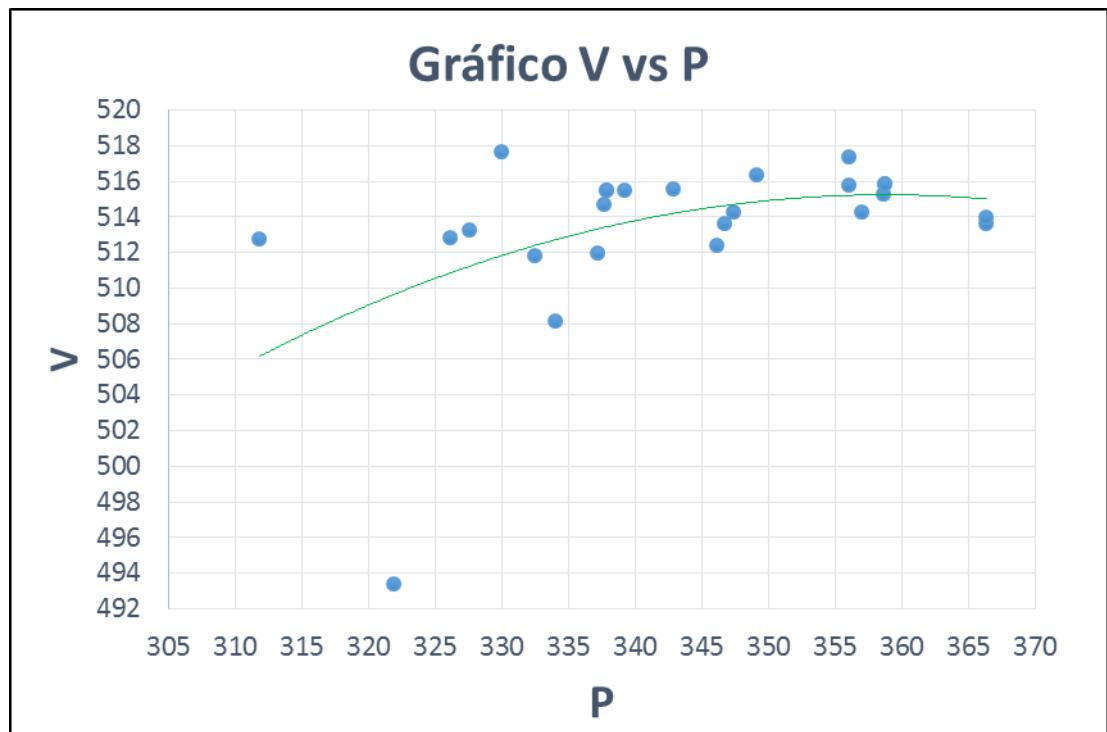


Figura 5.16: Tendencia de la curva Tensión - Potencia activa.

Para las condiciones simuladas se verifica que el flujo de potencia máximo se da para un nivel aproximado de 515kV. Este valor de tensión también se encuentra dentro del margen aceptado como tensión de operación.

Cualquiera de estos valores de tensión encontrados con las simulaciones, también corresponden a valores de operación aceptados por el COES.

5.2.2 Comparación y análisis de las curvas obtenidas

Para una mejor visión de lo que sucede con el flujo de potencia y la tensión, se realiza una comparación entre la curva obtenida con BCS bypassado (fuera de servicio, figura 4.7) y la curva obtenida con el BCS insertado (en servicio, figura 5.10), lo cual se muestra en la siguiente figura:

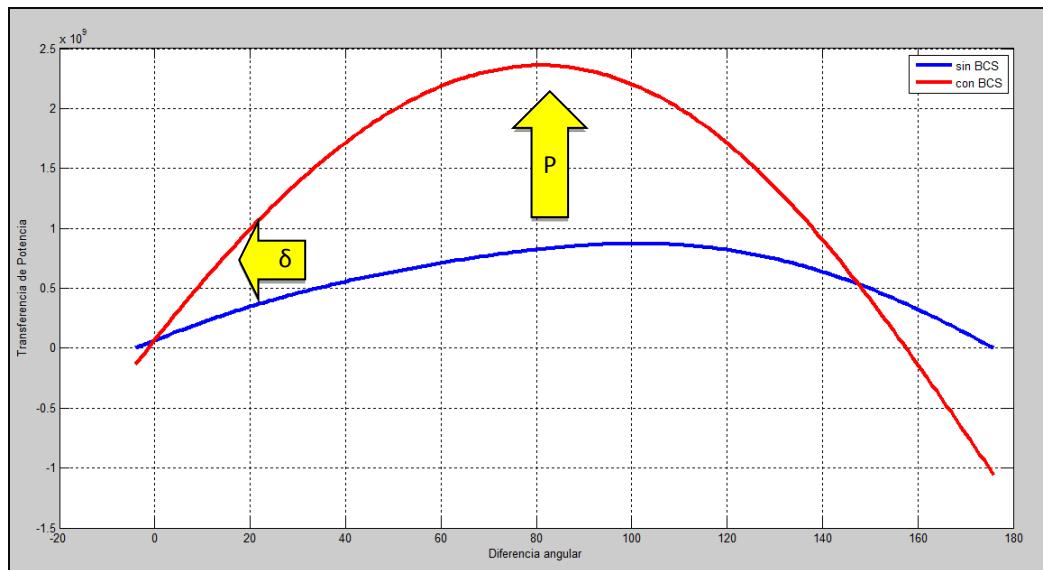


Figura 5.17: Curva $P-\delta$, comparación de curvas con BCS y sin BCS.

En la figura 5.17 se observa (según las ecuaciones teóricas 4.52 y 5.21) el incremento en el flujo de potencia cuando el BCS está insertado.

Se debe tener en cuenta que las figuras 4.5 y 5.4 representan a curvas teóricas (con fines didácticos) que se obtienen tan solo de variar la reactancia de la línea al introducir el condensador en serie.

En cambio en las ecuaciones 4.52 y 5.21 las ecuaciones consideran el modelamiento para una línea larga, por lo que en ambas ecuaciones difieren y se encuentran desfasadas.

Al realizar la comparación entre los flujos de potencia obtenidos mediante simulaciones en DigSILENT, las diferencias en los resultados se hacen más notorias, según se puede verificar en la siguiente figura:

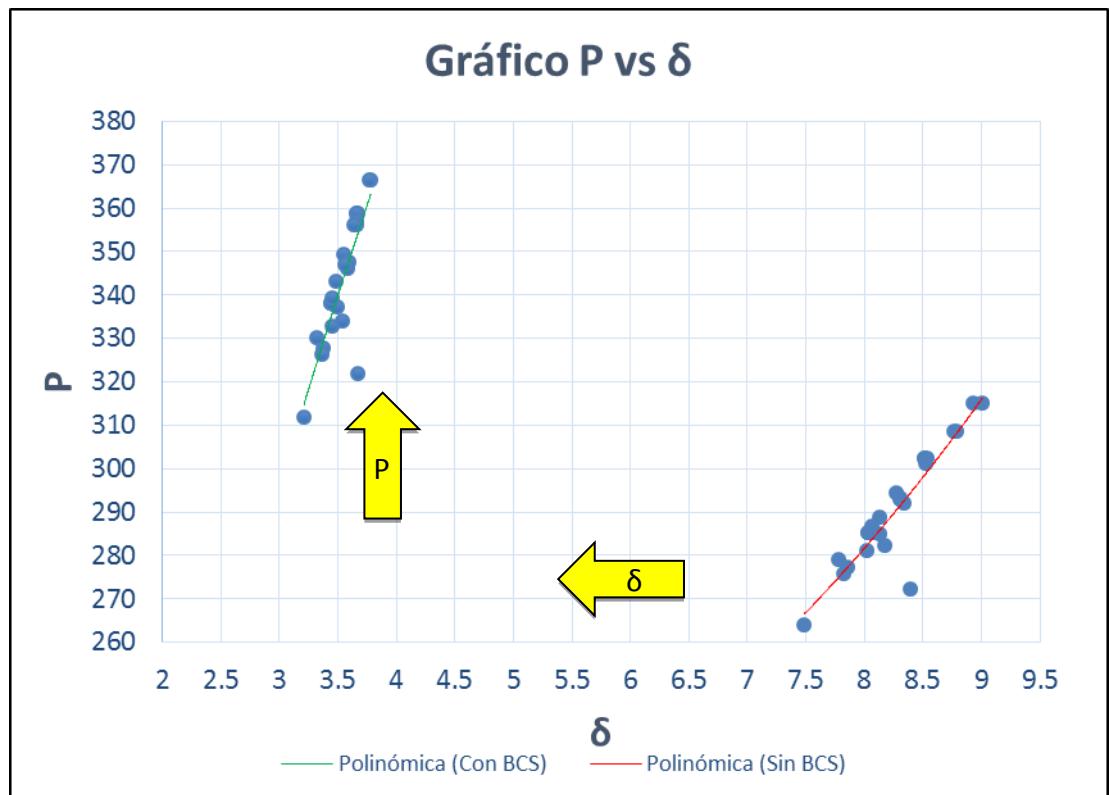


Figura 5.18: Curva P- δ , comparación de curvas con BCS y sin BCS.

En la figura 5.18 se observa las diferencias entre los ángulos de transmisión obtenidos con las condiciones simuladas, tanto para cuando el BCS-5382 se encuentra bypassado (donde el ángulo varía entre 7.5 ° y 9 °), como cuando se encuentra insertado (el ángulo de transmisión varía entre 3° y 4°).

De la misma figura se interpreta que para una potencia similar se logra disminuir el ángulo de transmisión mediante la inserción de un BCS, y

para un mismo ángulo de transmisión (al insertar un BCS) se logra un incremento en la potencia transmitida, tal como sucede si se analizan curvas teóricas como las mostradas en la figura 5.19.

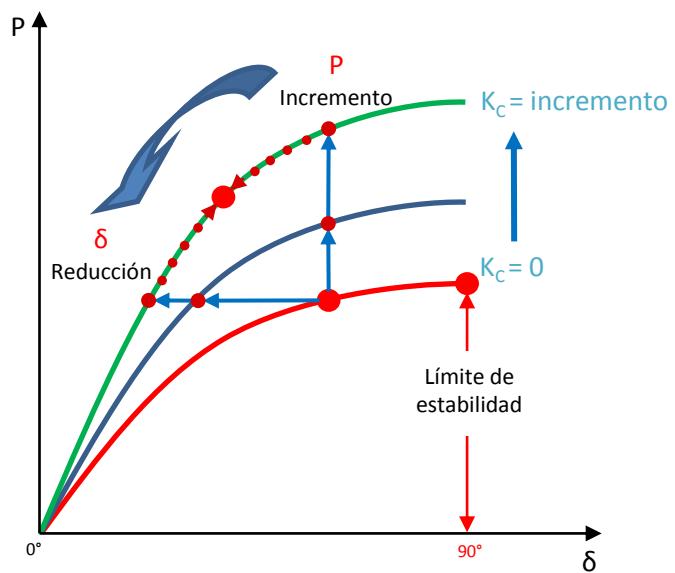


Figura 5.19: Aumento de la potencia transmitida.

De manera similar se realiza la comparación entre las curvas teóricas obtenidas mediante las ecuaciones de potencia y tensión calculadas, las cuales se muestran en las figura 4.8 y 5.11. Esta vez se grafican en un solo gráfico (figura 5.19) para realizar su comparación:

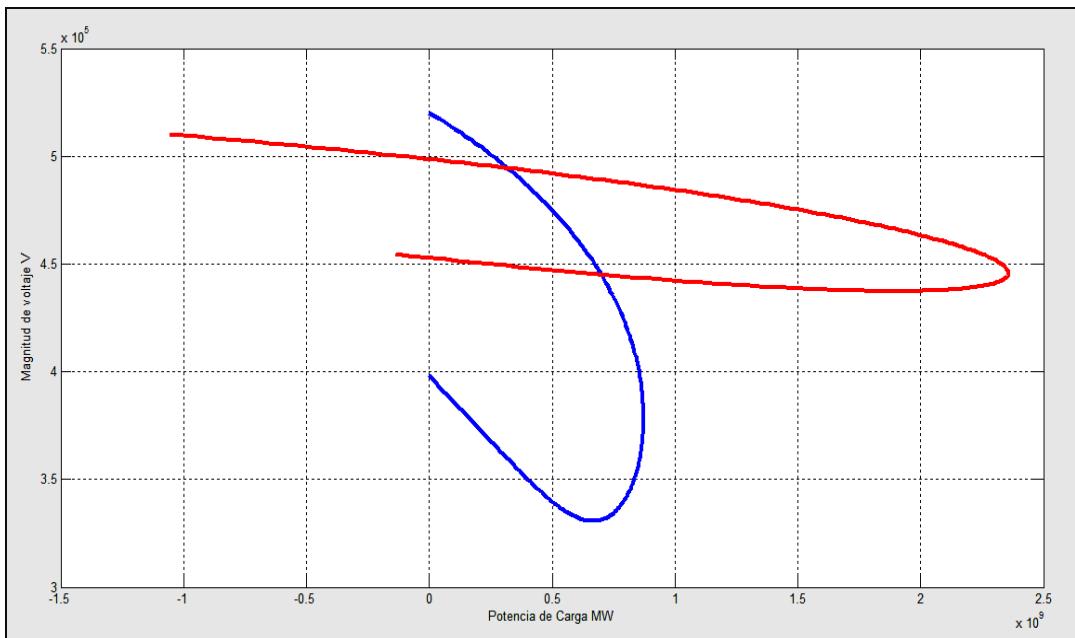


Figura 5.19: Curva P-V, comparación de curvas con BCS y sin BCS.

En las curvas obtenidas de manera teórica (según las ecuaciones desarrolladas anteriormente) que la capacidad de tensión se incrementa cuando se inserta un Banco de Compensación en Serie (curva roja).

Este incremento de la potencia también influye directamente en el incremento del límite de colapso de tensión (puesto que la potencia se desplaza a la derecha). Esto significa que al insertar un BCS el sistema se vuelve más estable aun cuando se incrementa el flujo de potencia.

Con esto se corrobora que las ecuaciones desarrolladas en los capítulos 4 y 5 satisfacen lo esperado en cuanto al incremento del flujo de potencia.

A continuación se realiza una comparación similar con los datos obtenidos de las simulaciones en DigSILENT, donde las conclusiones también reafirman la mejora de la capacidad de transmisión.

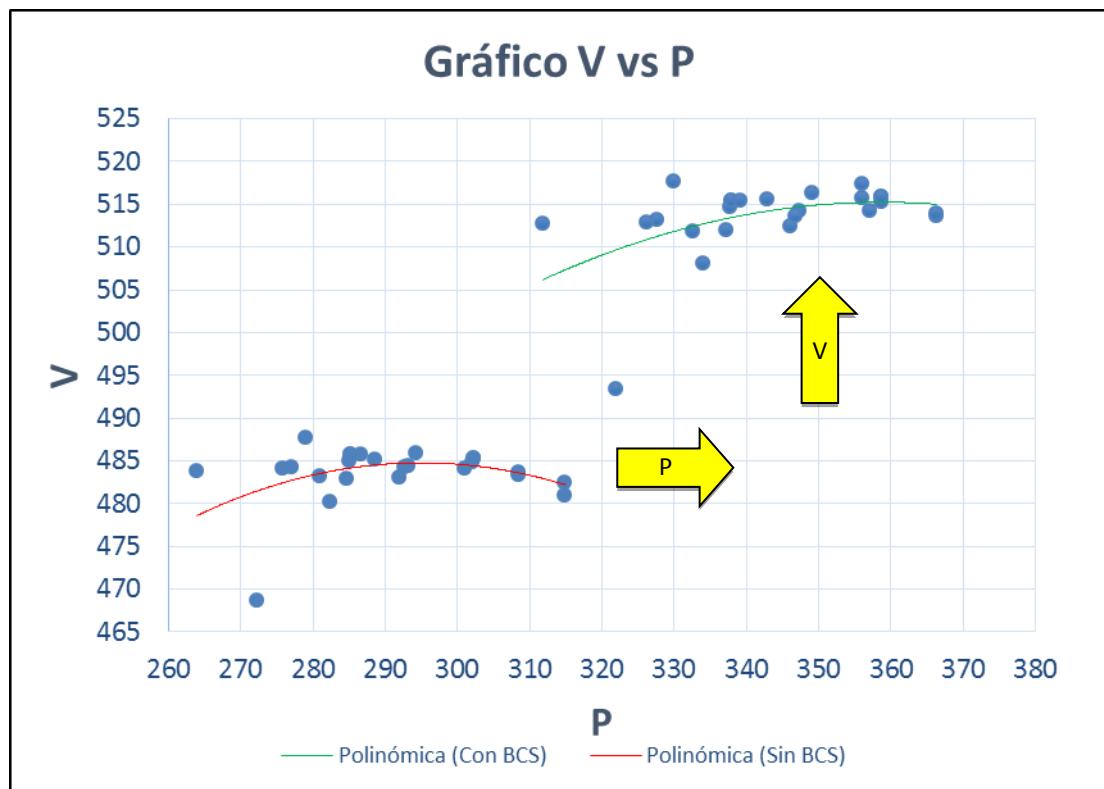


Figura 5.20: Curva P-V, comparación de curvas con BCS y sin BCS.

El incremento tanto de las potencias activas como de las tensiones halladas con las simulaciones, se muestra con mayor claridad en la figura 5.20.

Por lo tanto, con todo lo descrito se corrobora teóricamente y en la práctica las mejoras de la capacidad de transmisión y de las tensiones mediante la implementación de bancos de compensación en serie para líneas de transmisión en 500kV para el sistema de transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo que corresponden al sistema Centro – Sur.

CAPITULO VI

CAMBIOS REQUERIDOS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

6.1 AJUSTES EN LOS RELÉS SIN BCS

6.1.1 Estudio de las Principales Funciones de Protección de Líneas de Transmisión en 500kV

Los relés constituyen los elementos más importantes del sistema de protección, ya que son los encargados de identificar fallas con la mayor exactitud posible y alertar a los operadores del sistema. Estos equipos están constituidos por sensores que monitorean constantemente las condiciones de operación de un sistema eléctrico. Así, si existiera un cortocircuito, la corriente de cortocircuito sensibilizará el relé, el cual operará enviando una señal para la apertura del interruptor. Con la apertura del interruptor, el tramo en falla sería desconectado del sistema.

Con la finalidad de eliminar la corriente de cortocircuito y evitar la propagación de la falla, la filosofía de la implementación de relés en el sistema eléctrico se basa en que la protección debe abrir el interruptor lo más rápido posible en caso de ocurrencia de fallas. Por lo tanto, para realizar la apertura del interruptor, el relé implementa diversos criterios para

identificar las fallas; los cuales, para efectos de la tesis, describiremos con mayor interés:

6.1.1.1 Protección Diferencial

Esta protección proporciona muy buena sensibilidad y alta velocidad de operación, pues es la encargada de monitorear la corriente en los transformadores de corriente en ambos extremos de la línea de transmisión.

Esta función de protección envía una señal de apertura a los interruptores siempre que existe una diferencia considerable (ajuste) en las corrientes medidas en los transformadores de corriente ubicados en los extremos de la línea de transmisión.

Para una falla en la línea (falla interna), el algoritmo de protección, se basa en la ubicación de la corriente diferencial obtenida y la corriente de restricción dentro de la zona de operación:



Figura 6.1: Representación de falla interna en una L.T.

$$I_d = |I_{R1} + I_{R2}| = I_{cc}$$

$$I_{Res} = (|I_{R1}| + |I_{R2}|)/2$$

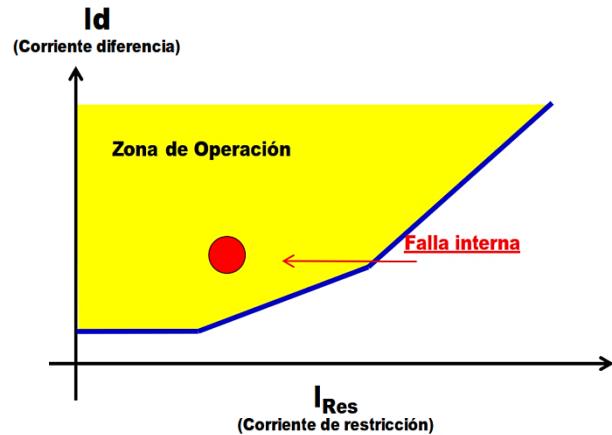


Figura 6.2: Falla en la L.T. protegida.

En caso de una falla externa a la línea, el relé no debería operar, ya que la corriente diferencial es nula:



Figura 6.3: Representación de falla externa en una L.T.

$$I_d = |I_{R1} + I_{R2}| = 0$$

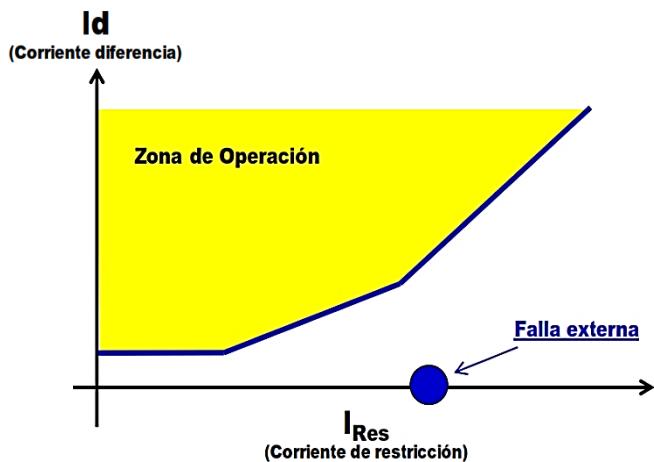


Figura 6.4: Falla fuera de la L.T. protegida (externa).

6.1.1.2 Protección de Sobrecorriente

La forma de operación de esta función consiste en que el relé debe enviar una señal de apertura (debe actuar) al interruptor cuando detecte un valor de corriente mayor que el valor asignado (ajustado).

En una falla, por ejemplo, cuando la corriente de cortocircuito supera la corriente de ajuste del sensor del relé, este actúa. Esta actuación puede realizarse de manera instantánea o temporizada, según sea necesario.

Para comprender el funcionamiento, de manera general, el principio básico de la configuración de la protección de sistemas eléctricos está representado en la siguiente figura:

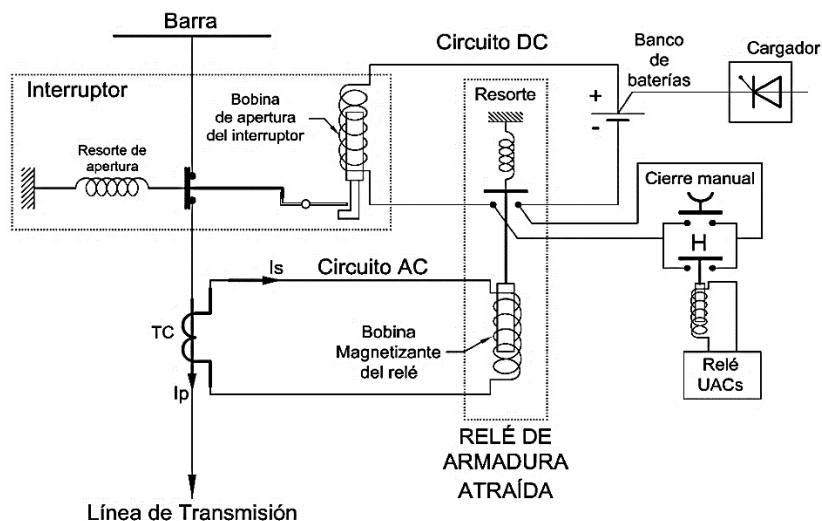


Figura 6.5: Principio básico de configuración de la Protección.

- Relé de Sobrecorriente: Es el dispositivo que incorpora un sensor de corriente para proveer la apertura del interruptor en caso sea necesario eliminar la falla. En este caso se representa mediante un

relé electromecánico de armadura atraída (émbolo). Cuando el relé opera, cierra el contacto, haciendo que el circuito DC conduzca y este a su vez comandará la operación del circuito de apertura del interruptor.

- Banco de Baterías: Consiste en varias baterías asociadas para llegar a la tensión nominal de operación del circuito de corriente DC (generalmente de 100 – 125VDC). Se usa corriente continua para tener una alimentación independiente de las variaciones de tensiones y corrientes que constantemente sufre el sistema eléctrico.
- Cargador de Baterías: Fuente rectificadora proyectada especialmente para cargar el banco de baterías.
- Interruptor: Dispositivo especial para proveer del cierre o apertura del circuito en operación normal o en cortocircuito. En caso de protección, el comando o envío de señal de apertura o cierre es realizado por el relé. El relé supervisa el circuito y el interruptor comandado por el relé abre o cierra el circuito eléctrico.
- Bobina de Disparo (Apertura) de Interruptor: Es la bobina diseñada para que cuando se active produzca el desbloqueo garantizado del dispositivo de liberación de apertura del interruptor. En sistemas de alta tensión es común usar dos bobinas de apertura para mayor confiabilidad.
- Contactos Auxiliares: Todo sistema de apertura y cierre es provisto de un conjunto de contactos ya sea para señalización luminosa, mecánica o sonora, interbloqueos para algunas operaciones, transferir comandos, entre otros.

En la figura anterior, cualquier contacto que esté en paralelo con el contacto de cierre del circuito DC provocará la apertura o cierre del interruptor. De esta manera, es posible comandar la apertura o cierre del interruptor por:

- Comando Manual: Mediante pulsador de cierre o apertura, ubicado en el gabinete del interruptor.
- Comando vía computador: Manual o remoto vía telecomando.
- Comando UACs (Unidad de Adquisición de Datos y Control): RTUs, Scada.

Otro de los aspectos importante con este tipo de protección, es la variedad en los que pueden clasificarse, ya sea por sus aspectos constructivos, tiempo de actuación, por su instalación, etc. De esta manera, para los propósitos del presente trabajos, se describirá su clasificación según el tiempo de actuación:

- Relé instantáneo
- Relé temporizado
 - De tiempo definido
 - De tiempo inverso

6.1.1.2.1 Relé de Sobrecorriente Instantáneo (50)

El relé con característica de sobrecorriente instantáneo actúa instantáneamente para cualquier corriente mayor que el de su ajuste (valor asignado). Sin embargo, no es en esencia instantáneo como su nombre lo

indica, sino que, para actuar sólo demora el tiempo requerido por sus mecanismos y/o el tiempo de procesamiento de sus algoritmos en caso de relés digitales.

El tiempo depende del diseño, tipo y fabricación. Por ejemplo, los relés electromecánicos llegan a 2.3 ciclos, mientras que los electrónicos a 0.7 ciclos.

En protección suele usarse como corriente de arranque el término corriente pick-up, que es un término genérico designado para la menor corriente que deja al relé en el límite de operación, es decir:

→ $I < I_{\text{pickup}}$: El relé no opera.

→ $I > I_{\text{pickup}}$: El relé opera.

Generalmente, los cambios bruscos en la corriente ocurren en casos de cortocircuitos (fallas). Como el relé constantemente monitorea las corrientes, en los instantes de la falla evalúa si las corrientes superan el valor de ajuste para poder actuar o no.

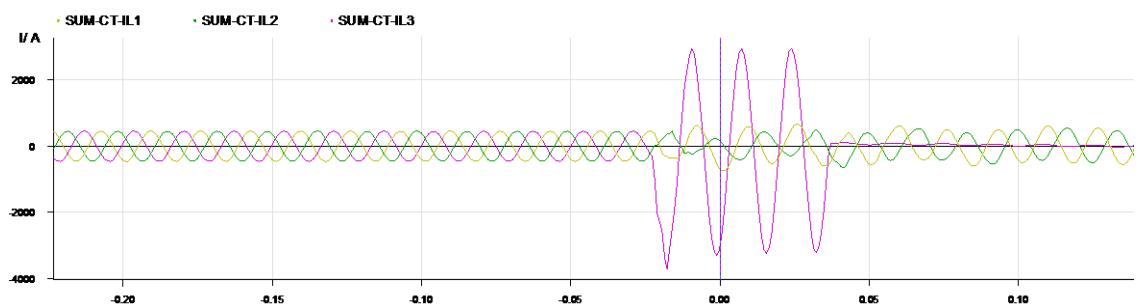


Figura 6.6: Corriente de cortocircuito en la fase R.

Otra definición utilizada en la implementación del relé de sobrecorriente es el de Módulo (M):

Donde I_S es la Corriente en el lado secundario del TC, I_P es la corriente en el lado primario y RTC es la relación de transformación del TC.

De esta manera, según lo definido, el gráfico característico de operación del relé de sobrecorriente sería:

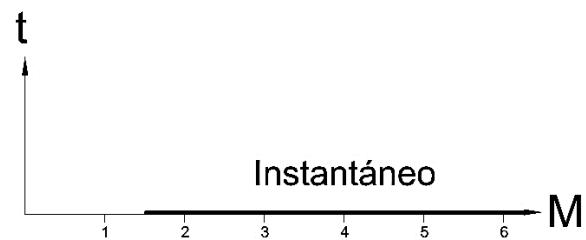


Figura 6.7: Característica del relé de Sobrecorriente Instantáneo.

6.1.1.2.2 Relé de Sobrecorriente Temporizado (51)

Este relé cuenta con una característica temporizada, es decir. Que actúa luego de un cierto tiempo. Pueden ser:

- Relé de Sobrecorriente Temporizado de Tiempo Definido:

Según esta característica, el relé de sobrecorriente debe operar al sobrepasar la corriente de ajuste (valor asignado) y al cumplirse un tiempo que también es ajustado.

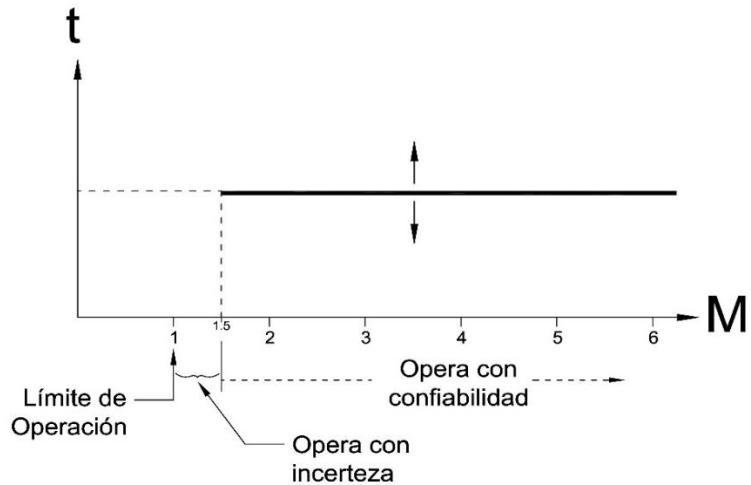


Figura 6.7: Característica del relé de Sobrecorriente con temporización definida.

De esta curva, se puede interpretar que en condiciones normales, la perpendicular que se puede trazar en la curva puede ser representada por la línea azul, mientras que en caso de un corto circuito (corriente muy alta) aplicando la relación 6.1, se puede obtener la línea en color rojo. Esto significa que si se supera un tiempo t_{op} con un módulo 3 en el eje horizontal, el relé debe actuar.

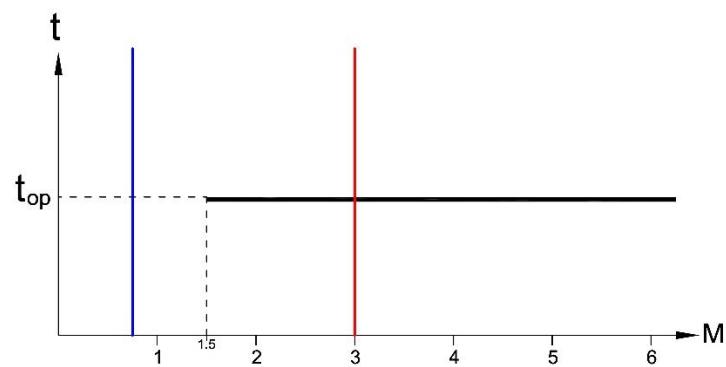


Figura 6.8: Ejemplo de operación del relé de sobrecorriente temporizado directo.

- Relé de Sobrecorriente Temporizado de Tiempo Inverso:

Esta característica opera según la magnitud de la corriente, es decir que, mientras más alta sea la corriente de falla en el sistema eléctrico, más rápida debe ser la actuación del relé y en consecuencia más rápida la operación de apertura del interruptor.

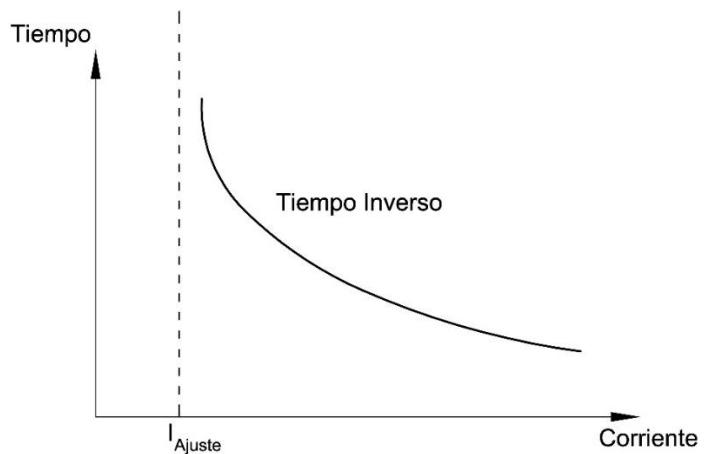


Figura 6.9: Curva característica de operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

Los relés digitales operan asociados a curvas o funciones que reproducen una curva normalizada; por ejemplo, una curva establecida por la norma IEC está dado por:

$$t_{operación\ del\ relé} = T_{curva} \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + L \right) \dots \dots \dots \dots \dots \dots \quad (6.2)$$

Dónde:

K, α, L, β : Son constantes de forma de la curva.

T_{curva} : Múltiplo de tiempo de las curvas de tiempo del relé.

$t_{operación\ del\ relé}$: Tiempo de actuación del relé en segundos (tiempo del trip o disparo)

$$M = \frac{I_s}{I_{Ajuste}}: \text{Multiplo del relé.}$$

I_s : Corriente que ingresa al relé.

I_{Ajuste} : Corriente de ajuste del relé

6.1.1.3 Protección de Distancia

El relé de protección de distancia mide constantemente el parámetro de la línea de transmisión asociada a la distancia, hasta el punto de corto circuito o de carga. Recibe este nombre debido a q su filosofía de operación se basa en la medición de la impedancia, admitancia o reactancia vista por el relé, ya que estos parámetros son proporcionales a la distancia.

6.1.1.3.1 Impedancia Secundaria Vista por el Relé de Impedancia

El relé de impedancia está conectado mediante el secundario del TC y TT, por lo tanto el valor regulado en el relé de impedancia debe corresponder al valor de impedancia en el tramo de la línea de transmisión que se quiera proteger.

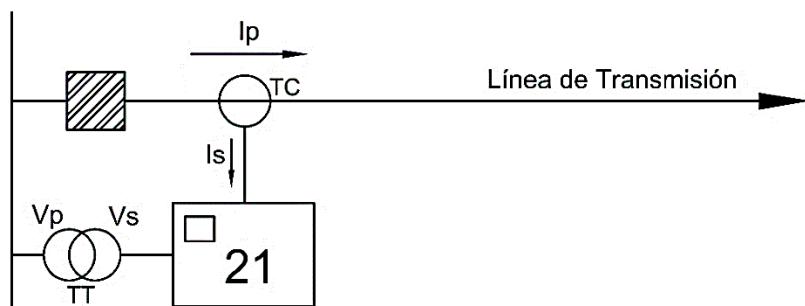


Figura 6.10: Conexión del TT y TC para medir la impedancia.

El valor de la impedancia vista por el relé de impedancia es:

$$Z_{secundario} = \frac{V_s}{I_s}$$

$$V_s = \frac{V_p}{RTT}$$

$$I_s = \frac{I_p}{RTC}$$

$$Z_{secundario} = \frac{V_p}{I_p} \cdot \frac{RTC}{RTT}$$

$Z_{secundario} = Z_{primario} \cdot \frac{RTC}{RTT}$

Dónde:

$Z_{primario}$: Impedancia real en el lado primario

$Z_{secundario}$: Impedancia vista por el relé de impedancia.

RTC : Relación de transformación del TC.

RTT : Relación de transformación del TT.

Por ejemplo, para el tramo de un sistema de transmisión tal como el mostrado:

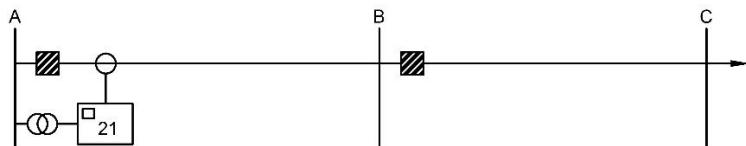


Figura 6.11: Diagrama unifilar

La impedancia vista por un relé de impedancia (21) ubicado en la Subestación A, puede representarse en el diagrama R-jX de la siguiente forma:

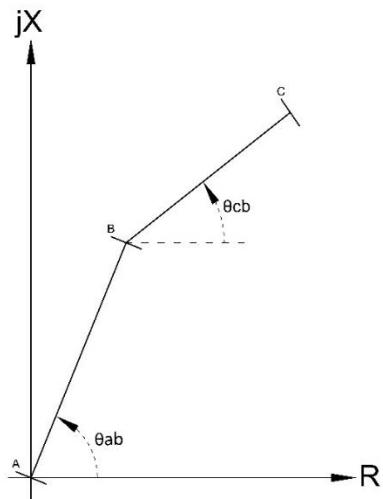


Figura 6.12: Representación de la impedancia de las líneas.

6.1.1.3.2 Relé de Impedancia:

La impedancia es presentada por el siguiente número complejo:

$$\bar{Z} = R + jX$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z^2 = R^2 + X^2$$

Esta ecuación es la expresión de una circunferencia y representa las impedancias que demarcan el lugar geométrico del límite de operación del relé de impedancia.

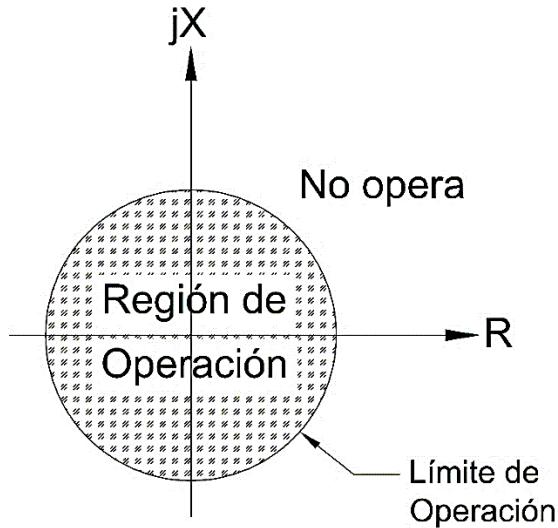


Figura 6.13: Característica de operación del relé de impedancia.

Las zonas de actuación que define y delimita el relé de impedancia son:

- Límite de operación: La impedancia está posicionada sobre la circunferencia.
- Operación del relé 21: Cuando las impedancias dentro de la región del círculo.
- No operación del relé 21: Cuando la impedancia es vista fuera de la región del círculo.

Para evitar que la región de operación del relé 21 ubicado en “A” (ver figuras 6.11 y 6.12) se traslape con el relé 21 ubicado en “B”, se implementa un relé direccional (67) que modifica la región de operación sólo hacia adelante de la línea protegida:

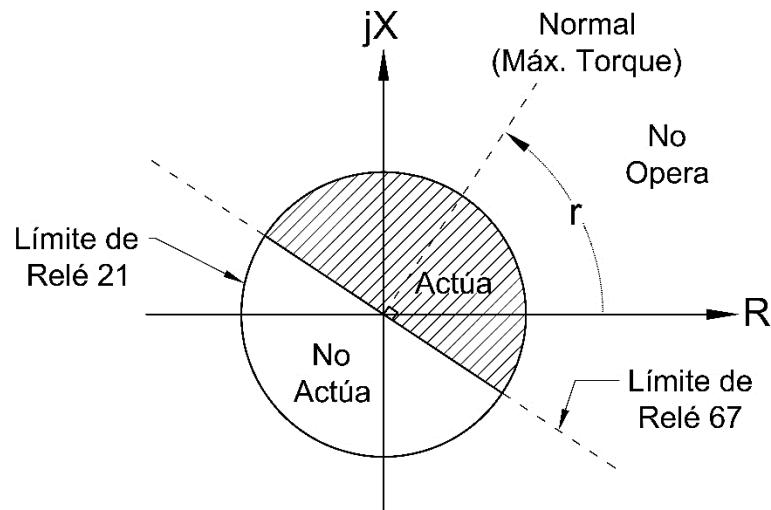


Figura 6.14: Característica de operación del relé de impedancia con adición de un relé direccional.

6.1.1.3.3 Zonas de Protección

La región de operación del relé 21 puede ser ajustado solo a un porcentaje de la línea protegida y en caso de falla dentro de esta región, la actuación del relé debe ser instantánea ($t=0$).

Esta región ajustada a un porcentaje (por ejemplo: 80% de la línea) es denominada “Zona 1”.

El relé de impedancia tiene más de tres zonas, cuya actuación es temporizada.

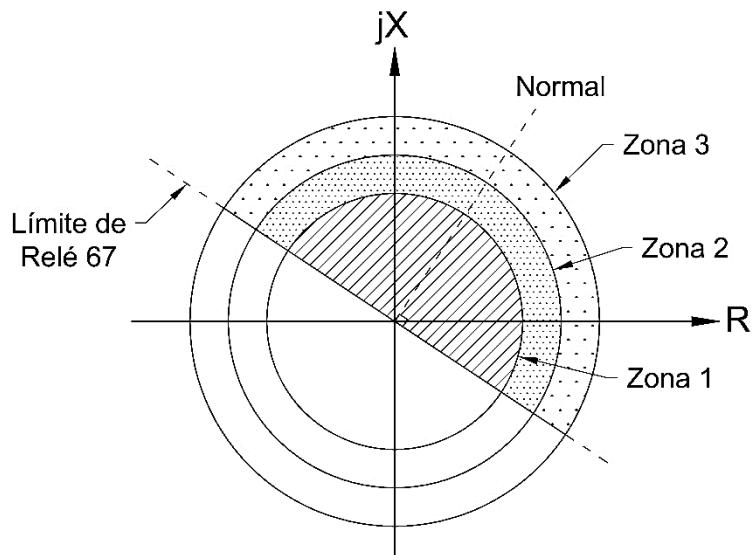


Figura 6.15: Zonas de actuación del relé de impedancia.

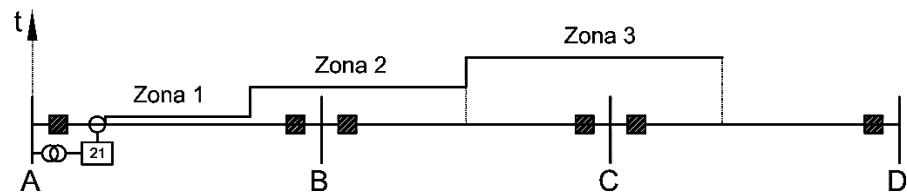


Figura 6.15: Interpretación de las zonas de actuación del relé 21 en un tramo unifilar simple.

- Zona 1: $(70\text{-}90)\%Z_{LTAB}$ (Instantánea)
- Zona 2: $100\%Z_{LTAB} + (50\text{-}60)\%Z_{LTBC}$ (400 ms)
- Zona 3: $100\%Z_{LTAB} + 100\%Z_{LTBC} + (20\text{-}30)\%Z_{LCD}$ (800 ms)
- Se puede considerar una Zona 4 como zona reversa.

6.1.1.3.4 Relé de Admitancia

Es un relé de distancia (21), que sigue la misma filosofía de relé de impedancia, pero con característica diferente.

El relé de admitancia del tipo electromecánico tiene un cilindro de inducción, donde actúan dos cantidades:

- Corriente eléctrica, que produce el torque de operación.
- Tensión eléctrica, que produce el torque de restricción.

La iteración de dos flujos magnéticos originados por las dos cantidades produce el relé de admitancia, el torque motor, dado por la expresión:

$$\tau_{motor\ del\ relé} = k_d EI \cos(r - \theta) - k_V E^2 \dots \dots \dots \dots \dots \dots \quad (6.3)$$

Dónde:

r : Ángulo de máximo torque del relé de admisión.

E : Tensión de polarización del relé.

I : Corriente efectiva de operación del relé.

θ : Ángulo de desfasaje entre E e I .

En la expresión 6.3, considerando el relé en el límite de operación

$\tau_{motor\ del\ relé} = 0$, se tiene:

$$0 = k_d EI \cos(r - \theta) - k_V E^2$$

$$k_d EI \cos(r - \theta) = k_V E^2$$

Dividiendo por $k_d E^2$, se obtiene:

$$\frac{k_d EI \cos(r - \theta)}{k_d E^2} = \frac{k_v E^2}{k_d E^2}$$

$$\frac{I}{E} \cos(r - \theta) = \frac{k_v}{k_d}$$

Donde el factor:

$$\frac{I}{E} = y$$

Es la admitancia de la línea, entonces:

$$y \cos(r - \theta) = \frac{k_v}{k_d}$$

Como la impedancia \bar{Z} es el inverso de la admitancia \bar{Y} , se tiene:

$$\frac{1}{Z} \cos(r - \theta) = \frac{k_v}{k_d}$$

$$Z = \frac{k_d}{k_v} \cos(r - \theta)$$

El lugar geométrico del $jX \times R$ de la impedancia \bar{Z} que satisface la expresión anterior, es ahora una circunferencia de la forma:

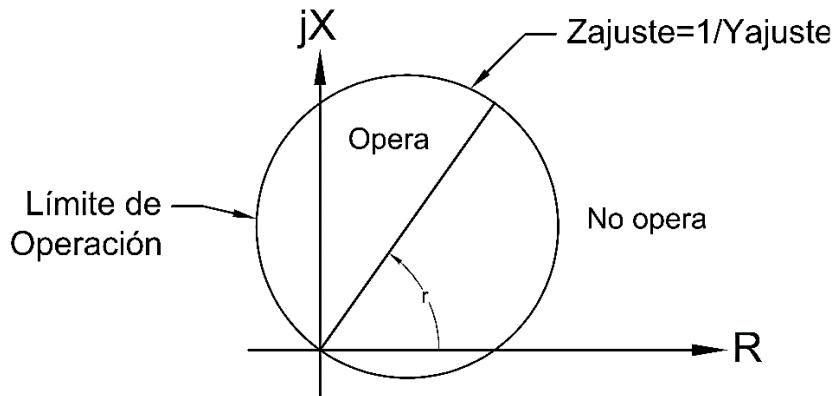


Figura 6.16: Diagrama jX-R del relé de admitancia

6.1.1.3.5 Relé de reactancia

Este relé tiene una característica de operar solamente con la sensibilidad de reactancia del sistema. Su torque es dado por la expresión:

$$\tau_{motor\ de\ relé\ de\ reactancia} = K_1 I^2 - K_E E \operatorname{sen}(\theta) d - K$$

En el límite de operación se tiene:

$$0 = K_1 I^2 - K_E E \operatorname{sen}(\theta) d - K$$

$$K_E E \operatorname{sen}(\theta) d = K_1 I^2 - K \quad (\div K_E I^2)$$

$$\frac{K_E E \operatorname{sen}(\theta) d}{K_E I^2} = \frac{K_1 I^2}{K_E I^2} - \frac{K}{K_E I^2}$$

$$\frac{E}{I} \operatorname{sen} \theta = \frac{K_1}{K_E} - \frac{K}{K_E I^2} \dots \dots (6.4)$$

En ésta última ecuación, en el momento de la falla, la corriente de corto circuito es grande, entonces la última parte es prácticamente nula:

$$\frac{E}{I} \operatorname{sen} \theta = \frac{K_1}{K_E}$$

$$Z \operatorname{sen} \theta = \frac{K_1}{K_E} \dots \dots (6.5)$$

Considerando:

$$\bar{Z} = Z \angle \theta = Z \cos \theta + j Z \operatorname{sen} \theta = R + jX$$

Entonces se tiene:

$$X = \frac{K_1}{K_E} \dots \dots (6.6)$$

El lugar geométrico de todas las impedancias que satisfacen la expresión anterior es representado en la siguiente figura:

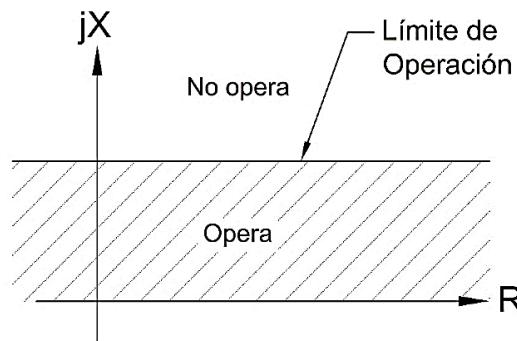


Figura 6.17. Diagrama de actuación del relé de reactancia.

Para una impedancia cuya reactancia sea menor que la reactancia ajustada en el relé, la protección actúa. Para una reactancia mayor, el relé no actúa.

6.1.1.3.6 Arco Eléctrico

En un sistema eléctrico, siempre existirá la presencia de un arco eléctrico en el lugar de la falla.

El arco eléctrico tiene característica puramente resistiva, por ello, su resistencia eléctrica equivalente es paralela al eje R del diagrama R-jX.

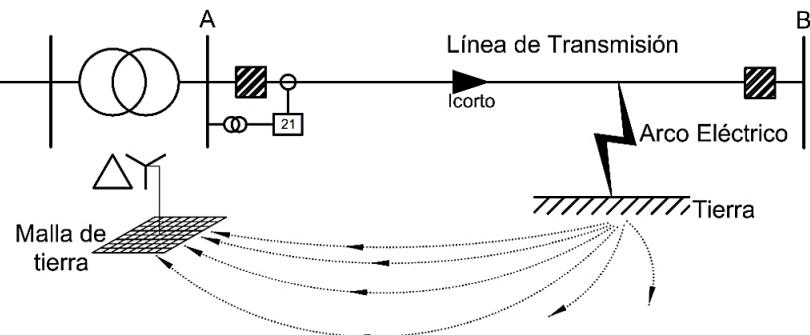


Figura 6.18: Arco eléctrico

Siempre que exista un cortocircuito, la impedancia vista por el relé será la impedancia de la línea de transmisión sumada con la resistencia de arco eléctrico:

$$Z_{\text{visto por el relé}} = Z_{\text{falla}} + R_{\text{arco eléctrico}}$$

La resistencia del arco varía bastante, pero su valor máximo prácticamente es el mismo en cualquier punto del sistema, indiferentemente del lugar del cortocircuito.

Por esta razón, existirá un lugar geométrico para las impedancias vistas por el relé de impedancia.

Por lo tanto, la resistencia del arco eléctrico puede desplazar el punto de la impedancia vista por los relés de impedancia y admitancia fuera de la zona de actuación. Esto significa que se reduce el alcance de la protección de la línea de transmisión debido a la influencia de la resistencia del arco eléctrico.

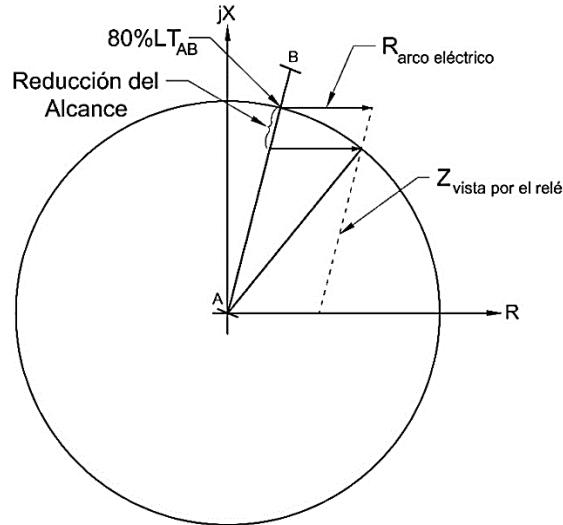


Figura 6.19: Reducción del Alcance en la línea de transmisión.

En la figura 6.19, se verifica que el relé indicará el lugar equivocado de ocurrencia del punto de falla.

Este problema es fácilmente controlado por un relé de reactancia, que es inmune a la resistencia de arco eléctrico. Sin embargo, el relé de reactancia es poco práctico, es por ello que se prefiere usar una característica cuadrilateral, la cual cumple con cubrir la impedancia del arco eléctrico.

6.1.1.3.7 Característica Poligonal o Cuadrilateral:

Para una mejor cobertura de la resistencia de arco eléctrico (resistencia de falla) se utiliza el relé de distancia con característica cuadrilateral, el cual discrimina de manera más eficiente las impedancias vistas por el relé.

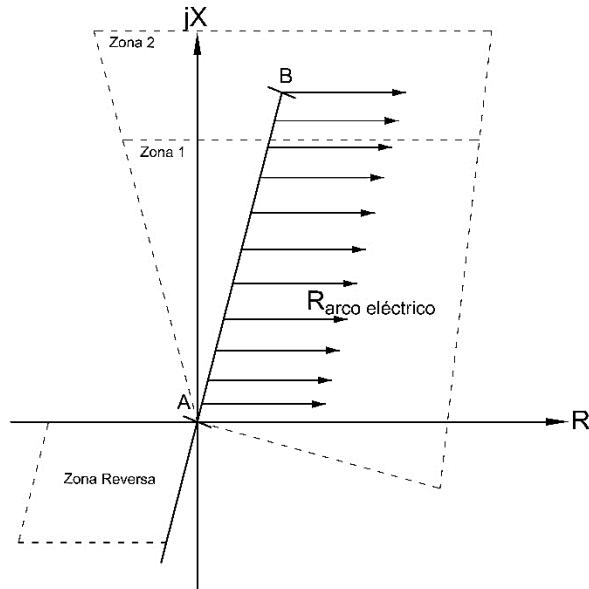


Figura 6.20: Característica cuadrilateral del relé de impedancia.

Esta característica garantiza la inmunidad en relación a la fluctuación de la carga para cualquier situación. Por ejemplo, sea la línea de transmisión conectada a una carga.

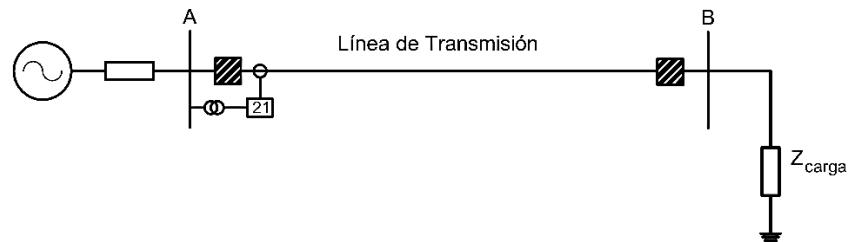


Figura 6.21. Diagrama unifilar básico generación-transmisión-carga.

La impedancia vista por el relé en operación normal del sistema es:

$$Z_{visto\ por\ el\ relé} = Z_{AB} + Z_{carga}$$

Se debe tener en cuenta que:

$$Z_{carga} = R_{carga} + jX_{carga} \gg Z_{AB}$$

Realizando un diagrama del sistema en el gráfico $jX-R$, se tiene:

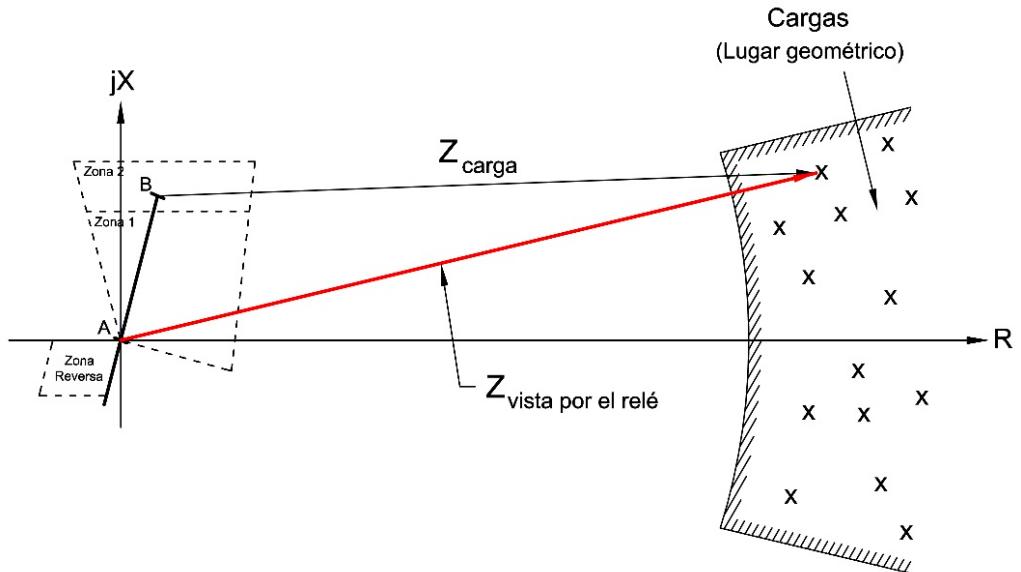


Figura 6.22: Impedancia vista por el relé de impedancia en operación normal.

Esto significa que, en operación normal, la impedancia vista por el relé está alejado y fuera de las zonas de actuación del relé de distancia.

6.1.1.3.8 Oscilación de Potencia

Si la carga varía, varía el punto de operación y su impedancia correspondiente vista por el relé 21 ubicado en la Subestación “A”.

La impedancia vista por el relé “A” puede variar de acuerdo a:

- Variación de carga
- Corto circuito
- Oscilación de potencia

En la variación de carga, la impedancia se desplaza dentro del lugar geométrico de cargas. En este caso el relé no debe operar.

En caso de ocurrencia de falla en el tramo de la línea LTAB, la impedancia vista por el relé se mueve instantáneamente para dentro de la zona de operación del relé.

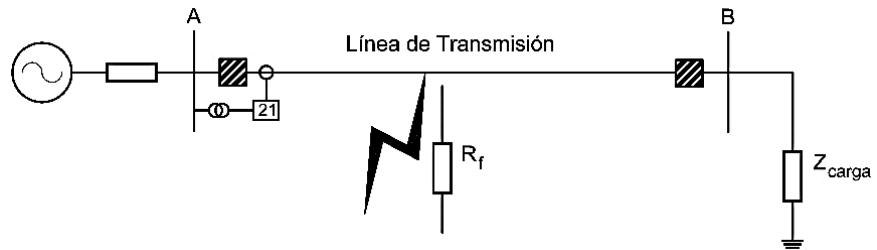


Figura 6.23: Falla en el tramo de la línea.

En este caso la protección debe actuar instantáneamente debido a la actuación de la Zona 1 del relé 21.

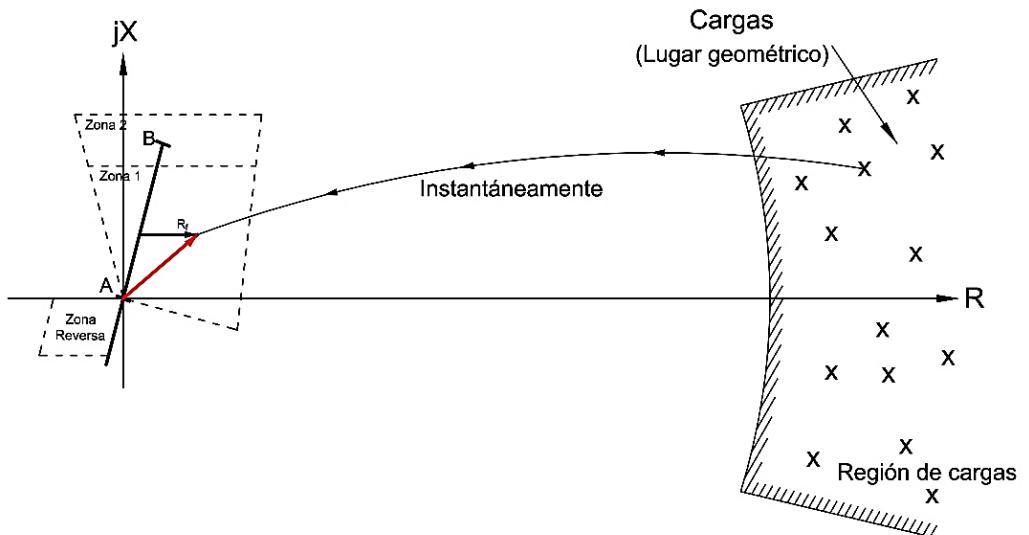


Figura 6.24: Falla en la línea de transmisión.

El sistema eléctrico se mantiene gracias a los generadores síncronos, mientras que las cargas y líneas de transmisión representan cantidades inductivas y capacitivas.

Cuando ocurre una perturbación provocada, por ejemplo, por un cortocircuito en algún punto del sistema y como consecuencia la apertura de

un interruptor, en todo el sistema eléctrico las tensiones y corrientes eléctricas varían. Estas variaciones hacen que las máquinas oscilen provocando perturbaciones en todo el sistema eléctrico, que en consecuencia provocan variaciones en las impedancias vistas por los relés de distancia (21).

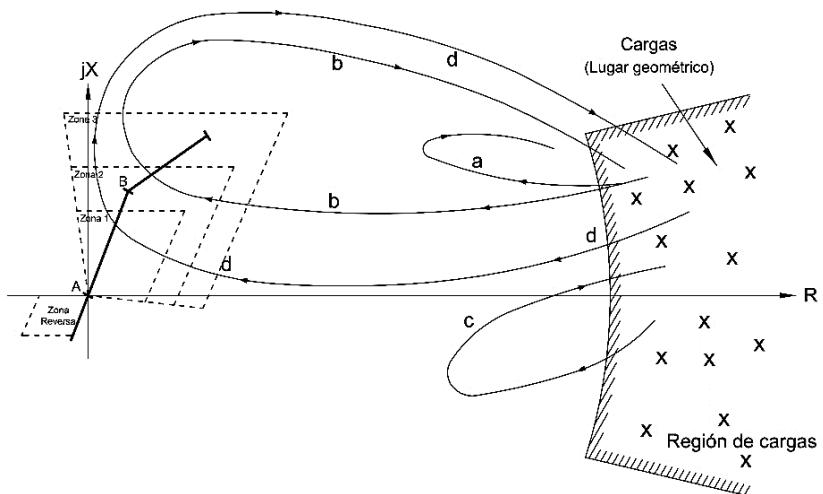


Figura 6.25: Oscilación de Potencia.

En la oscilación de potencia, la variación de la impedancia vista por el relé (traslado de lugares geométricos de las impedancias), varían a una velocidad (Ω/s) inferior a las variaciones provocadas por cortocircuitos. Esta es la distinción principal entre una oscilación de potencia y un cortocircuito. La variación de impedancia (Ω/s) depende de la configuración del sistema eléctrico.

De las oscilaciones mostradas se puede comentar:

- Oscilación a: Es vista por el relé 21, pero no existe ningún peligro de actuación por que la impedancia no entra a la zona de actuación.

- Oscilación b: La oscilación ingresa a las zonas 3 y 2 del relé 21. El relé primero tiene contacto con la zona 3 y luego ingresa a la zona 2, estas zonas son temporizadas. La zona 2 es temporizada un tiempo menor que la zona 3. Esto quiere decir que si la oscilación sale de las zonas 2 y 3 antes de la temporización, el relé no debe operar. En caso contrario, si sobrepasa la temporización de las zonas 2 ó 3, el relé debe operar.
- Oscilación c: Perturbación en el sistema sin mayores consecuencias.
- Oscilación d: Esta perturbación es más peligrosa porque ingresa a la zona 1 del relé 21 cuya activación es instantánea, sin embargo, el relé no debe operar porque no se trata de un cortocircuito (falla) en la línea de transmisión ocurrida dentro de la zona 1 del relé en el extremo A. Esta discriminación entre oscilación de potencia y falla se logra con la implementación de la función de protección 68.

6.1.1.3.9 Relé de Bloqueo de Oscilación de Potencia

Para el caso de una oscilación de potencia, es necesario impedir la actuación en zona 1 del relé 21, esto hace referencia a bloquear la activación del disparo de relé en casos de oscilación de potencia.

En el caso de la “Oscilación d” anterior, en el instante en que la impedancia entra en la característica de la función de la función 68, se da inicio a un conteo de tiempo. Por lo que puede ocurrir:

- Cortocircuito: Si el contacto con la zona 1 se cumple antes del término de la temporización del relé 68, ocurre la operación del relé 21 con la apertura del interruptor.

- Oscilación de Potencia:
 - Si el tiempo para que la oscilación entre en zona 1 es mayor que la temporización del relé 68, la operación del relé 21 es bloqueada.
 - Si el tiempo para que la oscilación entre en zona 1 es menor que la temporización del relé 68, el relé opera.

6.1.2 Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Chilca

A continuación se describirá de manera detallada los valores asignados (ajustes) a las funciones de protección para la línea de transmisión del sistema de ATS, L-5032 (S.E. Chilca – S.E. Poroma).

Los datos de los transformadores de medida son:

Transformador de corriente de línea (CT) : 1000/1

Transformador de tensión línea (VT) : 500/0.11

Transformador de tensión barra (VT aux) : 500/0.11

Entonces, la relación transformación será : VT/CT = 4.545

Las principales características eléctricas de la línea son:

| Línea L-5032 | | p.u. | | Primario | | Secundario | |
|--|-----|--------|-------|----------|-------|------------|-------|
| | | Valor | Unid. | Valor | Unid. | Valor | Unid. |
| Longitud de la línea | L | 356.2 | km | 356.2 | km | 356.2 | km |
| Resistencia de secuencia positiva | R1 | 0.0204 | Ω/km | 7.27 | Ω | 1.60 | Ω |
| Reactancia de secuencia positiva | X1 | 0.3461 | Ω/km | 123.28 | Ω | 27.12 | Ω |
| Magnitud impedancia secuencia positiva | Z1 | 0.3467 | Ω/km | 123.49 | Ω | 27.17 | Ω |
| Ángulo de impedancia de secuencia positiva | <Z1 | 86.63 | ° | 86.63 | ° | 86.63 | ° |
| Resistencia de Secuencia cero | R0 | 0.4557 | Ω/km | 162.32 | Ω | 35.71 | Ω |
| Reactancia de secuencia cero | X0 | 1.2576 | Ω/km | 447.96 | Ω | 98.55 | Ω |
| Magnitud de Z0 | Z0 | 1.3376 | Ω/km | 476.46 | Ω | 104.82 | Ω |

| | | | | | | | |
|---|-----|--------|-------|---------|----|--------|----|
| impedancia de secuencia cero | | | | | | | |
| Ángulo de impedancia de secuencia cero. | <Z0 | 70.08 | ° | 70.08 | ° | 70.08 | ° |
| Magnitud factor de compensación | K0 | 0.9712 | | 0.9712 | | 0.9712 | |
| Ángulo factor de compensación | <K0 | -22.15 | ° | -22.15 | ° | -22.15 | ° |
| Susceptancia de secuencia positiva | B1 | 4.7244 | μS/km | 1682.83 | μS | 7649.2 | μS |
| Susceptancia de secuencia cero. | B0 | 3.3348 | μS/km | 1187.86 | μS | 5399.3 | μS |

Tabla 6.1: Principales datos característicos de la línea L-5032

6.1.2.1 Protección Diferencial (PDIF, 87L)

Considerando que los relés de protección de la línea L-5032 son de la marca ABB serie RED670, los ajustes de la protección diferencial, asociados a la curva de operación propia de la marca, son las siguientes:

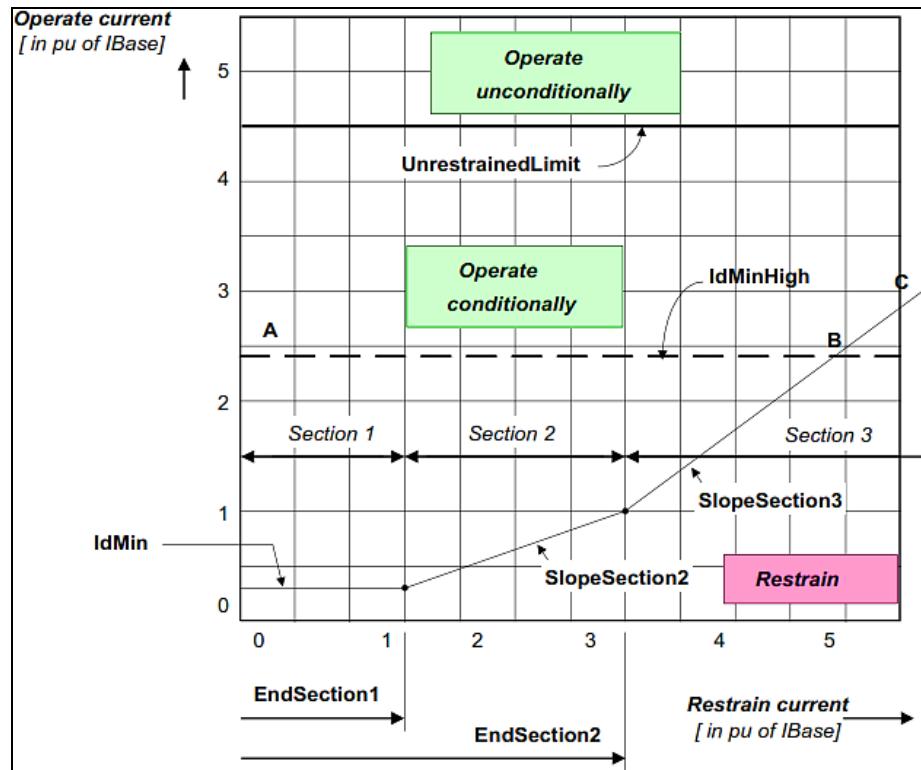


Figura 6.26: Curva de operación del relé RED670 de ABB.

- **I_{Base}: 1000**

Este parámetro indica la corriente base, la cual es usada en muchos de los ajustes del relé. Es dado en valores primarios y debe corresponder al máximo valor nominal de corriente de cualquiera de los TC's ubicados en todos los terminales de la línea protegida. En nuestro caso este valor corresponde a 1000 amperios primarios, porque la relación de TC's en ambos extremos es de 1000/1 A.

- **I_{dMin}: 1.20 I_B**

Este tipo de relé tiene la función OPEN CT DETECTION, el cual bloquea la función diferencial en el caso que el algún circuito de corriente secundario esté abierto en condiciones normales de operación, gracias a esta lógica la mínima corriente de operación puede ser ajustada por debajo de la máxima corriente de carga de la línea.

También está habilitada la función CHARGING CURRENT COMPENSATION, el cual corrige las lecturas de corriente sustrayendo las corrientes causadas por el efecto capacitivo de la línea, por ello el ajuste propuesto para “I_{dMin}” debe ser superior a dicha corriente.

$$I_{charge} = (500 \times 1682.83 \times 10^{-3}) / \sqrt{3} = 485.79 \text{ amperios primarios.}$$

En este caso, se obtiene una corriente considerable debido a la longitud de la línea (356.2km).

Por recomendación del COES, queda ajustado como 250% de la corriente de carga: $2.5 \times 485.79 = 1214.475$, por lo que se elige 1200.

Es decir: $I_{dMin} = 1.20 \times 1000 = 1200$ amperios primarios que es superior a 485.79 amperios iniciales.

- **IdMinHigh: 1.50 IB.**

El relé reconoce las condiciones de: energización de líneas, fallas externas o transformadores dentro de la zona de protección diferencial. Para estas condiciones el relé puede automáticamente disminuir la sensibilidad usando el ajuste “IdMinHigh” en vez de “IdMin”.

Para este primer caso se tiene en la zona de protección solo a la línea, de manera que este parámetro puede ser ajustado: 150% IBase=1500 amperios.

- **tIdMinHigh: 1.00s.**

Este parámetro indica el tiempo que permanecerá activo el ajuste IdMinHigh. Se considera adecuada una temporización de 1 segundo teniendo en cuenta que los transitorios de energización de línea desaparecen antes de 1 segundo.

- **EndSection1: 1.25 IB.**

Los ajustes para EndSection1 y EndSection2 dependen mucho de la capacidad de los transformadores de corriente de transformar correctamente la corriente de primario a secundario durante fallas externas (saturación). EndSection1 debe ser ajustada por debajo de una corriente que puede causar la saturación debido a componentes en continua y/o al magnetismo residual.

Este último debe ser tan alto como el 80% del flujo nominal, reduciendo efectivamente la capacidad de los transformadores de corriente por el factor de 5. Se propone un ajuste de EndSection1 = 1.25 IB.

- **EndSection2: 3.00 IB.**

EndSection2 se ajusta por debajo de una corriente que está muy cercana a la saturación de algunos transformadores de corriente debido a las componentes en alterna, que en nuestro caso sería $20 \times 1000\text{A}=20 \text{ kA}$, valor de corriente que es imposible se manifieste en la red de Chilca Nueva 500 kV, por lo tanto se considera adecuado un valor inferior de 3000 amperios.

Finalmente se ajustó en 3.00 IB.

- **SlopeSection2: 40.0%.**

Con este ajuste se controla la característica de operación del relé cuando la corriente de restricción se ubica entre EndSection1 y EndSection2, lugar donde los errores de medición y saturación de los CTs no es probable que se manifiesten. Este ajuste permite sensibilidad para fallas internas de alta impedancia o cuando la configuración de la red limita las corrientes a valores bajos. ABB recomienda un ajuste en el rango de 10% – 40%.

- **SlopeSection3: 80.0%.**

Este ajuste asegura estabilidad del relé durante condiciones de fallas pasantes, donde por efecto de la saturación del transformador de corriente, se pueden producir corrientes diferenciales altas.

El parámetro SlopeSection3 tiene ajuste alto para mantener la estabilidad ante el caso extremo de saturación de uno de los juegos de los transformadores de corriente.

- **I2/I1Ratio: 12.0 %.**

Cuando el contenido e segundo armónico está por encima del valor ajustado, la protección diferencial es bloqueada.

Este ajuste indica la relación del segundo armónico de la corriente diferencial con la frecuencia fundamental de la corriente diferencial.

- **I5/I1Ratio: 15.0%.**

Este ajuste provee el bloqueo de la protección diferencial durante la sobreexcitación. Cuando el nivel de quinta armónica excede el ajuste especificado (5th harmonic ratio) el elemento diferencial está bloqueado. La sobreexcitación inhibe el funcionamiento en una base por fase.

- **IdUnre: 10.00 IB.**

Este ajuste delimita la zona en la característica de la protección diferencial que no está condicionada a elementos de supervisión, es decir, en este nivel el relé actúa como un relé de sobrecorriente con respuesta instantánea cuando las corrientes de fallas son pasantes y muy altas.

El ajuste recomendado es 120% de la más alta falla pasante que puede aparecer en la línea protegida.

En el caso de la red Chilca Nueva–Poroma, la máxima corriente pasante calculada para una falla cercana a la barra de Chilca Nueva 500 kV es 7397 A y para una falla cercana a Poroma es 2020 A, por lo tanto el ajuste propuesto será 120% de $7397 = 8876$ amperios primarios que equivale a 8.87 IB, sin embargo, por seguridad ante fallas externas se ajusta en 10IB.

- **NegSeqDiffEn: On.**

El relé tiene como complemento para la función diferencial un elemento direccional para poder distinguir entre fallas externas o internas. El ángulo de fase de la corriente de secuencia negativa de

la terminal local se compara con el ángulo de fase de la suma de las corrientes de secuencia negativa de la terminal remota.

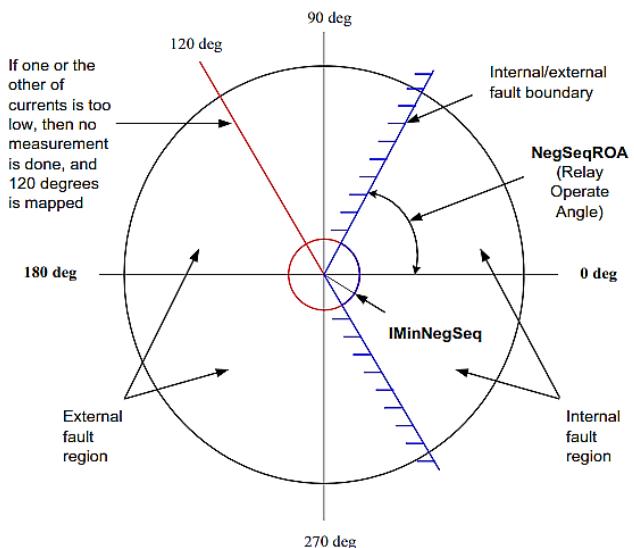


Figura 6.27: Ángulo de operación del RED670 en función de la corriente de secuencia negativa.

- **NegSeqROA: 60.0 Deg.**

Este es el ajuste del ángulo de operación del relé de secuencia negativa de la función de discriminación de fallas NegSeqDiffEn.

- **IMinNegSeq: 0.04 IB.**

Las corrientes de secuencia negativa son comparadas si están encima del valor umbral ajustado en IMinNegSeq. Si ninguna de estas sumas está debajo del umbral, no se lleva a cabo ninguna comparación.

- **ChargCurEnable: On.**

Existen capacitancias entre los conductores de las fases de una línea y entre fases y tierra. Estas capacitancias elevan la corriente de carga de la línea los cuales son vistos por la protección diferencial

como falsas corrientes. Al habilitar esta función el relé memoriza las diferencia de corrientes entre el extremo local y remoto de la línea en condiciones pre-falla y luego la utiliza para corregir la medida durante una falla en la línea.

Por tanto, es necesario habilitar la compensación de corrientes de carga por ser la línea bastante larga.

- **OpenCTEnable: On.**

Esta función bloquea la función diferencial de línea ante el evento de detección de circuito de corriente abierto.

6.1.2.2 Protección de distancia (PDIS, 21)

Según la lógica implementada en el relé, la primera zona debe estar deshabilitada cuando la comunicación por fibra óptica (para la función diferencial) entre los relés este trabajando adecuadamente. En el caso de pérdida de la fibra óptica automáticamente deberá desbloquearse la zona 1 de la función de distancia.

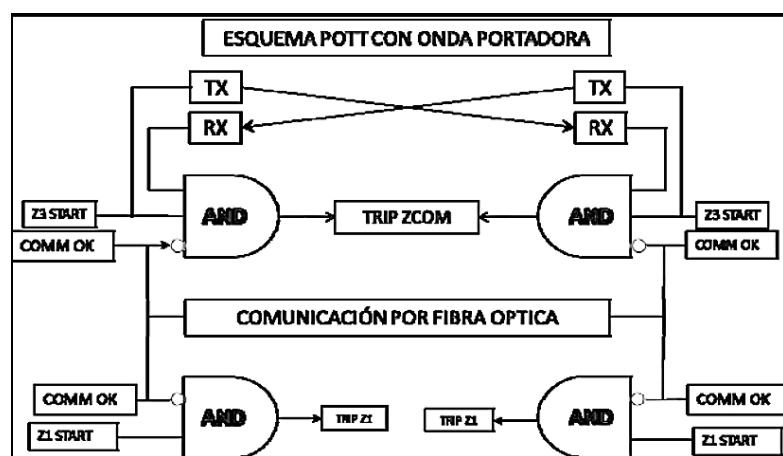


Figura 6.28: Esquema de comunicación de la línea L-5032

El relé RED670 de ABB, presenta la siguiente característica de operación para la función distancia, donde se deben asignar valores a los parámetros que definen la gráfica, los cuales serán los ajustes siguientes:

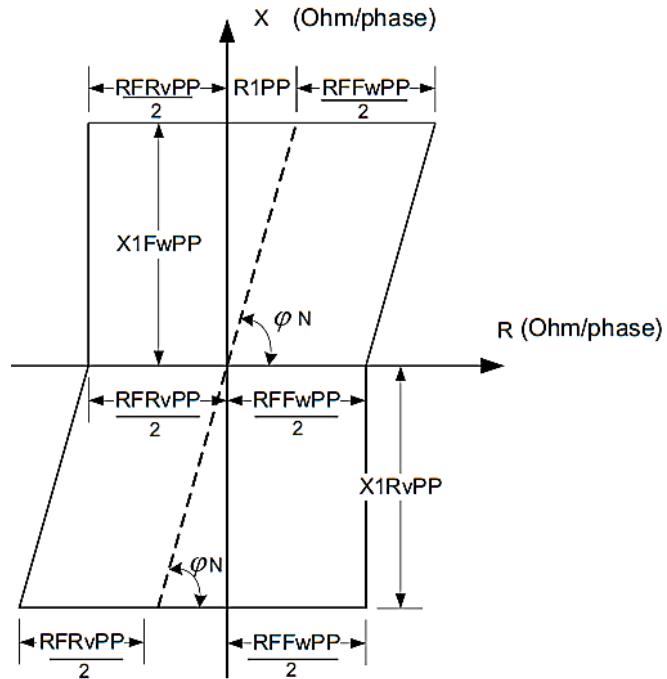


Figura 6.29: Lazo de operación del relé RED670 para mediciones fase-fase.

6.1.2.2.1 Zona 1 (ZMCPDIS: 1)

Ajustes para la zona 1, propios de la función distancia.

- **IBase: 1000A.**

Corriente nominal base, se considera el valor primario del TC de la línea.

- **UBase: 500kV**

Tensión nominal base entre fases, en este caso se utiliza el valor primario del TT de la línea.

- **OperationDir: Forward**

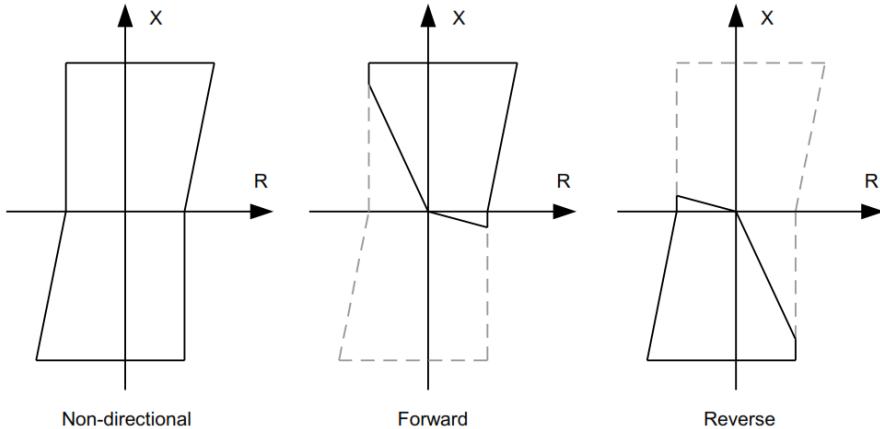


Figura 6.30: Modos de operación direccional de la zona de medición de distancia.

Entonces al elegir Forward, la zona 1 estará orientada para ver fallas hacia adelante (hacia la línea).

- **OperationPP: On**
- **X1FwPP: 104.79 ohm prim**

En este caso se considera que no está en servicio ninguno de los capacitores serie de las líneas en 500 kV, por lo tanto, se considera un ajuste del 85 % de la impedancia de la línea protegida:

$$0.85 \times 123.28 = 104.79 \text{ ohm prim.}$$

- **R1PP: 6.18 ohm prim**

Resistencia de secuencia positiva utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$0.85 \times 7.27 = 6.18 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim.**

Ajuste resistivo de fases que delimita la primera zona. De la impedancia vista se elige un alcance de 50 ohmios primarios, que traducido como ajuste en el relé corresponde:

$$\text{RFFwPP} = 2 \times \text{Alcance Deseado} = 2 \times 50 = 100$$

- **X1RvPP: 104.79 ohm prim**
Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- **Timer tPP: On**
- **tPP: 0 s**
- **OperationPE: On**
Modo de operación para alcances Fase-Tierra, activado.
- **X1FwPE: 104.79 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 6.18 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 380.76 ohm prim**
Alcance reactivo de secuencia cero: $0.85\% \times 447.96 = 380.76$ ohm prim.
- **R0PE: 137.97 ohm prim.**
Resistencia de secuencia cero utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.
 $0.85 \% \times 162.32 = 137.97$ ohm prim.
- **RFFwPE: 98.56 ohm prim**
Alcance resistivo para fallas fase-tierra que delimita la primera zona.
De la impedancia vista se elige un alcance de 50 ohm primarios, este alcance permite cubrir fallas de 50 ohmios:
$$RFPE = (1+K0) \times \text{Alcance Deseado} = (1+0.9712) \times 50 = 98.56.$$
El fabricante recomienda que se verifique que $RFFwPE < 0.8 ZLmin$, es decir, $98.56 < 0.8 \times (216.96)$, lo cual es correcto.

El ajuste para la temporización de zona 1 para fallas entre fases es instantáneo.

- **X1RvPE: 104.79 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 98.56 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPE: On**

- **tPE: 0s**

Se ajusta la temporización de zona 1 para fallas a tierra en instantáneo.

Mínima Corriente de Operación

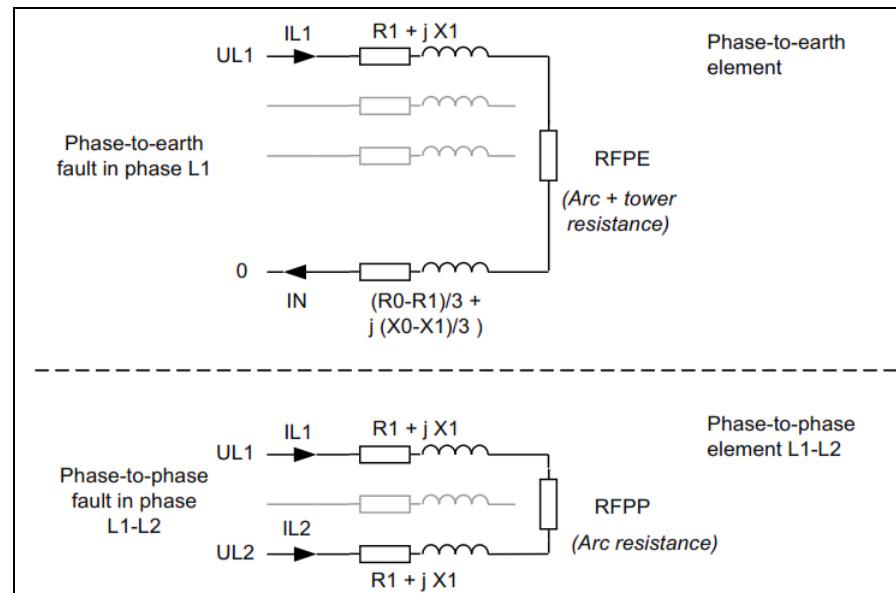


Figura 6.31: Modelos de circuitos de fallas del RED670.

- **IMinOpPP: 20%IB**

Si la magnitud de la corriente de circuito fase-fase cae debajo del 20% de la corriente Ibase, el circuito fase-fase de la figura 6.31 será bloqueado.

- **IMinOpPE: 10%IB**

Si la magnitud de la corriente del circuito fase-tierra cae debajo del 10% de la corriente Ibase, el circuito fase-tierra de la figura 6.31 es bloqueado.

- **IMinOpIN: 5%IB**

Para la Zona 1, todos los circuitos fase-fase serán bloqueados si IN es menor que el 5% de la corriente base IBase. In es la suma vectorial de las corrientes de las tres fases, es decir, la corriente residual 3Io.

6.1.2.2.2 Zona 2 (ZMCPDIS: 2)

Ajustes para la zona 2 de la función distancia.

- **Operation: On**
- **Operationir: Forward.**

La zona 2 está orientada para ver fallas hacia adelante (hacia la línea)

- **OperationPP: On**
- **X1FwPP: 147.94 ohm prim**

El ajuste cubre el 120% de la línea protegida:

$$1.20 \times 123.28 = 147.94 \text{ ohm prim}$$

- **R1PP: 8.72 ohm prim**

$$1.20 \times 7.27 = 8.72 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta igual a la zona 1, porque con el ajuste de zona 1 también se logran cubrir las fallas bifásicas con resistencia.

- **X1RvPP: 147.94 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPP: On**

- **tPP: 0.40 s**

Temporización de zona 2 para fallas entre fases de manera similar al ajuste en la línea Chilca – Carabayllo 500 kV: 400 ms.

- **OperationPE: On**

- **X1FwPE: 147.94 ohm prim**

Ajuste igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 8.72 ohm prim**

Igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 537.55 ohm prim**

$$1.20 \times 447.96 = 537.55 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 194.78 ohm prim**

$$1.20 \times 162.32 = 194.78 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPE: 108.42 ohm prim**

Alcance resistivo para fallas fase-tierra que delimita la zona 2. De la impedancia vista se elige un alcance de 55 ohm primarios, este alcance permite cubrir fallas de 50 ohmios en casi la totalidad de la línea:

$$\text{RFPE} = (1+K_0) \times \text{Alcance Deseado} = (1+0.9712) \times 55 = 108.42$$

- **X1RvPE: 147.94 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 108.42 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPE: On**

- **tPE: 0.40 s**

Se ajusta la temporización de zona 2 para fallas a tierra de manera similar al ajustado en la línea Chilca – Carabayllo 500 kV: 400 ms.

- **IMinOpPP: 20%IB**

- **IMinOpPE: 10%IB**

6.1.2.2.3 Zona 3 (ZMCPDIS: 3)

Ajustes para la zona 3, propios de la función distancia.

- **Operation: On**

- **IBase: 1000 A**

- **UBase: 500 kV**

- **OperationDir: Forward**

La zona 3 también está orientada para ver fallas hacia adelante (hacia la línea)

- **OperationPP: On**

- **X1FwPP: 192.15 ohm prim**

En este caso se ajusta hasta el 85% de la impedancia del transformador de Poroma:

$$1.00 \times 123.28 + 0.85 \times (81.02) = 192.15 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo ajustado equivale a un $192.15/123.28 = 155.86\%$ de la reactancia de la línea.

- **R1PP: 11.33 ohm prim**

$$1.5586 \times 7.27 = 11.33 \text{ ohm prim.}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 2.
- **X1RvPP: 192.15 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **Timer tPP: On**
- **tPP: 1.00 s**
Se ajusta la temporización en 1000 ms tal como están ajustados los relés de la línea L-5001 Chilca Nueva – Carabayllo.
- **OperationPE: On**
- **X1FwPE: 192.15 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 11.33 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 698.19 ohm prim**
Alcance reactivo de secuencia cero:
$$1.5586 \% \times 447.96 = 698.19 \text{ ohm prim.}$$
- **R0PE: 252.99 ohm prim**
Resistencia de secuencia cero utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.
$$1.5586 \% \times 162.32 = 252.99 \text{ ohm prim.}$$
- **RFFwPE: 108.42 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 2
- **X1RvPE: 192.15 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 108.42 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **tPE: 1.00 s**

- **IMinOpPP: 20%IB**

- **IMinOpPE: 10%IB**

6.1.2.2.4 Zona 4 (ZMCPDIS: 4)

Ajustes para la zona 4 (zona reversa), propios de la función distancia.

- **Operation: On**
- **IBase: 1000 A**
- **UBase: 500 kV**
- **OperationDir: Reverse**

La zona 5 está orientada para ver fallas hacia atrás (hacia la barra)

- **OperationPP: On**
- **X1FwPP: 65.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

Alcance reactivo ajustado equivale a un $65/123.28 = 52.73\%$ de la reactancia de la línea.

- **R1PP: 3.83 ohm prim**

$$0.5273 \times 7.27 = 3.83 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

- **X1RvPP: 65.00 ohm prim**

En este caso, se define el alcance hacia atrás como el 50% de la impedancia “vista” más corta ubicada hacia atrás, para ello tomamos como referencias las impedancias teóricas:

Reactancia Trafo Chilca Nueva 500/220 kV = 66.92 ohm prim

Reactancia Trafo. Termochilca 500/16 kV = 150.76 ohm prim

Reactancia Trafo. Fénix 500/18 kV = 208.33 ohm prim

Reactancia Línea Chilca Nueva – Carabayllo = 28.4666 ohm prim

Como se puede observar la impedancia más corta corresponde a la línea Chilca Nueva – Carabayllo 500 kV, al graficar la impedancia vista corresponde a 130 ohm (la más corta), por lo tanto se elige ajustar como el 50% de este valor: $0.50 \times 130 = 65.00$ ohm prim

Alcance reactivo ajustado equivale a un $65.00/123.28 = 52.73\%$ de la reactancia de la línea

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 1.

- **Timer tPP: On**

- **tPP: 2.0 s**

Se ajusta la temporización en 2000 ms tal como están ajustados los relés de la línea L-5001 Chilca Nueva - Carabayllo

- **OperationPE: On**

- **X1FwPE: 65.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

- **R1PE: 3.83 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 236.21 ohm prim**

$$0.5273 \times 447.96 = 236.21 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 85.59 ohm prim**

$$0.5273 \times 162.32 = 85.59 \text{ ohm prim}$$
- **RFFwPE: 98.56 ohm prim**
 Por defecto, igual que el alcance hacia atrás.
- **X1RvPE: 65.00 ohm prim**
 Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **RFRvPE: 98.56 ohm prim**
 Se ajusta igual a zona 1
- **tPE: 2.0 s**
 Se ajusta la temporización en 2000 ms tal como están ajustados los relés de la línea L-5001 Chilca Nueva – Carabayllo.
- **IMinOpPP: 20%IB**
- **IMinOpPE: 10%IB**

6.1.2.2.5 Phase Selection (FDPSPDIS)

Esta función se utiliza para seleccionar con precisión la fase o fases en falla (fase-fase o fase-tierra) en la protección de distancia, dependiendo del tipo de falla.

- **IBase: 1000 A**
 Corriente nominal, se utiliza el valor primario del TC de la línea.
- **INBlockPP: 40% Iph**
 Si la corriente 3I0 es menor a este umbral y menor al umbral INReléasePE la medición del lazo (circuito) fase-fase se habilita.
 Este valor está dado en función de la máxima corriente de fase en alguna de las tres fases.
- **INReléasePE: 20% Iph**

Si la corriente $3I_0$ es mayor a este umbral la medición del lazo (circuito) fase-tierra se habilita, está dado en función de la máxima corriente de fase en alguna de las tres fases.

- **Delimitación de carga (Load encroachment)**

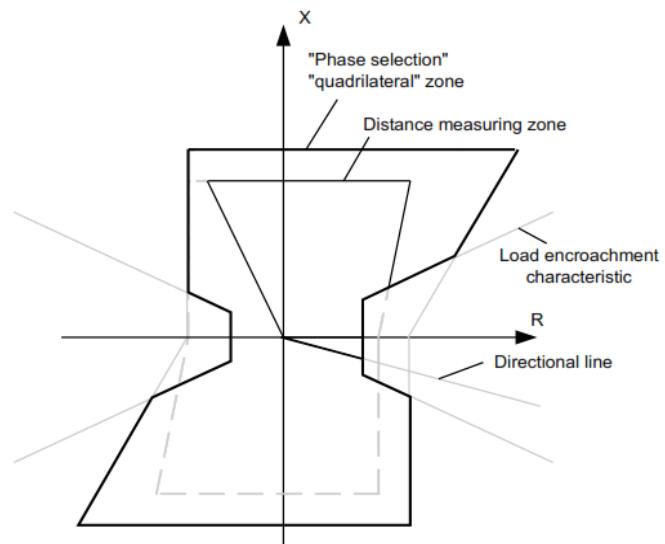


Figura 6.32: Característica de operación cuando se activa Load encroachment.

La influencia de la función de delimitación de carga reduce la característica de operación de la selección de la fase en falla (phase selection) y también la medición de zona (dependiendo de la configuración).

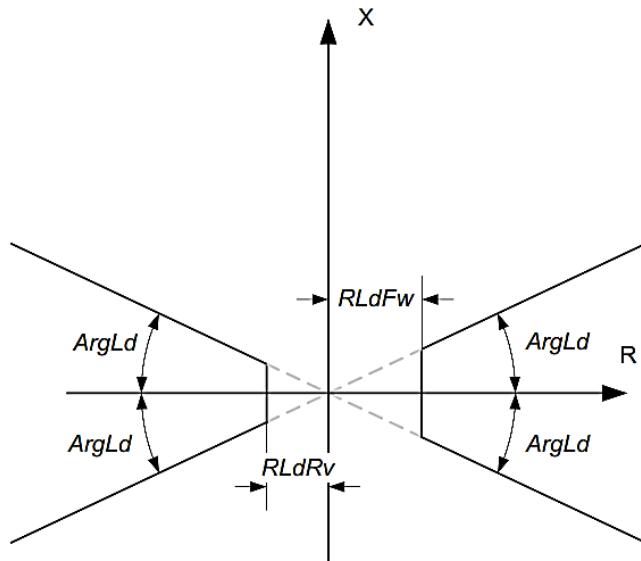


Figura 6.33: Característica de la función Load encroachment

- **RIdFw: 240 ohm prim**

El valor del alcance resistivo máximo considerando la impedancia de carga está muy por encima de los alcances resistivos propuestos, es por ello que la zona de incursión de carga se ajusta con valores altos, de tal forma que no afecten a las zonas de protección.

Aplicando un margen de seguridad de 10% el límite de impedancia de carga será calculado como sigue: $0.9x (ZL_{min})$ donde ZL_{min} es la mínima impedancia de carga y se calculará considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea (840MVA) con una caída de tensión de 10%:

$$ZL_{min} = ((0.90 \times 500)^2 / 840) = 241.07 \text{ ohm prim luego:}$$

$0.9 \times 241.07 = 216.96 \text{ ohm prim. Valor que está por debajo del valor seleccionado de 240 ohms.}$

- **RIdRv: 240 ohm prim**

- **ArgLd: 30°**

- **X1: 230.58 ohm prim**

El selector de fase debe cubrir la zona de sobrealcance más grande (Zona 3), con un margen del 20% según recomendación del fabricante.

$$1.2 \times 192.15 = 230.58 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo ajustado equivale a un $230.58/123.28 = 187\%$ de la reactancia de la línea

- **X0: 837.68 ohm prim**

$$1.87 \times 447.96 = 837.68 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 130.00 ohm prim**

Se ajusta al 130 % del máximo alcance resistivo de fases
 $1.3 \times 100 = 130 \text{ ohm prim.}$

- **RFRvPP: 130.00 ohm prim**

- **RFFwPE: 140.95 ohm prim**

Se ajusta como 120 % del máximo alcance resistivo de tierra

$$1.3 \times 108.42 = 140.95 \text{ ohm prim}$$

- **RFRvPE: 140.95 ohm prim**

- **IMinOpPP: 10% IB**

La función de selección del lazo fase-fase (con invasión de carga) se bloquea si el doble de la corriente de fase (2IA, 2IB o 2IC) es menor a este umbral. El ajuste de fábrica se considera adecuado.

- **IMinOpPE: 5% IB**

La función de selección del lazo fase-tierra se bloquea si la corriente de fase (IA, IB o IC) es menor a este umbral, por tanto, el ajuste de fábrica se considera adecuado.

6.1.2.2.6 Directional Impedance (ZDSRDIR)

Esta función determina la direccionalidad de la protección de distancia además de la activación del criterio direccional para inversión de tensión.

Se ajustan los ángulos que determinan la dirección hacia adelante, como se aprecia en la Figura 6.34, se mantienen los ajustes por defecto.

- **OperationSC: NoSeriesComp**

Para esta etapa no entrarán en servicio los bancos capacitores serie del proyecto, por lo tanto, corresponde ajustar en NoSeriesComp

- **IBase: 1000 A**
- **UBase: 500 kV**
- **IMinOpPE: 5% IB**
- **IMinOpPP: 10% IB**
- **ArgNegRes: 115°**
- **ArgDir: 15°**

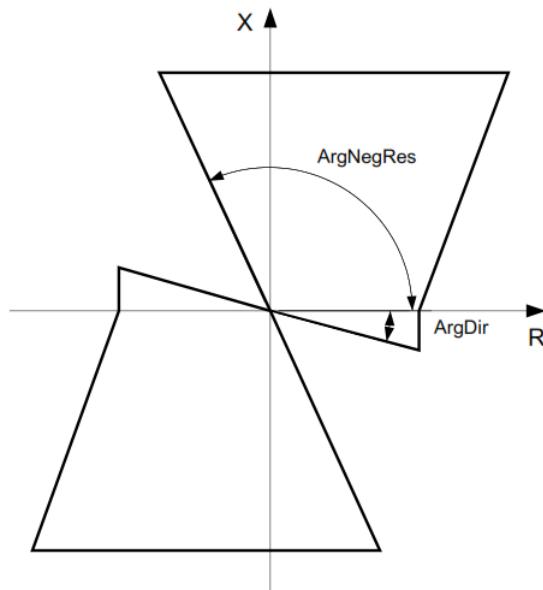


Figura 6.34: Ajuste de ángulos para determinación de fallas hacia adelante.

- **INBlockPP: 40% Iph**

Si la corriente 3I0 es menor a este umbral y menor al umbral INReleasePE la medición del lazo fase-fase se habilita, está dado en función de la máxima corriente de fase en alguna de las tres fases.

- **INReleasePE: 20% Iph**

Si la corriente 3I0 es mayor a este umbral la medición del lazo fase-tierra se habilita, está dado en función de la máxima corriente de fase en alguna de las tres fases.

- **Operation LdCh: off**

No se habilita la característica de impedancia de carga.

- **RIdFw: 240 ohm prim**

El valor del alcance resistivo máximo considerando la impedancia de carga está muy por encima de los alcances resistivos propuestos, es por ello que la zona de incursión de carga se ajusta con valores altos, de tal forma que no afecten a las zonas de protección.

Aplicando un margen de seguridad de 10% el límite de impedancia de carga será calculado como sigue: $0.9x (ZLmin)$ donde $ZLmin$ es la mínima impedancia de carga y se calculará considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea (840MVA) con una caída de tensión de 10%:

$$ZLmin = ((0.90 \times 500)^2 / 840) = 241.07 \text{ ohm prim}$$

Luego: $0.9 \times 241.07 = 216.96 \text{ ohm prim}$. Valor que está por debajo del valor seleccionado de 240 ohms.

- **RIdRv: 240 ohm prim**

- **ArgLd: 30°**

No aplica.

- **X1FwPP: 192.15 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **R1PP: 11.33 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **X1RvPP: 192.15 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **X1FwPE: 192.15 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 11.33 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0FwPE: 698.19 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **R0PE: 252.99 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **RFFwPE: 108.42 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **X1RvPE: 192.15 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **X0RvPE: 698.19 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPE: 108.42 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

6.1.2.2.7 Power Swing Detection (RPSB, 78)

Como se describió anteriormente, las oscilaciones eléctricas pueden ocurrir después de la desconexión de cargas o plantas de generación.

La función de detección de oscilación de potencia es usada para detectar oscilaciones de potencia e iniciar bloqueo de las zonas de la protección de distancia. De ocurrir una falla a tierra durante una oscilación esta función se bloqueará para permitir la eliminación de la falla.

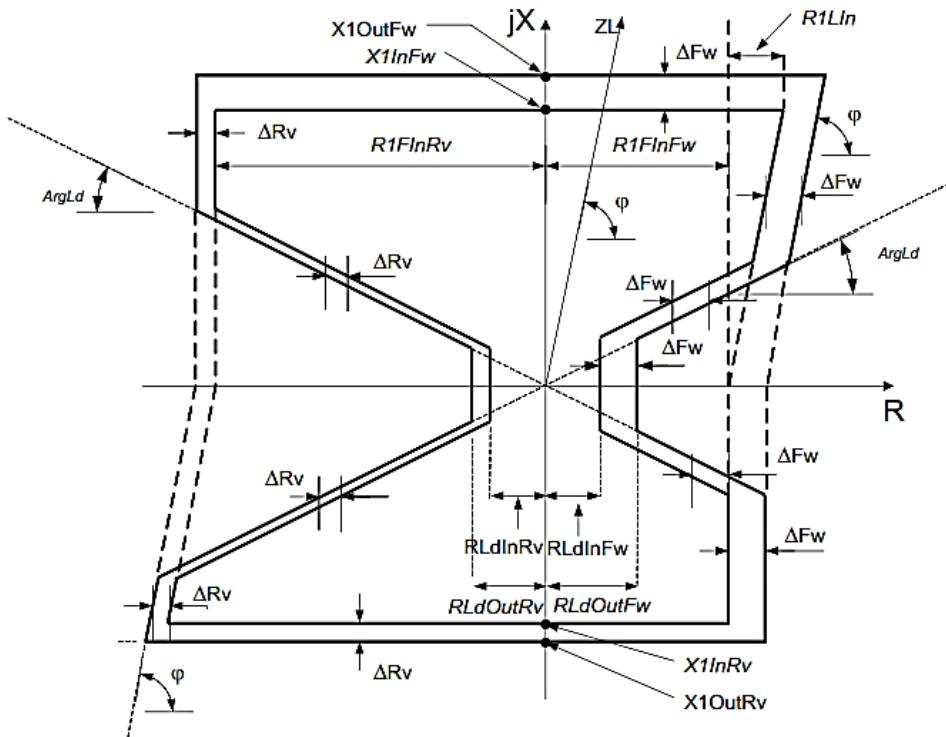


Figura 6.35: Característica de operación para la función Power Swing Detection (parámetros ajustables en letra cursiva)

- **Operation: On**

Activamos la función de bloqueo por oscilación de potencia, teniendo en consideración que en ambos extremos de la línea existe generación.

- **X1InFw: 230.58 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 120% del alcance reactivo de zona 3:

$$1.2 \times 192.15 = 230.58 \text{ ohm prim}$$

- **R1LIn: 13.59 ohm prim**

Resistencia de línea para determinar el ángulo de la característica “interior” hacia adelante.

Se ajusta en 120% la resistencia que determina la inclinación de zona 3:

$$1.2 \times 11.33 = 13.59 \text{ ohm prim}$$

- **R1FInFw: 175.00 ohm prim**

Alcance resistivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 175.00 según los resultados de las pruebas de inyección secundaria con archivos “comtrade” elaborados por el COES.

- **X1InRv: 230.58 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual que el alcance hacia adelante X1InFw: 230.58 ohm prim.

- **R1FInRv: 175.00 ohm prim**

Alcance resistivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual a R1FInFw.

- **OperationLdCh: Off**

No es necesario habilitar la característica de discriminación de carga, dado que la zona de carga se encuentra alejada.

- **RLdOutFw: 220.00 ohm prim**

Límite resistivo de la característica de carga “exterior” hacia adelante.

Aplicando un margen de seguridad de 10% el límite de impedancia de carga será calculado como sigue: $0.9x (ZLmin)$ donde $ZLmin$ es la mínima impedancia de carga y se calculará considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea (840MVA) con una caída de tensión de 10%: $ZLmin = ((0.90 \times 500)^2 / 840) = 241.07$ ohm prim luego: $0.9 \times 241.07 = 216.96$ ohm prim. Se ajusta en 220 ohm prim.

- **ArgLd: 30 Deg**

Ángulo de la característica de carga. No aplica porque no se está usando zona de discriminación de carga.

- **RLdOutRv: 220.00 ohm prim**

Límite resistivo de la característica de carga “exterior” hacia atrás.

Se ajusta igual que el alcance hacia adelante.

- **kLdRFw: 0.800**

Factor de multiplicación para la característica de carga “interior” hacia adelante a partir de la característica “exterior”. En este caso se sabe que: $KLdRFw = RLdInFw/RLdOutFw$, como no se va a usar la característica de discriminación de carga entonces $RLdInFw = R1FInFw$, entonces:

$$KLdRFw = 170.00/220 = 0.800.$$

- **kLdRFw: 0.800**

Factor de multiplicación para la característica de carga “interior” hacia atrás a partir de la característica “exterior”. En este caso se sabe que:

$KLdRRv = RLdInRv/RLdOutRv$, como no se va a usar la característica de discriminación de carga entonces $RLdInRv = R1FInRv$, entonces:

$$KLdRFw = 170.00/220 = 0.800.$$

- **tP1: 0.031 s**

Temporizador para detección de una oscilación de potencia inicial.

Este ajuste es el mínimo tiempo que tiene que permanecer la impedancia de secuencia positiva, entre las características Exterior e Interior, para que se active la señal de bloqueo por oscilación.

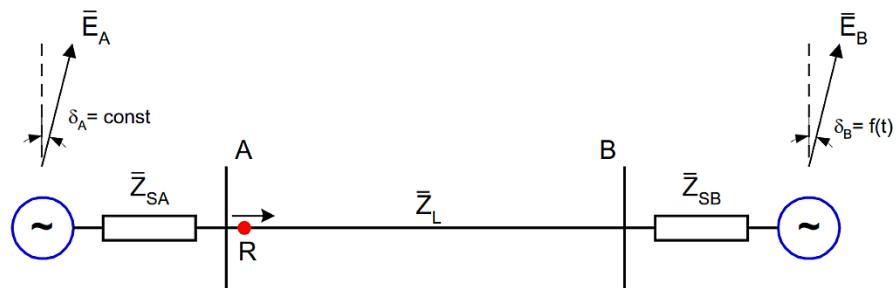


Figura 6.36: Línea protegida como parte de un sistema de dos fuentes.

$$tP1 = \frac{(\delta_{In} - \delta_{Out})}{f_{si} \cdot 360^\circ} s$$

Dónde:

$$\delta_{In} = 2 \cdot \text{atan} \frac{\bar{Z}_S/2}{RLdInFw}$$

$$\delta_{Out} = 2 \cdot \text{atan} \frac{\bar{Z}_S/2}{RLdOutFw}$$

$$\bar{Z}_S = \bar{Z}_{SA1} + \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{SB1}$$

$$\bar{Z}_S = \bar{Z}_{SA1} + \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{SB1}$$

\bar{Z}_{SA1} : Impedancia equivalente Chilca Nueva = 36.09<84.97 ohm prim.

\bar{Z}_{SB1} : Impedancia equivalente Poroma = 97.71<83.52 ohm prim

\bar{Z}_{L1} : Impedancia de la línea L1= 123.49<86.62 ohm prim

$\bar{Z}_{co} = \bar{Z}_S/2 - \bar{Z}_{SA1} = 92.52<85.31$ ohm prim, esto indica que el centro eléctrico visto desde Chilca cae en la línea protegida.

$$\bar{Z}_S = 257.22 < 85.22$$

$$\delta_{In} = 2 \cdot \text{atan} \frac{(257.22/2)}{130.10} = 89.34$$

$$\delta_{Out} = 2 \cdot \text{atan} \frac{(257.22/2)}{220.0} = 60.62$$

Considerando que la frecuencia de oscilación inicial como 2.5Hz y las subsiguientes oscilaciones de 7Hz reemplazamos.

$$tP1 = \frac{(89.34 - 60.62)}{360^\circ * 2.5} = 0.031$$

Se verifica que los ajustes dados satisfacen los requerimientos de velocidad para detección de subsiguientes oscilaciones. Este requerimiento será satisfecho si el tiempo tP2 se mantiene más alto de 10 ms.

$$\text{Delay 2 Pickup} = 2 \cdot \text{atan} \frac{(89.34 - 60.62)}{360^\circ * 7} = 0.6838 \text{ cycles}$$

0.6838 ciclos equivalen a 11.39 milisegundos, se ajusta en 0.011 segundos.

- **tP2: 0.011 s**
Temporizador para detección de una subsiguiente oscilación de potencia.
- **tW: 0.250 s**
Tiempo de espera para la activación del temporizador tP2.
- **tH: 0.500 s**
Temporizador para mantener la salida de arranque de oscilación de potencia.
- **tEF: 3.000 s**
Temporizador para sobreellegada del tiempo muerto de recierre monopolar.

- **tR1: 0.300 s**
Temporizador que se agrega al retardo para inhibir por corriente residual.
- **tR2: 2.000 s**
Temporizador que se agrega al retardo para inhibir oscilaciones muy lentas.
- **IMinOpPP: 5% IB**
- **IBase: 1000 A**

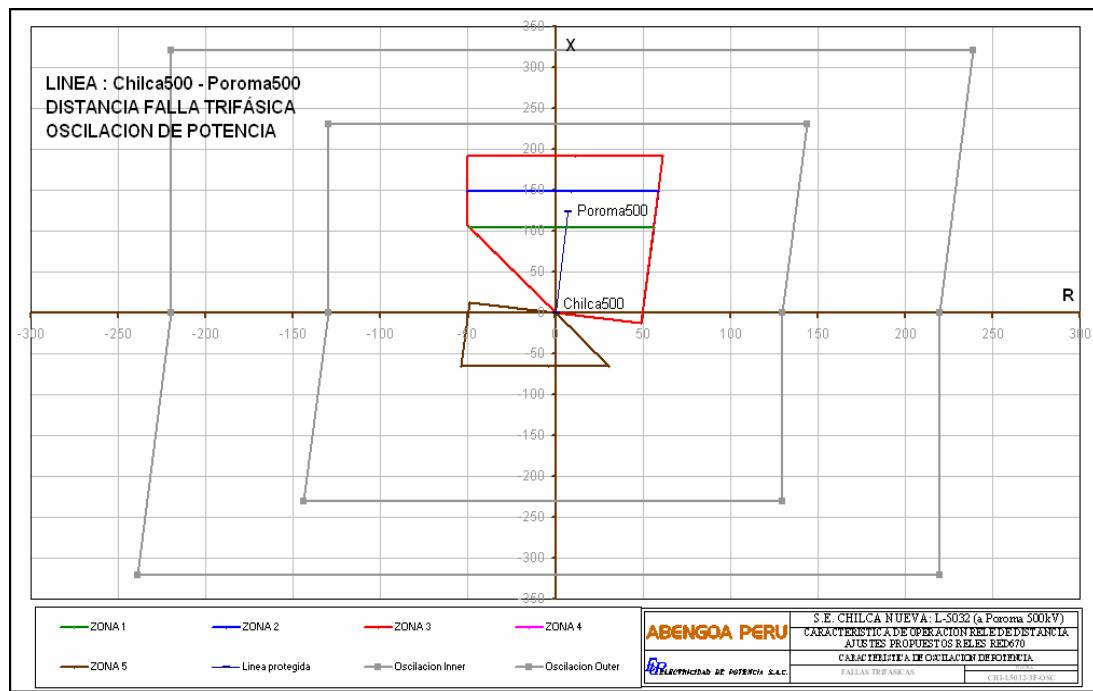


Figura 6.37: Impedancia vista para fallas trifásicas en la línea.

Con la finalidad de comprender los ajustes implementados, a continuación se presentan las impedancias vistas por los relés primario y secundario de la línea de transmisión L-5032 ubicados en la subestación Chilca, los cuales fueron obtenidos mediante simulaciones de fallas a lo largo de la línea en mención, como también en las líneas y equipos asociados al sistema de transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo.

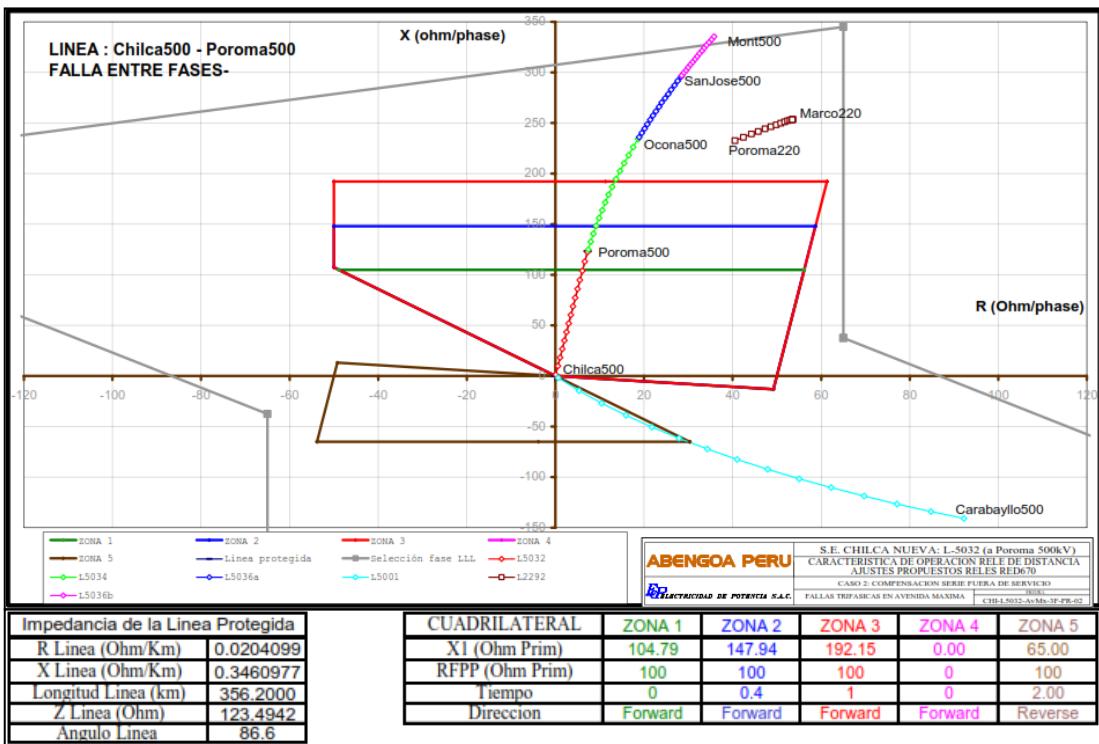


Figura 6.38: Impedancia vista para fallas trifásicas en el sistema ATS.

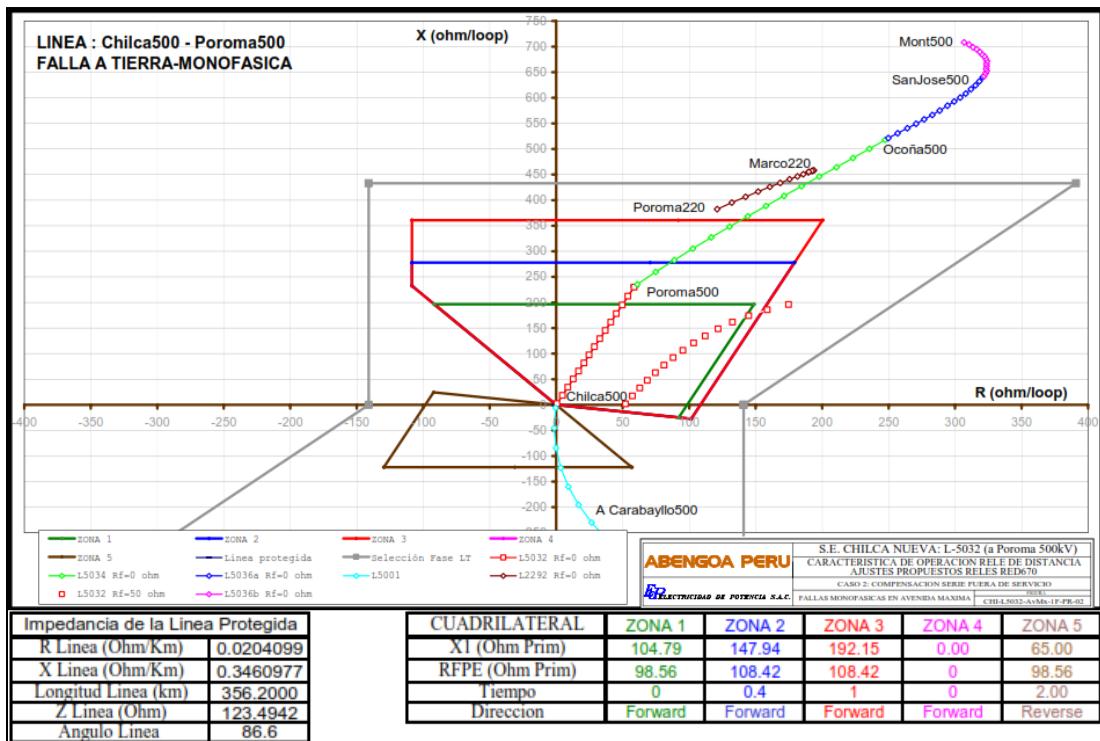


Figura 6.39: Impedancia vista para fallas bifásicas, sistema ATS.

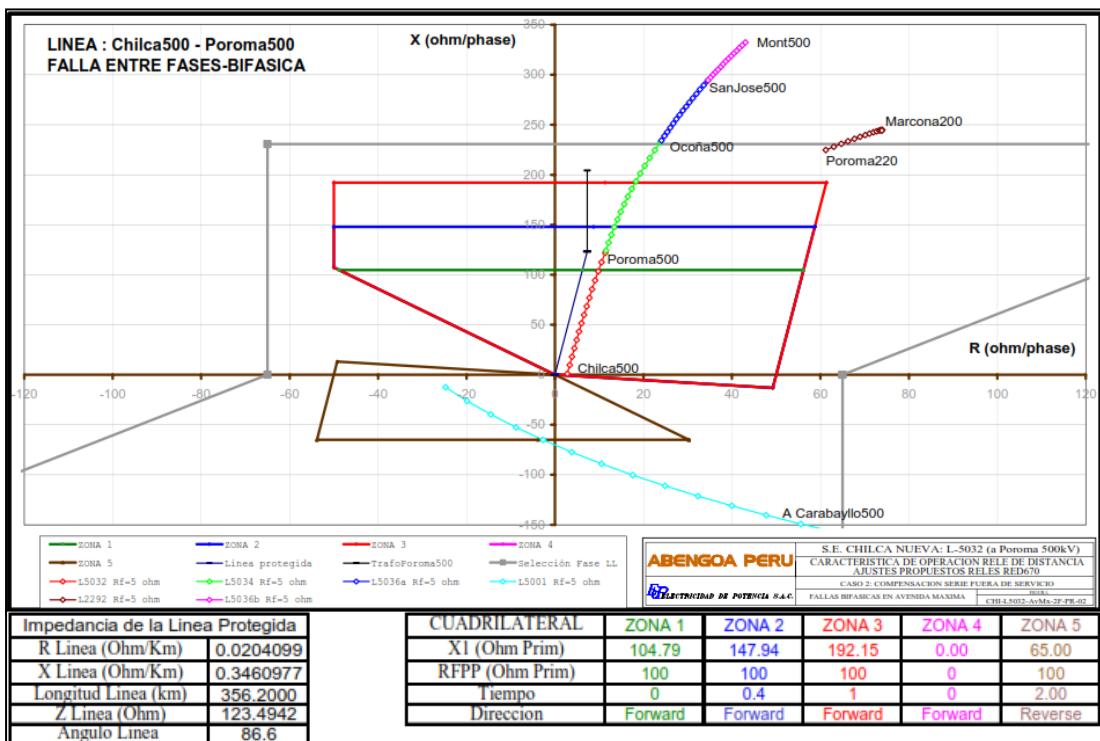


Figura 6.40: Impedancia vista para fallas monofásicas, sistema ATS.

6.1.2.2.8 Automatic Soft (PSOF)

El relé RED670 detecta automáticamente una condición de Cierre sobre Falla (SOTF) en base al cambio brusco de los niveles de corriente y tensión que se dan en un energización bajo falla, los ajustes $I_{ph}<$ y $U_{Ph}<$ sirven para indicar al relé que la línea está abierta.

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- Mode: Impedance
- $I_{ph}<20\% IB$
- $U_{Ph}<70\% UB$

6.1.2.3 Protección de Sobrecorriente

6.1.2.3.1 Phase Over Current 4step (PTOC, 51/67)

- **TOC1 – Step 1,2,3,4: Off**

Este relé no tiene habilitado funciones de sobrecorriente entre fases.

6.1.2.3.2 Residual Over Current 4step (PTOC, 51N/67N)

Se habilita una etapa direccional de falla a tierra temporizada cuyo arranque es usado en la lógica de comparación direccional cuyo disparo será trifásico definitivo.

- **Step 1: On**
- **DirMode1: Forward**
- **Characterist1: IEC – Norm. Inv.**
- **IN1>: 20% IB (200 A prim)**

Se ajusta como el 20 % de la máxima capacidad de la línea en 500kV, es decir, $0.20 \times 970 = 194$ amperios, que en función de IB sería $194/1000 = 20\%$ aproximadamente. Por otro lado la corriente medida por el relé para fallas monofásicas remotas de 100 ohmios es 481 amperios, por lo tanto la sensibilidad está asegurada.

Esta etapa será usada también para la lógica de comparación direccional cuyo arranque será incluida en la siguiente lógica propia del relé.

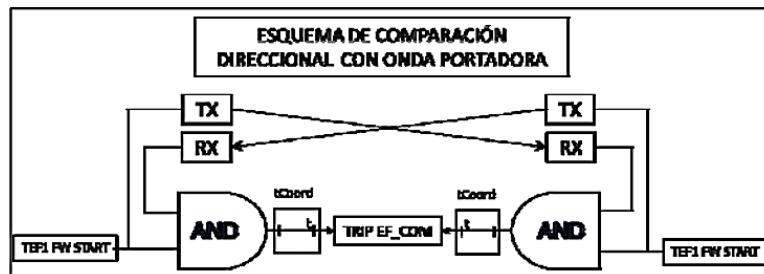


Figura 6.41: Esquema de comparación direccional.

- **t1: 0.000 s**
Retardo de tiempo independiente de la etapa 1.
- **k1: 0.22**
Multiplicador de tiempo para el retraso de tiempo dependiente, etapa 1.
- **IN1 Mult: 1.0**
Multiplicador para escalar el valor de ajuste actual para la etapa 1.
- **t1 Min: 0.000 s**
Tiempo de operación mínimo para curvas inversas, para la etapa.
- **HarmRestrain1: On**
Habilitar bloque de la etapa 1 de la restricción armónica.

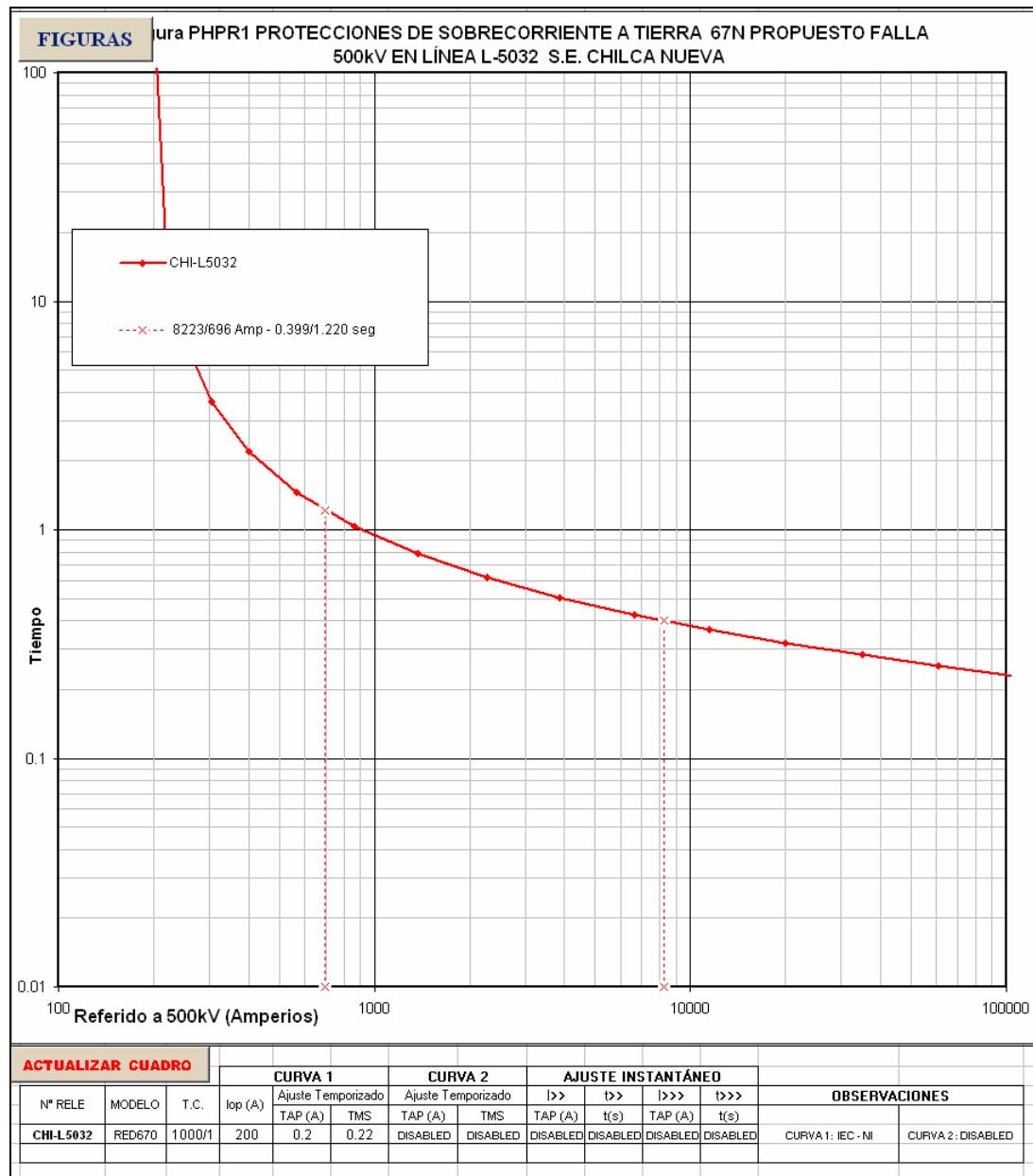


Figura 6.42: Curva de ajuste de sobrecorriente en la S.E. Chilca.

6.1.2.4 Breaker Failure (RBRF, 50BF)

La función Breaker Failure (Falla interruptor) se inicia a partir de la orden de disparo de protección, ya sea desde las funciones de protección dentro de la IED o desde dispositivos de protección externos.

La señal de inicio puede ser de fase selectiva o general (para las tres fases). Señales de arranque selectivas de fase permiten la función de “re-trip” unipolar. Esto significa que se realiza un segundo intento para abrir el interruptor. El intento de “re-trip” se puede hacer después de un retraso de tiempo establecido.

- **Operation: On**

Se activa esta función para efectuar disparo en las 2 bobinas del interruptor.

- **I_{Base}: 970 A**

Se utiliza como corriente base la corriente nominal de las líneas en 500 kV que corresponden a 970 amperios.

- **FunctionMode: Current**

La supervisión de la función se lleva a cabo mediante la medición de la corriente medida en la línea.

- **BuTripMode: 1 out of 3**

Al menos una corriente de las tres fases debe ser alta para indicar el estado de falla interruptor.

- **RetripMode: Retrip Off**

Este ajuste impide que se emita un segundo disparo a la misma bobina del interruptor.

- **I_{P>}: 62 %I_B**

Umbral de corriente de fase para arrancar la protección de falla interruptor.

Considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea 840MVA con una caída de tensión de 10% equivale a 1078 amperios.

La mínima corriente en el extremo remoto es 1242 amperios.

En este caso se elige ajustar como el 50% de la mínima corriente de falla: 600 amperios que equivale a $600/970 = 0.618$.

- **IN>: 20 %IB**

Umbral de corriente residual para arrancar la protección de falla interruptor. Se ajusta como el 20% de la corriente nominal de la línea.

- **t1: 0.000 s**

No es necesario ajustar porque no se activó el retrip.

- **t2: 0.150 s**

Temporización para emitir un disparo de respaldo hacia los interruptores remotos más cercano.

Se temporiza en 150 ms tal que este tiempo es superior a la suma de: tiempo de operación del interruptor, tiempo de reset de la protección de falla interruptor y un margen de error.

- **t2MPh: 0.150 s**

A diferencia de "t2" este ajuste es usado para fallas entre fases. Se ajusta igual a t2.

- **tPulse: 0.200 s**

Duración del pulso de la función de falla interruptor. Este ajuste deberá ser más grande que el tiempo crítico de despeje de los interruptores.

6.1.2.5 Protección de Tensión

6.1.2.5.1 Two Step Undervoltage Protection (PTUV, 27)

Esta función no está activa para no causar interferencia con el esquema temporal de disparo de reactores propuesto por el COES.

6.1.2.5.2 Two Step Overvoltage Protection (PTOV, 59)

Esta función no está activa para no causar interferencia con el esquema temporal de disparo de reactores propuesto por el COES.

6.1.2.6 Esquema de Comunicación

6.1.2.6.1 Scheme Communication (PSCH, 85) ECPSCH

Las protecciones de distancia de ambos extremos de la línea de transmisión no pueden brindar selectividad absoluta para fallas en el 100% de la línea (zona 2), a menos que se intercambien señales entre relés mediante esquemas de comunicación conocidos como teleprotección.

En el relé RED670 se habilita el esquema de teleprotección POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip / Disparo Transferido con Sobrealcance) en zona 2.

- Operation: On
- SchemeType: Permissive OR

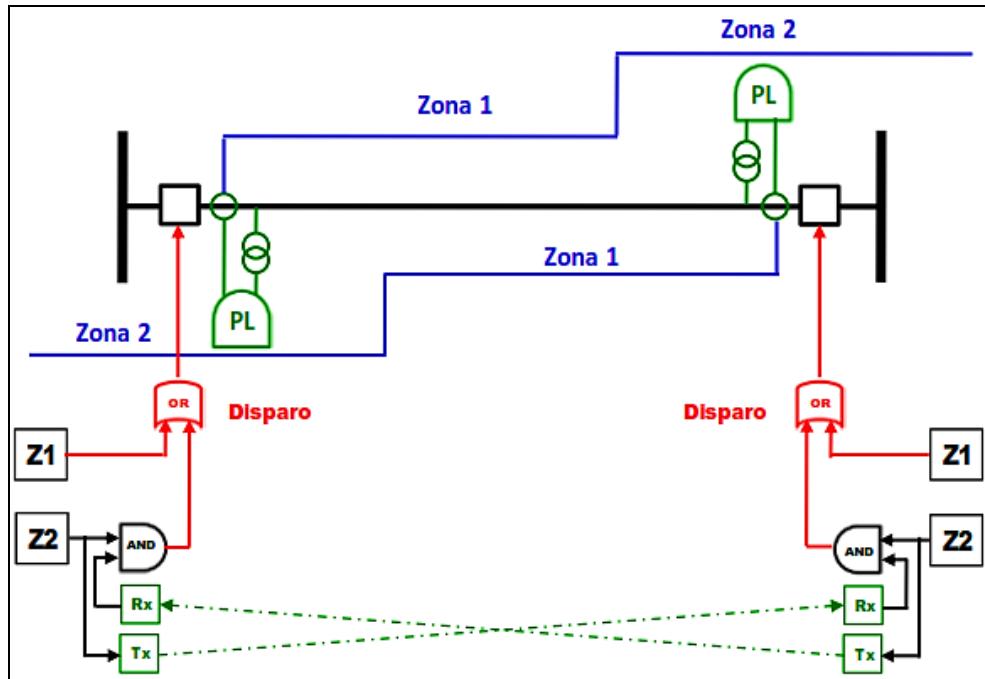


Figura 6.43: Esquemas de teleprotección POTT simplificado.

6.1.2.6.2 Scheme Communication (PSCH, 85) EFC1

Se activa la función de sobrecorriente direccional de tierra en comparación direccional.

- Operation: On

6.1.2.7 Control

6.1.2.7.1 Synchronizing (RSYN, 25)

- Operation: On

Función de sincronización activada.

6.1.2.7.2 Autorecloser (RREC, 79) AR01

Se habilita un solo recierre monopolar.

- Operation: On
 - NoOfShots: 1

Solo se activa un recierre.

- **ARMode: 1ph+1*2ph**
- **StartByCBOpen: Off**
Se activaría si el recierre fuera inicializado por la posición interruptor abierto.
- **CBAuxContType: NO**
“NO” indica que el tipo de contacto auxiliar del interruptor es Normalmente Abierto.
- **CBReadyType: OCO**
- **Tipo de interruptor (CO ó OCO)**
- **t1 1Ph: 0.60**
Tiempo muerto para el primer recierre monofásico, donde cuando no se tiene compensación serie el tiempo muerto de recierre se reduce de 950 ms a 600 ms.
- **tReclaim: 60.00 s**
- **tSync: 30.00**
Máximo tiempo de espera para sincrocheck
- **tInhibit: 5.000 s**
- **tTrip: 0.200 s**
Máxima duración del pulso de disparo.
- **tAutoContWait: 2.000 s**
Tiempo de espera después del comando de cierre antes de continuar con el siguiente disparo.
- **UnsucCIByCBChk: NoCBCCheck**
Señal de cierre no exitosa obtenida al chequear la posición del interruptor.
- **tWaitForMaster: 60.00 s**

6.1.3 Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Poroma

Como se sabe, la línea cuenta con protección en ambas subestaciones, por lo que a continuación se describirán los ajustes para el relé también ABB RED670 en la subestación Poroma.

En los ajustes para el relé de la S.E. Chilca se detallaron cada uno de los ajustes, a continuación de considerarán solo los valores para los ajustes, salvo los que requieran mayor explicación.

6.1.3.1 Protección Diferencial

- IBase: 1000
- IdMin: 1.20 IB
- IdMinHigh: 1.50 IB.
- tIdMinHigh: 1.00s.
- EndSection1: 1.25 IB.
- EndSection2: 3.00 IB.
- SlopeSection2: 40.0%.
- SlopeSection3: 80.0%.
- I2/I1Ratio: 12.0 %.
- I5/I1Ratio: 15.0%.
- IdUnre: 10.00 IB.

Este ajuste delimita la zona en la característica de la protección diferencial que no está condicionada a elementos de supervisión, es decir, en este nivel el relé actúa como un relé de sobrecorriente con respuesta instantánea cuando las corrientes de fallas son pasantes y muy altas.

El ajuste recomendado es 120% de la más alta falla pasante que puede aparecer en la línea protegida.

En el caso de la red Chilca Nueva – Poroma, la máxima corriente pasante calculada para una falla cercana a la barra de Chilca Nueva 500 kV es 915 amperios y para una falla cercana a Poroma es 1274, por lo tanto el ajuste propuesto será 120% de 1274 = 1528.8 amperios primarios que equivale a 1.53 IB, por seguridad ante fallas externas ajustamos en 5IB.

- NegSeqDiffEn: On.
- NegSeqROA: 60.0 Deg.

Este es el ajuste del ángulo de operación del relé de secuencia negativa de la función de discriminación de fallas NegSeqDiffEn.

- IMinNegSeq: 0.04 IB.
- ChargCurEnable: On.
- OpenCTEnable: On.

6.1.3.2 Protección de distancia (PDIS, 21)

6.1.3.2.1 Zona 1 (ZMCPDIS: 1)

- IBase: 1000A
- UBase: 500kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- X1FwPP: 104.79 ohm prim
- R1PP: 6.18 ohm prim
- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- X1RvPP: 104.79 ohm prim

- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- Timer tPP: On
- tPP: 0 s
- OperationPE: On
- X1FwPE: 104.79 ohm prim
- R1PE: 6.18 ohm prim
- X0PE: 380.76 ohm prim
- R0PE: 137.97 ohm prim
- RFFwPE: 98.56 ohm prim
- X1RvPE: 104.79 ohm prim
- RFRvPE: 98.56 ohm prim
- Timer tPE: On
- tPE: 0 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB
- IMinOpIN: 5%IB

6.1.3.2.2 Zona 2 (ZMCPDIS: 2)

- Operation: On
- Operationir: Forward
- OperationPP: On
- X1FwPP: 147.94 ohm prim
- R1PP: 8.72 ohm prim
- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- X1RvPP: 147.94 ohm prim

- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- Timer tPP: On
- tPP: 0.40 s
- OperationPE: On
- X1FwPE: 147.94 ohm prim
- R1PE: 8.72 ohm prim
- X0PE: 537.55 ohm prim
- R0PE: 194.78 ohm prim
- RFFwPE: 108.42 ohm prim
- X1RvPE: 147.94 ohm prim
- RFRvPE: 108.42 ohm prim
- Timer tPE: On
- tPE: 0.40 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB

6.1.3.2.3 Zona 3 (ZMCPDIS: 3)

Ajustes para la zona 3, propios de la función distancia.

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 251.43 ohm prim**

En este caso se ajusta hasta el 85% de la impedancia del transformador de Termochilca:

$$1.00 \times 123.28 + 0.85 \times (150.76) = 251.43 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo ajustado equivale a un $251.43/123.28 = 203.95\%$ de la reactancia de la línea.

- **R1PP: 14.83 ohm prim**

$$2.0395 \times 7.27 = 14.83 \text{ ohm prim.}$$

- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 251.43 ohm prim**

Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia delante.

- RFRvPP: 100.00 ohm prim

- Timer tPP: On

- tPP: 1.00 s

- OperationPE: On

- **X1FwPE: 251.43 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 14.83 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 913.61 ohm prim**

Alcance reactivo de secuencia cero:

$$2.0395 \% \times 447.96 = 913.61 \text{ ohm prim.}$$

- **R0PE: 331.05 ohm prim**

Resistencia de secuencia cero utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$2.0395 \% \times 162.32 = 331.05 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPE: 108.42 ohm prim
- **X1RvPE: 251.43 ohm prim**
Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- RFRvPE: 108.42 ohm prim
- tPE: 1.00 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB

6.1.3.2.4 Zona 4 (ZMCPDIS: 4)

Ajustes para la zona 4 (zona reversa) propios de la función distancia.

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Reverse
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 45.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

- **R1PP: 2.65 ohm prim**

$$0.365 \times 7.27 = 2.65 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 45.00 ohm prim**

En este caso, debido a la complejidad de la red eléctrica en estudio definimos el alcance hacia atrás como el 50% de la impedancia “vista” más corta ubicada hacia atrás, para ello tomamos como referencias las impedancias teóricas:

Reactancia Transf. Poroma 500/220 kV = 80 ohm prim

Reactancia línea Poroma - Ocoña = 91.52 ohm prim

Como se puede observar la impedancia más corta corresponde al transformador de Poroma, al graficar la impedancia vista se observa que la impedancia más corta corresponde a la línea a Ocoña, por lo tanto elegimos ajustar como el 50% de este valor: $0.50 \times 91.52 = 45.76$ ohm prim. Elegimos ajustar en 45 ohm prim.

Alcance reactivo ajustado equivale a un $45.00/123.28 = 36.50\%$ de la reactancia de la línea.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 1.

- Timer tPP: On
- tPP: 2.0 s
- OperationPE: On
- **X1FwPE: 45.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia atrás.

- **R1PE: 2.65 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 163.51 ohm prim**

$$0.365 \times 447.96 = 163.51 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 59.25 ohm prim**

$$0.365 \times 162.32 = 59.25 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPE: 98.56 ohm prim**

Igual que a zona 1.

- **X1RvPE: 45.00 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- RFRvPE: 98.56 ohm prim
- tPE: 2.0 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB

6.1.3.2.5 Phase Selection (FDPSPDIS)

- **IBase: 1000 A**
- **INBlockPP: 40% Iph**
- **INReleasePE: 20% Iph**
- **RIdFw: 240 ohm prim**
- **RIdRv: 240 ohm prim**
- **ArgLd: 30°**
- **X1: 301.72 ohm prim**

El selector de fase debe cubrir la zona de sobrealcance más grande (Zona 3), con un margen del 20% según recomendación del fabricante.

$$1.2 \times 251.43 = 301.72 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo ajustado equivale a un $301.72.58/123.28 = 2.45\%$ de la reactancia de la línea

- **X0: 1097.50 ohm prim**

$$2.45 \times 447.96 = 1097.50 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 130.00 ohm prim
- RFRvPP: 130.00 ohm prim
- RFFwPE: 140.95 ohm prim
- RFRvPE: 140.95 ohm prim

- IMinOpPP: 10% IB
- IMinOpPE: 5% IB

6.1.3.2.6 Directional Impedance (ZDSRDIR)

- OperationSC: NoSeriesComp
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- IMinOpPE: 5% IB
- IMinOpPP: 10% IB
- ArgNegRes: 115°
- ArgDir: 15°
- INBlockPP: 40% Iph
- INReleasePE: 20% Iph
- Operation LdCh: off
- RldFw: 240 ohm prim
- RldRv: 240 ohm prim
- ArgLd: 30°
- **X1FwPP: 251.43 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 3.

- **R1PP: 14.83 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**
- **X1RvPP: 251.43 ohm prim**
Igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
- **X1FwPE: 251.43 ohm prim**

- Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 14.83 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0FwPE: 913.61 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **R0PE: 331.05 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **RFFwPE: 108.42 ohm prim**
- **X1RvPE: 251.43 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **X0RvPE: 913.61 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPE: 108.42 ohm prim**

6.1.3.2.7 Power Swing Detection (RPSB, 78)

- Operation: On
- **X1InFw: 301.72 ohm prim**
Límite reactivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 120% del alcance reactivo de zona 3:

$$1.2 \times 251.43 = 301.72 \text{ ohm prim}$$

- **R1LIn: 17.80 ohm prim**
Resistencia de línea para determinar el ángulo de la característica “interior” hacia adelante.
Se ajusta en 120% la resistencia que determina la inclinación de zona 3:

$$1.2 \times 14.33 = 17.80 \text{ ohm prim}$$

- R1FlnFw: 130.10 ohm prim
- **X1InRv: 301.72 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual que el alcance hacia adelante X1InFw.

- **R1FlnRv: 130.10 ohm prim**

Alcance resistivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual a R1FlnFw.

- OperationLdCh: Off
- RLdOutFw: 220.00 ohm prim
- ArgLd: 30 Deg
- RLdOutRv: 220.00 ohm prim
- **kLdRFw: 0.591**

Factor de multiplicación para la característica de carga “interior” hacia adelante a partir de la característica “exterior”. En este caso se sabe que: $KLdRFw = RLdInFw/RLdOutFw$, como no se va a usar la característica de discriminación de carga entonces $RLdInFw = R1FlnFw$, entonces:

$$KLdRFw = 130.1/220 = 0.591.$$

- **kLdRFw: 0.591**

Factor de multiplicación para la característica de carga “interior” hacia atrás a partir de la característica “exterior”. En este caso se sabe que: $KLdRRv = RLdInRv/RLdOutRv$, como no se va a usar la característica de discriminación de carga entonces $RLdInRv = R1FlnRv$, entonces:

$$KLdRFw = 130.1/220 = 0.800.$$

- tP1: 0.031 s

- $tP2$: 0.011 s
- tW : 0.250 s
- tH : 0.500 s
- tEF : 3.000 s
- $tR1$: 0.300 s
- $tR2$: 2.000 s
- $I_{MinOpPP}$: 5% I_B
- I_{Base} : 1000 A

Al igual que para el caso de los relés de la línea L-5032 en la S.E. Chilca, a continuación se presentan las impedancias vistas por los relés de la línea en mención ubicados en la S.E. Poroma:

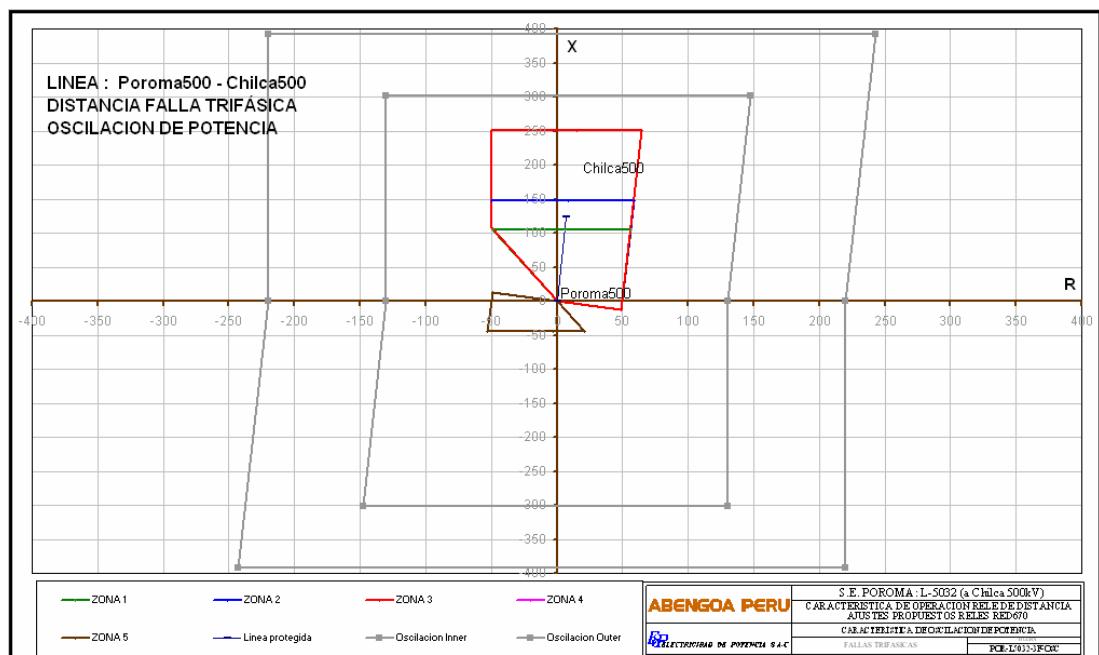


Figura 6.44: Impedancia vista de la línea L-5032 para fallas trifásicas.

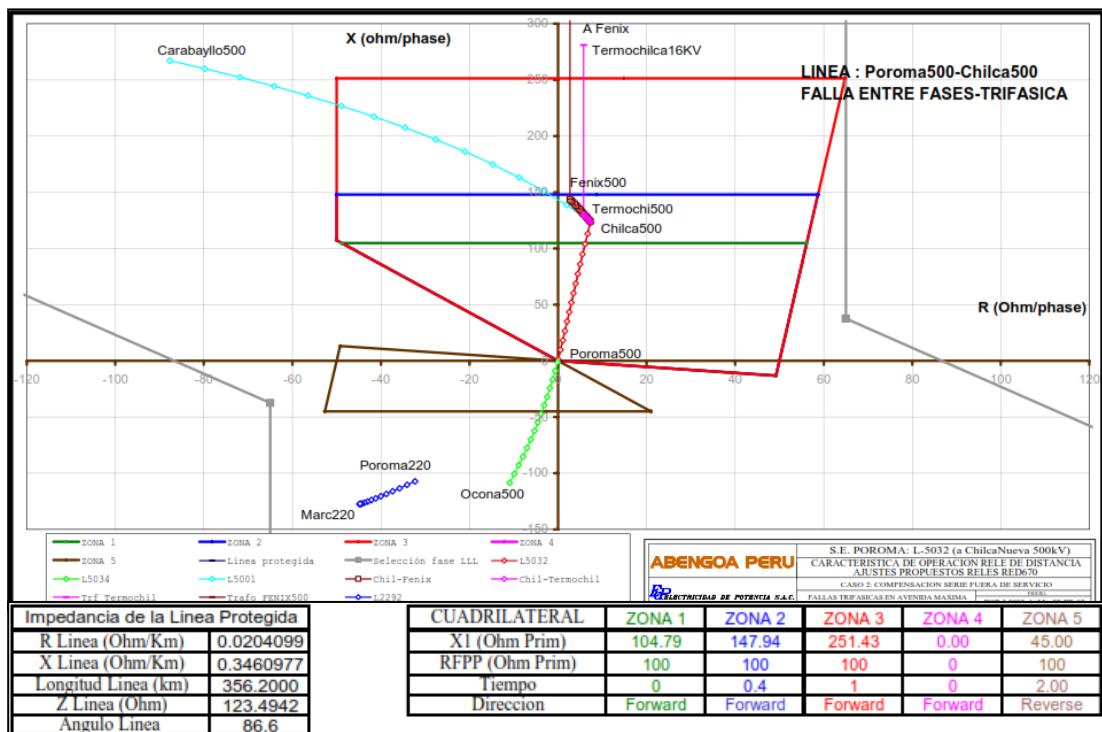
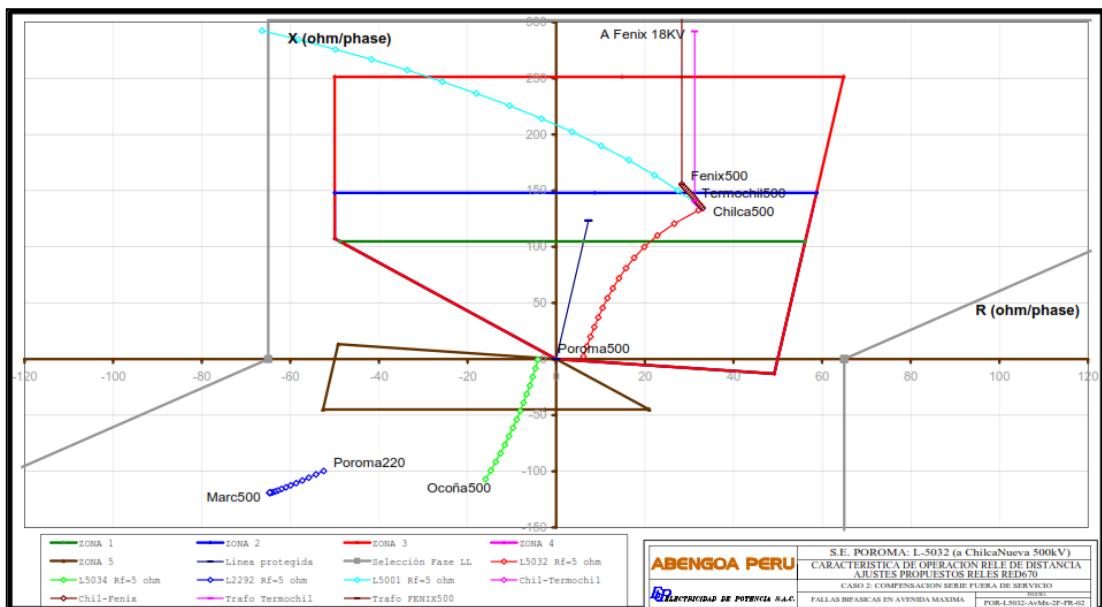


Figura 6.45: Impedancia vista para fallas trifásicas, en el sistema de ATS.



| Impedancia de la Línea Protegida | CUADRILATERAL | ZONA 1 | ZONA 2 | ZONA 3 | ZONA 4 | ZONA 5 |
|----------------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| R Línea (Ohm/Km) | X1 (Ohm Prim) | 104.79 | 147.94 | 251.43 | 0.00 | 45.00 |
| X Línea (Ohm/Km) | RFPP (Ohm Prim) | 100 | 100 | 100 | 0 | 100 |
| Longitud Línea (km) | Tiempo | 0 | 0.4 | 1 | 0 | 2.00 |
| Z Línea (Ohm) | Dirección | Forward | Forward | Forward | Forward | Reverse |
| Angulo Línea | | | | | | |

Figura 6.46: Impedancia vista para fallas trifásicas, en ATS.

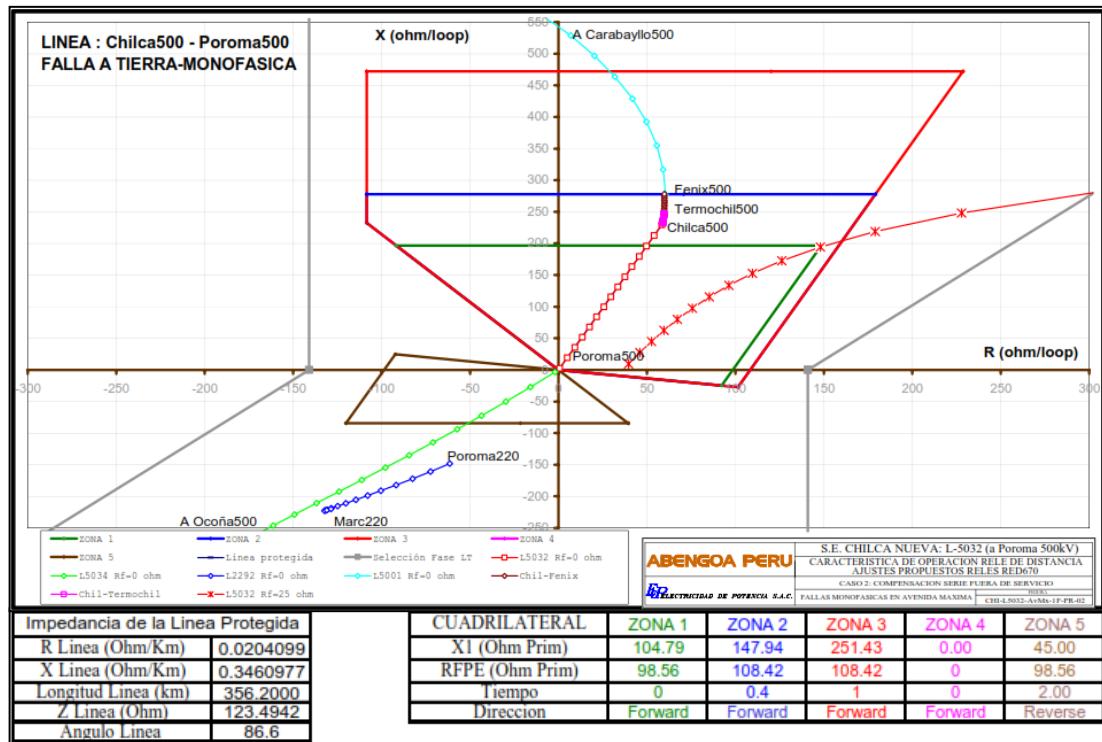


Figura 6.47: Impedancia vista para fallas trifásicas, en el sistema ATS.

Se debe notar la diferencia de las impedancias vistas por los relés de protección ubicados en ambos extremos de la línea, puesto que de ello depende el ajuste de las zonas de protección para los relés de ambos extremos.

6.1.3.2.8 Automatic Soft (PSOF)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- Mode: Impedance
- Iph<20% IB
- UPh<70% UB

6.1.3.3 Protección de Sobrecorriente

6.1.3.3.1 Phase Over Current 4step (PTOC, 51/67)

- **TOC1 – Step 1,2,3,4: Off**

Este relé no tiene habilitado funciones de sobrecorriente entre fases.

6.1.3.3.2 Residual Over Current 4step (PTOC, 51N/67N)

- Step 1: On.
- DirMode1: Forward
- Characterist1: IEC – Norm. Inv.
- IN1>: 20% IB (200 A prim)
- t1: 0.000 s
- **k1: 0.17**

Multiplicador de tiempo para el retraso de tiempo dependiente, etapa 1.

- IN1 Mult: 1.0
- t1 Min: 0.000 s
- HarmRestrain1: On

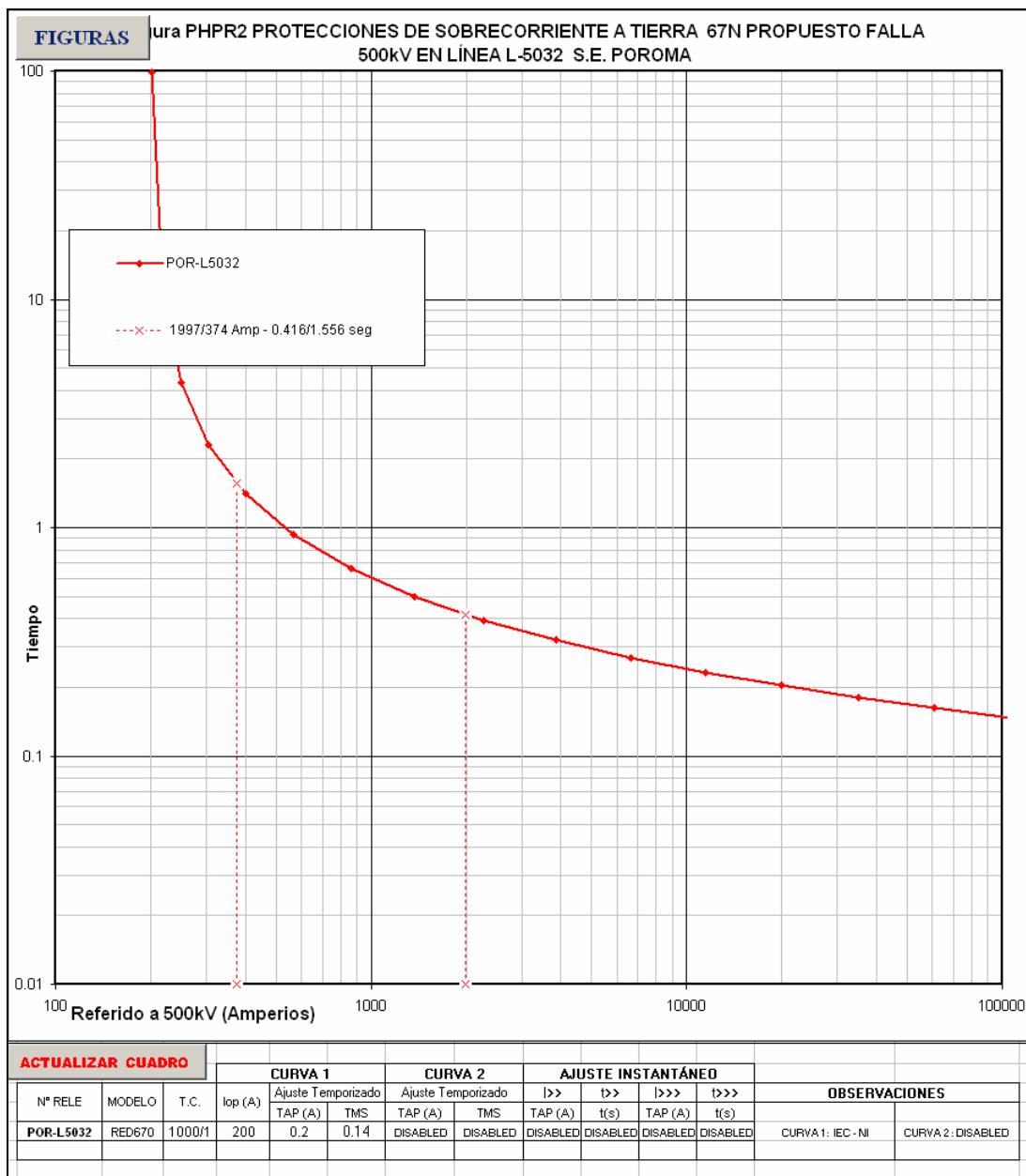


Figura 6.48: Curva de ajuste de sobrecorriente en S.E. Poroma.

6.1.3.4 Breaker Failure (RBRF, 50BF)

- Operation: On
- IBase: 970 A
- FunctionMode: Current
- BuTripMode: 1 out of 3

- RetripMode: Retrip Off
- **IP>: 20 %IB**

Umbral de corriente de fase para arrancar la protección de falla interruptor.

Considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea 840MVA con una caída de tensión de 10% equivale a 1078 amperios.

La mínima corriente en el extremo remoto es 402 amperios.

En este caso se elige ajustar como el 50% de la mínima corriente de falla: 200 amperios que equivale a $200/970 = 0.206$.

- **IN>: 10 %IB**

Umbral de corriente residual para arrancar la protección de falla interruptor. Se ajusta como el 10% de la corriente nominal de la línea.

- t1: 0.000 s
- t2: 0.150 s
- t2MPh: 0.150 s
- tPulse: 0.200 s

6.1.3.5 Protección de Tensión

6.1.3.5.1 Two Step Undervoltage Protection (PTUV, 27)

Esta función no está activa para no causar interferencia con el esquema temporal de disparo de reactores propuesto por el COES.

6.1.3.5.2 Two Step Overvoltage Protection (PTOV, 59)

Esta función no está activa para no causar interferencia con el esquema temporal de disparo de reactores propuesto por el COES.

6.1.3.6 Esquema de Comunicación

6.1.3.6.1 Scheme Communication (PSCH, 85) ECPSCH

En el relé RED670 se habilita el esquema de teleprotección POTT.

- Operation: On
- SchemeType: Permissive OR

6.1.3.6.2 Scheme Communication (PSCH, 85) EFC1

Se activa la función de sobrecorriente direccional de tierra en comparación direccional.

- Operation: On

6.1.3.7 Control

6.1.3.7.1 Synchronizing (RSYN, 25)

- **Operation: On**

Función de sincronización activada.

6.1.3.7.2 Autorecloser (RREC, 79) AR01

Se habilita un solo recierre monopolar.

- Operation: On
- NoOfShots: 1
- ARMode: 1ph+1*2ph
- StartByCBOpen: Off
- CBAuxContType: NO
- CBReadyType: OCO
- Tipo de interruptor (CO ó OCO)
- t1 1Ph: 0.60

- tReclaim: 60.00 s
- **tSync: 30.00**
Máximo tiempo de espera para sincrocheck
- tInhibit: 5.000 s
- tTrip: 0.200 s
- tAutoContWait: 2.000 s
- UnsucCIByCBChk: NoCBCheck
- tWaitForMaster: 60.00 s

6.2 MODIFICACIONES EN LOS AJUSTES DE LOS RELÉS CON BCS

6.2.1 Influencia del BCS en las Principales Funciones de Protección

En el capítulo 5, se describió que el objetivo de la compensación en serie es la reducción aparente de la reactancia de la línea, con el propósito de obtener beneficios tales como mejorar la estabilidad del sistema de energía y aumentar la capacidad de carga de una línea de transmisión.

Esta reducción “aparente” es consecuencia de los valores de tensión y corriente medidos por el TC y el TT cuando el BCS es conectado en serie.

Entonces, de la descripción anterior, se conoce que los condensadores en serie influyen en la magnitud y la dirección de las corrientes de falla en redes compensadas en serie y por consiguiente estos parámetros influyen en los ángulos de fase de voltajes medidos en diferentes puntos de las redes compensadas en serie como también en el

desempeño de las diferentes funciones de protección, que tienen su operación basada en las propiedades de medición de fasores de tensión y corriente.

Por lo tanto, debido a esta reducción aparente de la reactancia de la línea, en muchos casos es necesario corregir los ajustes considerados sin la implementación del BCS, puesto que la conexión en serie del banco de condensadores con la línea de transmisión, influye en las características de transmisión y por ende en los algoritmos de protección, principalmente en la protección de distancia.

A continuación se presentan las influencias que conlleva implementar bancos de compensación conectados en serie con la línea de transmisión.

6.2.1.1 Inversión de tensión

La figura 6.49 representa parte de una línea compensada en serie con reactancia X_{L1} entre el punto del IED y la falla en el punto F de la línea compensada en serie, donde la medición de la tensión está en el lado de la barra, el condensador serie ubicado entre el punto del IED y el punto de falla en la línea protegida. La figura 6.50 muestra los diagramas fasoriales correspondientes para los casos con condensador en serie bypassado y totalmente insertado.

La distribución de tensión en la línea compensada fallada (sin pérdidas) desde el punto de falla F a la barra es linealmente dependiente de

la distancia desde la barra, si no hay condensador incluido en el esquema (tal como se muestra en la figura 6.49). La tensión medida en la barra U_M es igual a la caída de tensión ΔU_L en la línea fallada y la corriente I_M se retrasa 90 grados eléctricos (teórico).

La situación cambia con el condensador en serie incluido en el circuito entre el punto del IED y el punto de falla. La corriente de falla I_F (ver figura 6.50) se incrementa debido al condensador en serie, puesto que generalmente disminuye la impedancia total entre las fuentes y el punto de falla. La caída de tensión reactiva ΔU_L en la impedancia de línea X_{L1} adelanta a la corriente en 90 grados. La caída de tensión en el condensador en serie ΔU_C se retrasa a la corriente de falla en 90 grados. Se debe tener en cuenta que la impedancia de línea X_{L1} podría dividirse en dos partes: una entre el punto del IED y el condensador y uno entre el condensador y el punto de falla. La tensión resultante U_M en el punto del IED es de esta manera proporcional a la suma de las caídas de tensión en las impedancias parciales entre el punto del IED y el punto de falla F, tal como se muestra

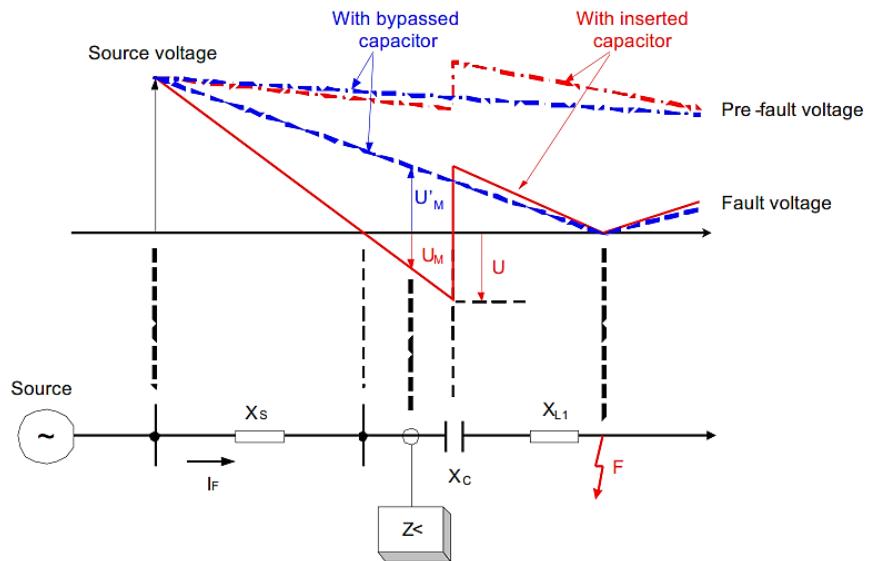


Figura 6.49: Inversión de tensión en línea con compensación serie.

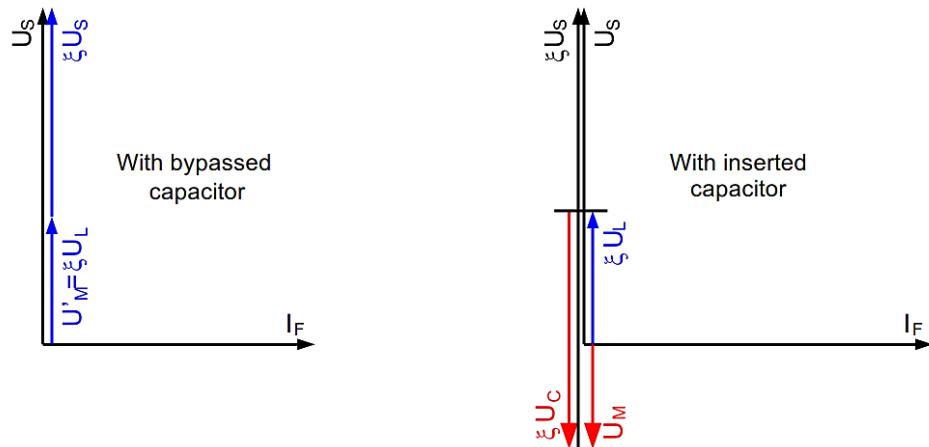


Figura 6.50: Diagrama fasorial de corrientes y tensiones para un condensador serie, bypassado e insertado, durante la inversión de tensión.

Entonces, la tensión U_M adelantará a la corriente de falla I_F , siempre y cuando $X_{L1} > X_C$. Esta situación corresponde, desde el punto de vista de la direccionalidad, a condiciones de falla en la línea sin condensador en serie. La tensión U_M en el punto IED se retrasará a la corriente de falla I_F cuando:

$$X_{L1} < X_C < X_S + X_{L1} \dots \dots \dots \quad (6.4)$$

Dónde:

X_S es la impedancia de la fuente antes de la fuente.

La tensión en el punto del IED invierte su dirección debido a la presencia del condensador en serie y su dimensión. A este fenómeno se le conoce como inversión de tensión.

El efecto más conocido que tiene la inversión de tensión se da en la medición direccional para la protección de distancia (véase la base teórica "Protección de distancia" en el cap. 5 para más detalles). Por ello es necesario que los IEDs cuenten con medidas especiales contra este fenómeno.

No habrá fenómenos de inversión de tensión para fallas inversas en el sistema con los TT situados en el lado de la barra del condensador en serie. La asignación de los TT al lado de la línea no elimina el fenómeno, porque aparece de nuevo por fallas en el lado de la barra del punto del IED.

6.2.1.2 Inversión de corriente

La figura 6.51 muestra parte de una línea compensada en serie con la correspondiente fuente de tensión equivalente. En general, se prevé que

la corriente de falla I_F fluya en las líneas no compensadas desde la fuente de alimentación hacia la falla en F en la línea protegida.

La implementación de un condensador en serie puede cambiar esta situación.

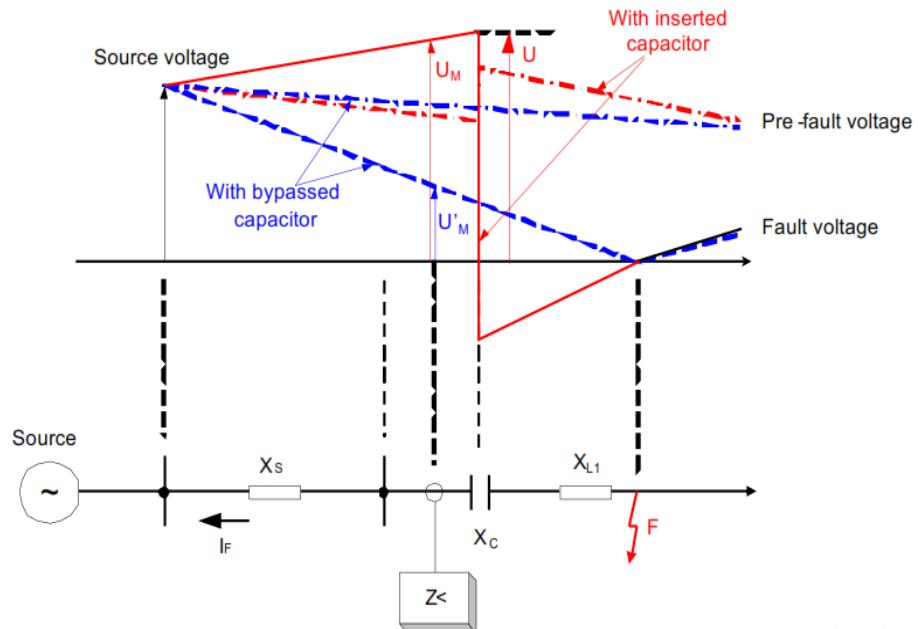


Figura 6.51: Inversión de corriente en líneas compensadas en serie.

La posición de fase relativa de la corriente de falla I_F comparada con el voltaje de la fuente U_S depende, en general, de la condición de la reactancia resultante entre la fuente y la posición del punto de la falla. Entonces, dos posibilidades aparecen:

$$X_S - X_C + X_{L1} > 0$$

$$X_S - X_C + X_{L1} < 0 \dots \dots \dots \quad (6.5)$$

El primer caso corresponde a las condiciones en las líneas no compensadas y en los casos cuando el condensador se omite, ya sea por spark gap o por el interruptor de bypass, como se muestra en el diagrama.

de fasores en la figura 6.52. La reactancia resultante es en este caso de naturaleza inductiva y las corrientes de falla deben retrasar a la tensión de la fuente en 90 grados eléctricos (teóricamente).

En el segundo caso, la reactancia resultante es de naturaleza capacitiva. Por esta razón, la corriente de falla adelanta la tensión de la fuente en 90 grados eléctricos, lo que significa que la corriente reactiva fluirá desde la línea compensada en serie hacia el sistema. Las condiciones del sistema se encuentran en tal caso presentado por la ecuación 6.6.

$$X_C > X_S + X_{L1} \dots \dots \dots (6.6)$$

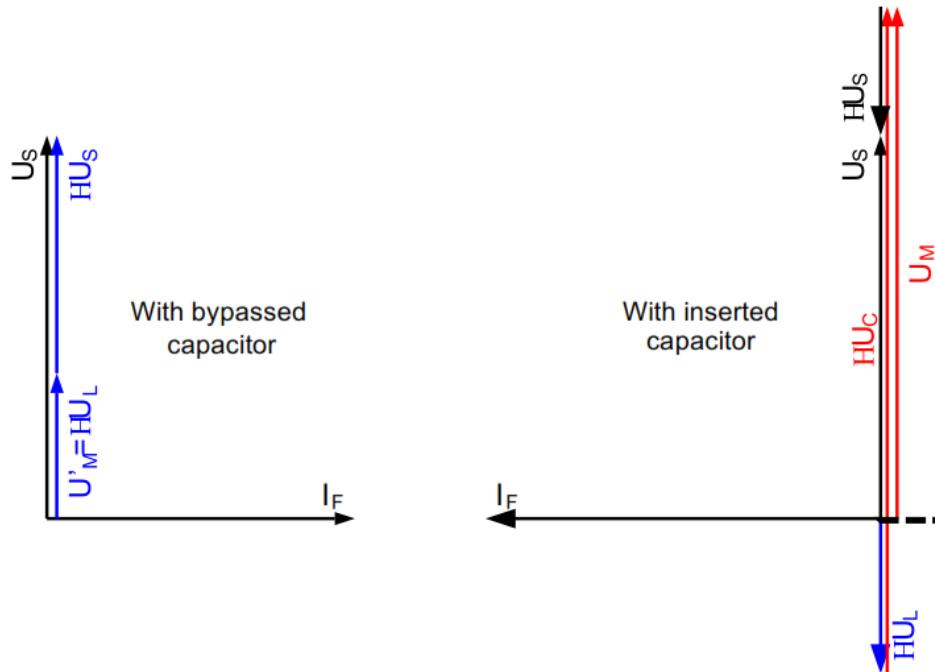


Figura 6.52: Diagrama fasorial de corrientes y tensiones para un condensador serie, bypassado e insertado, durante la inversión de corriente.

A este fenómeno se le conoce como inversión de corriente.

La ecuación 6.6 también muestra gran dependencia de la posible inversión de corriente en líneas compensadas en serie en el lugar de los condensadores en serie. Entonces, $X_{L1} = 0$ para las fallas justo detrás del condensador cuando se encuentra en la línea del IED y sólo la impedancia de la fuente impide la inversión de corriente. La inversión de corriente se ha considerado durante muchos años sólo una posibilidad teórica debido a valores relativamente bajos de impedancias de fuente (plantas de energía grandes) en comparación con la reactancia del condensador.

6.2.1.3 Impedancias aparentes e influencia del MOV

Los condensadores conectados en serie, debido a su característica, reducen la impedancia aparente medida por los IEDs de distancia en las líneas eléctricas protegidas. La figura 6.53 presenta las ubicaciones típicas de bancos de capacitores en líneas eléctricas, junto con sus correspondientes grados de compensación.

El IED de distancia cerca de la barra de alimentación verá fallas en la barra del extremo remoto en diferentes casos, dependiendo del tipo de protección contra sobretensiones utilizado en el banco de condensadores (Spark gap o MOV) y la ubicación del BCS en la línea eléctrica protegida.

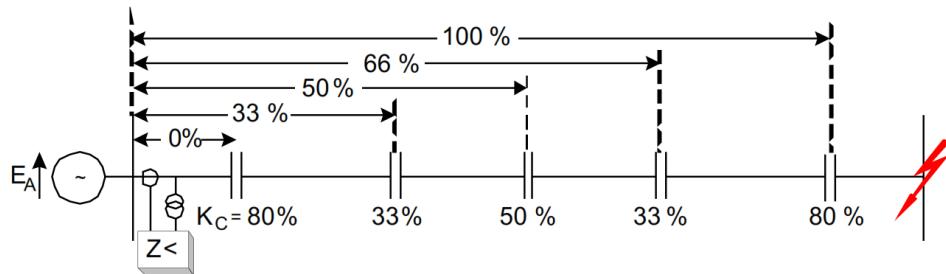


Figura 6.53: Ubicación típica de los bancos de capacitores en líneas compensadas en serie.

Entonces, la impedancia aparente que corresponde a la impedancia de línea no compensada, se muestra en la figura 6.54, desde el caso donde $K_C=0\%$ hasta $K_C=100\%$.

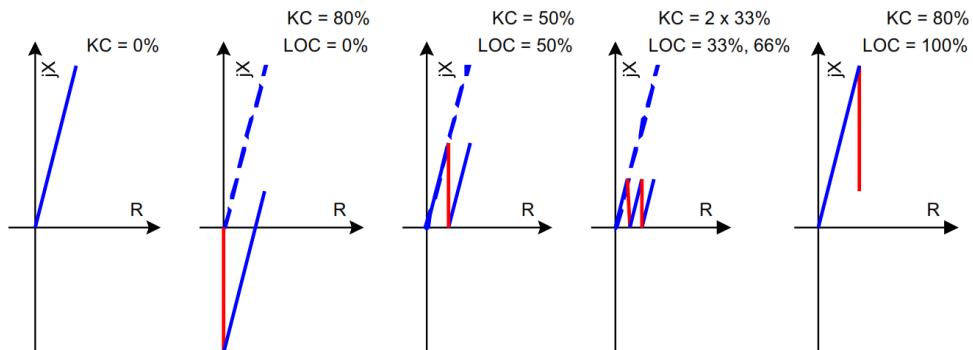
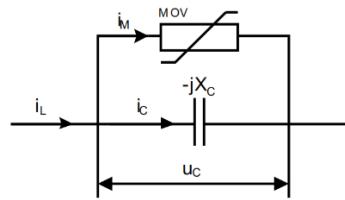


Figura 6.54: Impedancia aparente vista por el IED de distancia para diferentes ubicaciones del banco de compensación.



Capacitor Serie protegido por el MOV

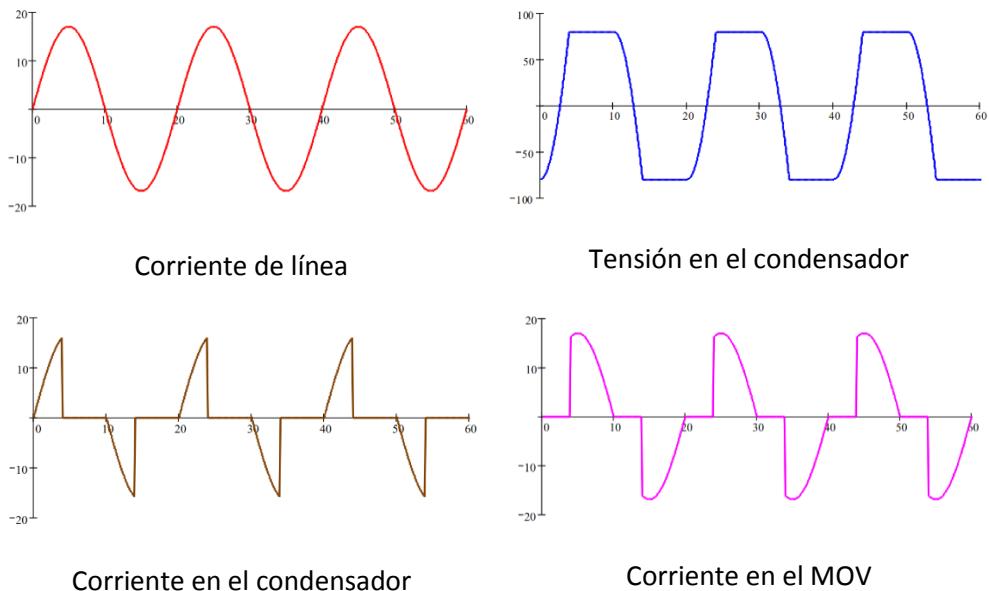


Figura 6.55: Condensador protegido por el MOV con ejemplos de tensión y corriente en el condensador y MOV en función del tiempo.

La impedancia aparente en el IED de distancia (21) siempre se reduce por la cantidad de reactancia capacitiva comprendida entre el punto de falla y el punto del IED, cuando el spark gap deja de conducir, tal como se presenta en los casos típicos en la figura 6.54. Aquí es necesario distinguir dos casos típicos:

- El condensador en serie sólo reduce la impedancia aparente, pero no causa medición incorrecta direccional. Estos casos se presentan en

la figura 6.54 para el 50% de compensación al 50% de la longitud de línea y al 33% de compensación ubicado en el 33% y el 66% de la longitud de línea. La compensación extremo remoto tiene el mismo efecto.

- La inversión de tensión se produce en los casos en que la reactancia del condensador entre el punto del IED y el punto de falla parece más grande que la reactancia de línea correspondiente, como en la Figura 6.54 el 80% de compensación en el extremo local. Una inversión de tensión se produce en el punto del IED, entonces el IED de distancia verá dirección equivocada hacia la falla, si no se han introducido medidas especiales en su diseño y/o ajustes.

La situación es diferente cuando se utilizan varistores de óxido metálico (MOV) para la protección de condensadores de sobretensión. Los MOVs conducen la corriente, a diferencia de spark gap, sólo cuando la caída de tensión instantánea sobre el condensador se vuelve mayor que el nivel de tensión de protección en cada medio ciclo por separado, véase la figura 6.55.

Debido a que el varistor funciona como la protección principal de los condensadores en serie, es diseñado considerando el factor de protección K_P , que se define por la ecuación 6.7.

Dónde:

U_{MOV} : Es la tensión instantánea máxima esperada en el condensador inmediatamente antes que el MOV conduzca o durante el funcionamiento del MOV, dividido por $\sqrt{2}$.

U_{NC} : Es la tensión nominal en RMS del condensador serie.

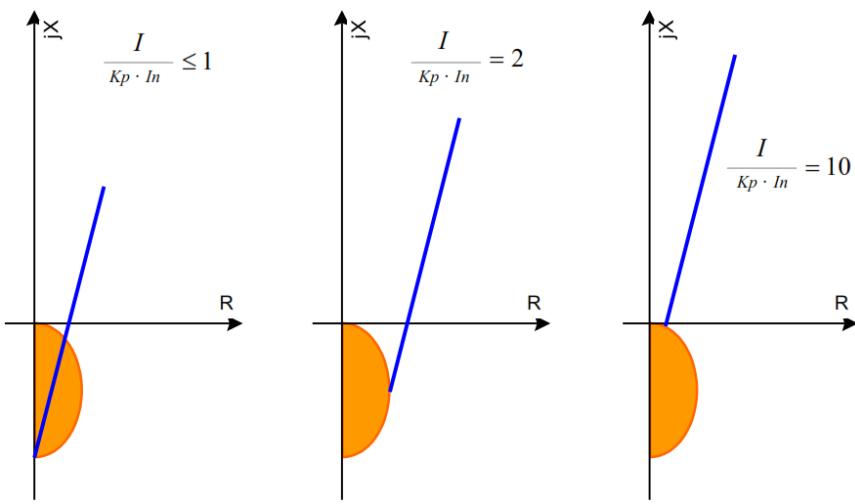


Figura 6.56: Impedancia equivalente del condensador protegido por el MOV con dependencia del factor de protección K_p .

La figura 6.56 muestra tres casos típicos de condensador en serie ubicados en el extremo de la línea (caso Localización = 0% en la figura 6.54), los cuales se describen como:

- El Condensador Serie mantiene su esquema, siempre y cuando la corriente de línea sigue siendo inferior o igual a su nivel actual de protección ($I < K_p \cdot I_{NC}$). La impedancia aparente de la línea en este caso es reducida para la reactancia completa de un condensador en serie.
- 50% de la reactancia del condensador aparece en serie con la resistencia, que corresponde a aproximadamente el 36% de la reactancia del condensador cuando la corriente de línea es igual a

dos veces el nivel actual de protección ($I < 2 \cdot K_p \cdot I_{NC}$). Esta información tiene gran importancia para el ajuste del alcance del IED de protección de distancia en dirección resistiva, para medición de falla fase-tierra, así como para medición fase-fase.

- El Condensador Serie queda casi completamente puenteada por el MOV cuando la corriente de línea se vuelve superior a 10 veces el nivel actual de protección ($I < 10 \cdot K_p \cdot I_{NC}$).

6.2.2 Modificación de Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E. Chilca

Se mantienen los equipos instalados en la celda de la línea L-5032:

Transformador de corriente de línea (CT) : 1000/1

Transformador de tensión línea (VT) : 500/0.11

Transformador de tensión barra (VT aux) : 500/0.11

Por lo tanto la relación transformación será : VT/CT = 4.545

Las principales características eléctricas de la línea, se presentan en la tabla 6.1 y se consideran los valores del BCS-5382, de reactancia 80.2ohm.

A continuación se presentan los ajustes con la inclusión del BCS-5382 en la S.E. Poroma. Se describen en detalle los ajustes que fueron modificados.

6.2.2.1 Protección Diferencial

- IBase: 1000.0

- Operation: On
- **IdMin: 1.20 IB**

Igual que el caso sin BCS, se habilitan las funciones OPEN CT DETECTION y CHARGING CURRENT COMPENSATION, por ello el ajuste propuesto para “IdMin” debe ser:

$$I_{charge} = (500 \times 1682.83 \times 10^{-3}) / \sqrt{3} = 486.36 \text{ amperios primarios}$$

Por recomendación del COES, se ajusta como 250% de la corriente de carga: $2.5 \times 486.36 = 1215.91$, por tanto, se elige 1200

$IdMin = 1.20 \times 1000 = 1200$ amperios primarios que es superior a 486.36 amperios.

Al tratarse de la protección diferencial, la cual opera siempre y cuando exista una corriente diferencial, los ajustes se mantienen iguales luego de la implementación del BCS.

- IdMinHigh: 1.50 IB
- tIdMinHigh: 1.000 s
- EndSection1: 1.25 IB
- EndSection2: 3.00 IB
- SlopeSection2: 40.0 %
- SlopeSection3: 80.0 %
- I2/I1Ratio: 12.0 %
- I5/I1Ratio: 15.0 %
- IdUnre: 10.00 IB
- NegSeqDiffEn: On
- NegSeqROA: 60.0 Deg
- IMInNegSeq: 0.04 IB

- CrossBlockEn: Off
- ChargCurEnable: On
- OpenCTEnable: On
- tDefTime: 0.000 s
- tMinInv: 0.010 s
- Curve Type: IEC Def. Time
- k: 1.00
- IdiffAlarm: 0.15 IB
- tAlarmdelay: 10.000 s

6.2.2.2 Protección de distancia (PDIS, 21)

La primera zona deberá estar deshabilitada cuando la comunicación (fibra óptica) entre los relés diferencial este trabajando adecuadamente.

Por otra parte, debido a la implementación del BCS, es evidente que los ajustes para esta función deben ser modificados, según lo argumentado al inicio de este capítulo).

6.2.2.2.1 Zona 1 (ZMCPDIS: 1)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 28.04 ohm prim**

Debido a que la línea está compensada en el extremo de Poroma, será necesario definir el alcance de primera zona de la siguiente manera:

Alcance reactivo se calculará como: $X_1 = P \cdot (X_{line} - X_c)$.

Donde el máximo valor permitido (P) para los ajustes de subalcance es definido de acuerdo al siguiente gráfico en base al grado de compensación, este gráfico nos proporciona el factor de seguridad que debe ser aplicado debido a las oscilaciones subarmónicas causadas por los capacitores serie en condiciones de falla.

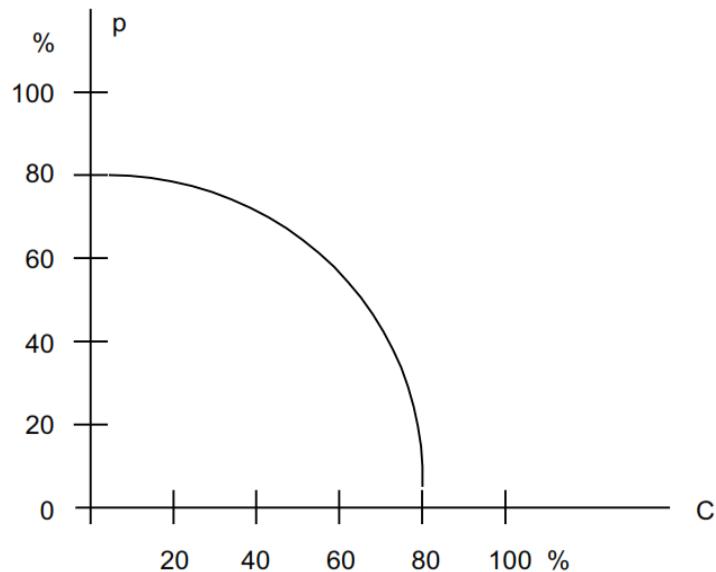


Figura 6.57: Reducción del alcance debido a las oscilaciones subarmónicas en diferentes grados de compensación.

A su vez el grado de compensación de la línea (C) está definida como:

$$C = Z_c / (Z_{line} + Z_{source})$$

y $C=K_C$

Dónde:

$Z_c = 80.2 \text{ ohm primarios (compensado en el extremo de Poroma)}$

$Z_{line} = 123.49 \text{ ohm prim}$

$Z_{source sec+ Chilca} = 31.79 \text{ ohm prim}$

$C_+ = 80.2 / (123.49 + 31.79) = 0.485$ para fallas entre fases del relé ubicado en Chilca.

Del gráfico el valor para P es:

$P_+ = 0.618$ para fallas entre fases del relé ubicado en Chilca

De manera que el alcance de primera zona queda expresado como:

$$X_1 = 0.618 (125.57 - 80.2) = 28.04 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo de secuencia positiva que equivale a un:

$$28.04/125.57 = 22.33 \% \text{ de la reactancia de la línea.}$$

- **R1PP: 2.05 ohm prim**

Resistencia de secuencia positiva utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$0.2233 \times 9.19 = 2.05 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 100.00 ohm prim

- **X1RvPP: 28.04 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- Timer tPP: On

- tPP: 0 s

- OperationPE: On

- **X1FwPE: 28.04 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 2.05 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 79.65 ohm prim**

Alcance reactivo de secuencia cero: $0.2233\% \times 356.72 = 79.65$ ohm prim.

- **R0PE: 24.47 ohm prim**

Resistencia de secuencia cero utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$0.2233 \% \times 109.58 = 24.47 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPE: 83.50 ohm prim**

Alcance resistivo para fallas fase-tierra que delimita la primera zona.

De la impedancia vista se elige un alcance de 50 ohm primarios, este alcance permite cubrir fallas de 50 ohmios:

$$\text{RFPE} = (1+K_0) \times \text{Alcance Deseado} = (1+0.67) \times 50 = 83.50$$

El fabricante recomienda que se verifique que $\text{RFPE} < 0.8 Z_{L\min}$, lo cual es correcto.

Se ajusta la temporización de zona 1 para fallas entre fases en instantáneo.

- **X1RvPE: 28.04 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 83.50 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPE: On**

- **tPE: 0 s**

Se ajusta la temporización de zona 1 para fallas a tierra en instantáneo.

- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB
- IMinOpIN: 5%IB

6.2.2.2.2 Zona 2 (ZMCPDIS: 2)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 105.00 ohm prim**

Se ajusta de manera que se cubra el porcentaje máximo de la línea protegida. De la impedancia vista (Figura 6.59) se puede notar que el ajuste recomendado es 105 ohmios prim., con este alcance no se cubre el 100 % de la impedancia de la línea protegida pero se evita ver fallas en el nivel de 220kV de Poroma. Esta condición se considera aceptable dado el alto grado de compensación que tiene el circuito en 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – Montalvo.

Alcance reactivo ajustado equivale a un $105.00/125.57 = 83.62\%$ de la reactancia de la línea.

- **R1PP: 7.68 ohm prim**

$$0.8362 \times 9.19 = 7.68 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 1, porque con el ajuste de zona 1 también se logran cubrir las fallas bifásicas con resistencia.

- **X1RvPP: 105.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- Timer tPP: On

- tPP: 0.40 s

- OperationPE: On

- **X1FwPE: 105.00 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 7.68 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 298.29 ohm prim**

$$0.8362 \% \times 356.72 = 298.29 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 91.63 ohm prim**

$$0.8362 \% \times 109.58 = 91.63 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPE: 91.85 ohm prim**

Alcance resistivo para fallas fase-tierra que delimita la zona 2. De la impedancia vista (Figura 6.59) se elige un alcance de 55 ohm primarios, este alcance permite cubrir fallas de 50 ohmios en casi la totalidad de la línea:

$$\text{RFPE} = (1+K_0) \times \text{Alcance Deseado} = (1+0.67) \times 55 = 91.85$$

- **X1RvPE: 105.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 91.85 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- Timer tPE: On
- **tPE: 0.40 s**

Se ajusta la temporización de zona 2 para fallas a tierra de manera similar como está ajustado en la línea Chilca – Carabayllo 500 kV, 400 ms.

- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB

6.2.2.2.3 Zona 3 (ZMCPDIS: 3)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 143.85 ohm prim**

Dado que la Zona 2 solo cubre el 83.62% de la impedancia de la línea, para evitar ver fallas en el lado de 220 kV de la S.E. Poroma entonces no es posible el despeje rápido de una falla cercana a la S.E. Poroma en caso de no estar disponible la comunicación por fibra óptica, es necesario reconfigurar los relés de tal modo que la Zona 3 sea utilizada exclusivamente para el esquema POTT y que no cuente con disparo directo, tal como se muestra en la Figura 1.

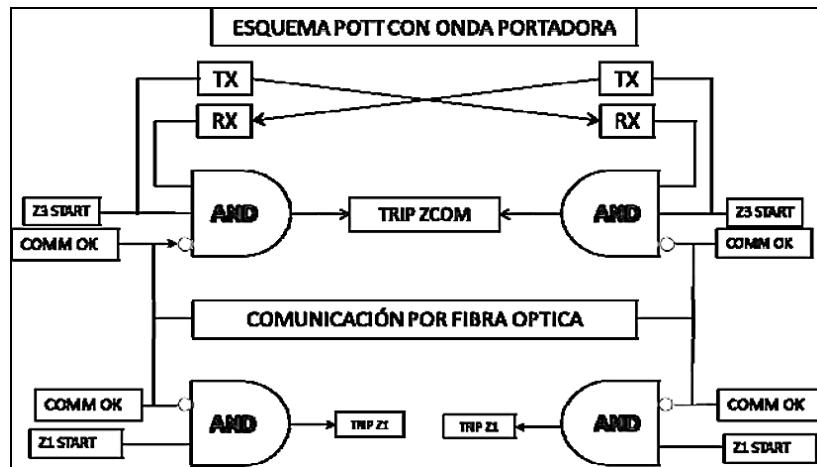


Figura 6.58: Esquema POTT propuesto para la zona 3 de la L-5032

Con esta configuración la Zona 3 puede cubrir hasta el 120% de la impedancia de la línea asegurando la cobertura de fallas en el 100% de la línea. COES propone un ajuste de 143.85 ohm prim que corresponde a $143.85/125.57 = 114.55\%$.

- **R1PP: 10.52 ohm prim.**

$$1.1455 \times 9.19 = 10.52 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 1, porque con el ajuste de zona 1 también se logran cubrir las fallas bifásicas con resistencia.

- **X1RvPP: 143.85 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPP: On**

- **tPP: 0.40 s**

Se ajusta la temporización igual a zona 2 para fallas entre fases de manera similar como está ajustado en la línea Chilca – Carabayllo 500 kV, 400 ms.

- OperationPE: On
- **X1FwPE: 143.85 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 10.52 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 408.66 ohm prim**

$$1.1455 \% \times 356.72 = 408.66 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 125.53 ohm prim**

$$1.1455 \% \times 109.58 = 125.53 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPE: 91.85 ohm prim**

Alcance resistivo para fallas fase-tierra que delimita la zona 2. De la impedancia vista, (figura 6.59) se elige un alcance de 55 ohm primarios, este alcance permite cubrir fallas de 50 ohmios en casi la totalidad de la línea:

$$\text{RFPE} = (1+K_0) \times \text{Alcance Deseado} = (1+0.67) \times 55 = 91.85$$

- **X1RvPE: 143.85 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 91.85 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- Timer tPE: On
- tPE: 1.00s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB

6.2.2.2.4 Zona 4 (ZMCPDIS: 4)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Reverse
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 65.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia atrás.

- **R1PP: 4.76 ohm prim**

$$0.5176 \times 9.19 = 4.76 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

- **X1RvPP: 65.00 ohm prim**

En este caso, debido a la complejidad de la red eléctrica en estudio se define el alcance hacia atrás como el 50% de la impedancia “vista” más corta ubicada hacia atrás, para ello tomamos como referencias las impedancias teóricas:

Reactancia Tranf. Chilca Nueva 500/220 kV = 66.92 ohm prim

Reactancia Transf. Termochilca 500/16 kV = 150.76 ohm prim

Reactancia Transf. Fénix 500/18 kV = 208.33 ohm prim

Reactancia Lin. Chilca Nueva – Carabayllo = 28.4666 ohm prim

Entonces, la impedancia más corta corresponde a la línea Chilca Nueva –Carabayllo 500 kV, al graficar la impedancia vista corresponde a 130 ohm (la más corta), por lo tanto se elige ajustar como el 50% de este valor: $0.50 \times 130 = 65.00 \text{ ohm prim}$ Alcance reactivo ajustado equivale a un $65.00/125.57 = 51.76\%$ de la reactancia de la línea.

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 1.
- Timer tPP: On
- tPP: 2.0 s
- OperationPE: On
- **X1FwPE: 65.00 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.
- **R1PE: 4.76 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 184.64 ohm prim**
 $0.5176 \% \times 356.72 = 184.64 \text{ ohm prim}$
- **R0PE: 56.72 ohm prim**
 $0.5176 \% \times 109.58 = 56.72 \text{ ohm prim}$
- **RFFwPE: 83.50 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.
- **X1RvPE: 65.00 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **RFRvPE: 83.50 ohm prim**
Igual a zona 1
- tPE: 2.0 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB

6.2.2.2.5 Phase Selection (FDPSPDIS)

- IBase: 1000 A

- INBlockPP: 40% Iph
- INReleasePE: 20% Iph
- RldFw: 240 ohm prim
- RldRv: 240 ohm prim
- ArgLd: 30°
- **X1: 143.85 ohm prim**

Por recomendación del COES se ajusta como 143.85 ohm prim

Este alcance reactivo ajustado equivale a:

$$143.85/125.57 = 1.1455\% \text{ de la reactancia de la línea.}$$

- **X0: 408.66 ohm prim**

$$1.1455 \times 356.72 = 408.66 \text{ ohm prim}$$

- **RFFwPP: 120.00 ohm prim**

Se ajusta como 120 % del máximo alcance resistivo de fases

$$1.2 \times 100 = 120 \text{ ohm prim}$$

- **RFRvPP: 120.00 ohm prim**

- **RFFwPE: 110.22 ohm prim**

Se ajusta como 120 % del máximo alcance resistivo de tierra

$$1.2 \times 91.85 = 110.22 \text{ ohm prim}$$

- RFRvPE: 110.22 ohm prim

- IMinOpPP: 10% IB

- IMinOpPE: 5% IB

6.2.2.2.6 Directional Impedance (ZDSRDIR)

- **OperationSC: SeriesComp**

Habilitamos el criterio direccional para la inversión de tensión en líneas compensadas.

- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- IMinOpPE: 5% IB
- IMinOpPP: 10% IB
- ArgNegRes: 115°
- ArgDir: 15°
- INBlockPP: 40% lph
- INReleasePE: 20% lph
- Operation LdCh: off
- RldFw: 240 ohm prim
- RldRv: 240 ohm prim
- ArgLd: 30°
- **X1FwPP: 143.85 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3.
- **R1PP: 10.52 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3
- **RFFwPP: 100.00 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3
- **X1RvPP: 143.85 ohm prim**
Por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**
Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- **X1FwPE: 143.85 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 10.52 ohm prim**

- Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0FwPE: 408.66 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3
- **R0PE: 125.53 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3
- **RFFwPE: 91.85 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 3
- **X1RvPE: 143.85 ohm prim**
Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- **X0RvPE: 408.66 ohm prim**
Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia adelante.
- **RFRvPE: 91.85 ohm prim**
Por defecto igual que el alcance hacia adelante.

6.2.2.2.7 Power Swing Detection (RPSB, 78)

- Operation: On
- **X1InFw: 172.62 ohm prim**
Límite reactivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 120% del alcance reactivo de zona 3:
$$1.2 \times 143.85 = 172.62 \text{ ohm prim}$$
- **R1LIn: 12.62 ohm prim**
Resistencia de línea para determinar el ángulo de la característica “interior” hacia adelante.
Se ajusta en 120% la resistencia que determina la inclinación de zona 3:
$$1.2 \times 10.52 = 12.62 \text{ ohm prim}$$

- **R1InFw: 110.22 ohm prim**

Alcance resistivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 120% el alcance resistivo de zona 3:

$$1.2 \times 91.85 = 110.22 \text{ ohm prim}$$

- **X1InRv: 172.62 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual que el alcance hacia adelante X1InFw: 172.62 ohm prim

- **R1FlnRv: 110.22 ohm prim**

Alcance resistivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual a R1InFw

- RLdOutFw: 220.00 ohm prim

- ArgLd: 30 Deg

- RLdOutRv: 220.00 ohm prim

- **kLdRFw: 0.501**

$$KLdRFw = 110.22/220 = 0.501$$

- kLdRRv: 0.501

- tP1: 0.040 s

Temporizador para detección de una la oscilación de potencia inicial.

$$tP1 = \frac{(\delta_{In} - \delta_{Out})}{f_{si} \cdot 360^\circ} s$$

Dónde:

$$\delta_{In} = 2 \cdot \arctan \frac{\bar{Z}_S/2}{RLdInFw}$$

$$\delta_{Out} = 2 \cdot \arctan \frac{\bar{Z}_S/2}{RLdOutFw}$$

$$\bar{Z}_S = \bar{Z}_{SA1} + \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{SB1}$$

\bar{Z}_{SA1} : Impedancia equivalente Chilca Nueva = $31.68 \angle 85.17$ ohm prim.

\bar{Z}_{SB1} : Impedancia equivalente Poroma = $66.97 \angle 80.90$ ohm prim

\bar{Z}_{L1} : Impedancia de la línea L1 = $125.91 \angle 85.81$ ohm prim

$\bar{Z}_{CO} = \bar{Z}_S/2 - \bar{Z}_{SA1} = 80.46 \angle 83.89$ ohm prim, esto indica que el centro eléctrico visto desde Chilca cae en la línea protegida.

$$\bar{Z}_S = 224.50 \angle 84.26$$

$$\delta_{In} = 2 \cdot \text{atan} \frac{(224.50/2)}{110.22} = 91.05$$

$$\delta_{Out} = 2 \cdot \text{atan} \frac{(224.50/2)}{220.0} = 54.06$$

Considerando que la frecuencia de oscilación inicial como 2.5Hz y las subsiguientes oscilaciones de 7Hz reemplazamos.

$$tP1 = \frac{(91.05 - 54.06)}{2.5 * 360^\circ} = 0.0411$$

Se verifica que los ajustes dados satisfacen los requerimientos de velocidad para detección de subsiguientes oscilaciones. Este requerimiento será satisfecho si el tiempo de tp2 se mantiene más alto de 10 ms.

$$tP2 = \frac{(91.05 - 54.06)}{360^\circ * 7} = 0.01467$$

- **tP2: 0.014 s**

Temporizador para detección de una subsiguiente oscilación de potencia.

- **tW: 0.250 s**

Tiempo de espera para la activación del temporizador tP2.

- **tH: 0.500 s**

Temporizador para mantener la salida de arranque de oscilación de potencia.

- **tEF: 3.000 s**

Temporizador para sobreellegada del tiempo muerto de recierre monopolar.

- **tR1: 0.300 s**

Temporizador que se agrega al retardo para inhibir por corriente residual.

- **tR2: 2.000 s**

Temporizador que se agrega al retardo para inhibir oscilaciones muy lentas.

- **IMinOpPP: 5% IB**

- **IBase: 1000 A**

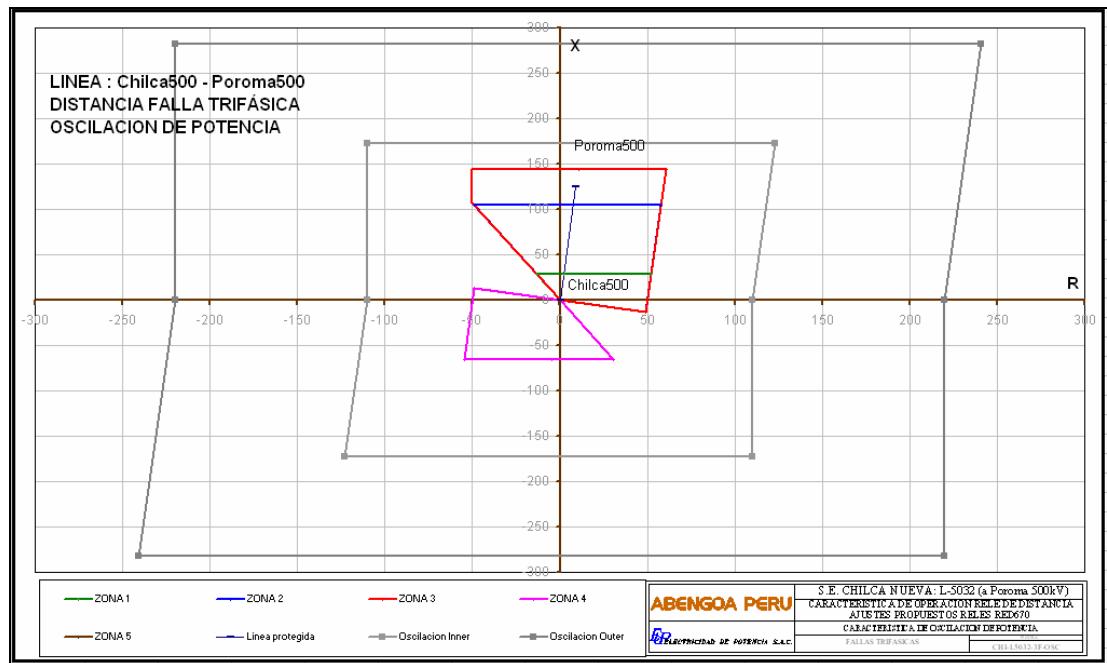


Figura 6.59: Impedancia vista para fallas trifásicas en la línea L-5032
 Con el BCS incluido.

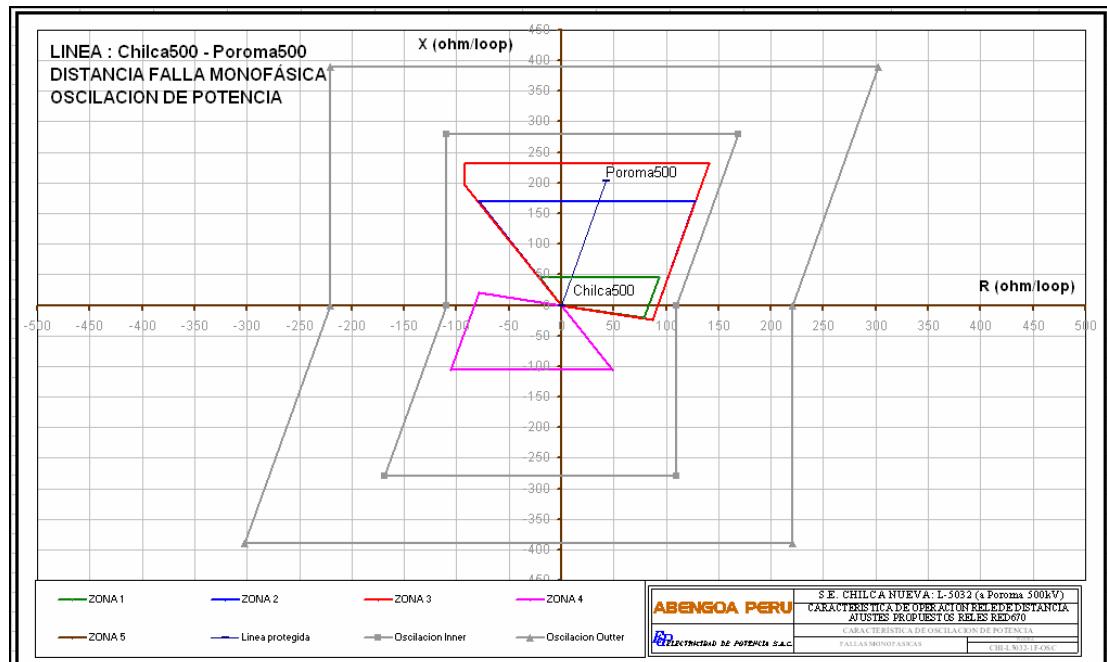


Figura 6.60: Impedancia vista para fallas monofásicas en la línea
 L-5032 con el BCS incluido.

Similar al caso sin BCS, se presentará las impedancias vistas por los relés ubicados en la S.E. Chilca, considerando también todo el sistema de influencia de ATS, para cuando el BCS-5382 esté en servicio.

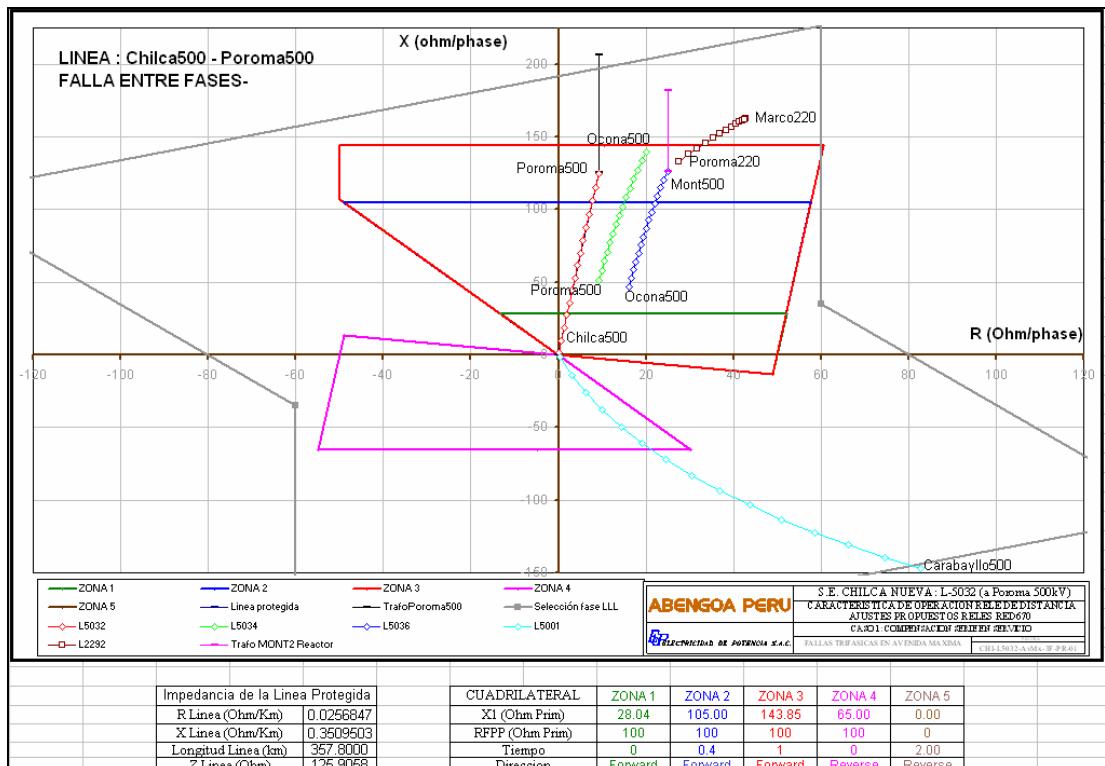


Figura 6.61: Impedancia vista para fallas trifásicas en el sistema de influencia de ATS.

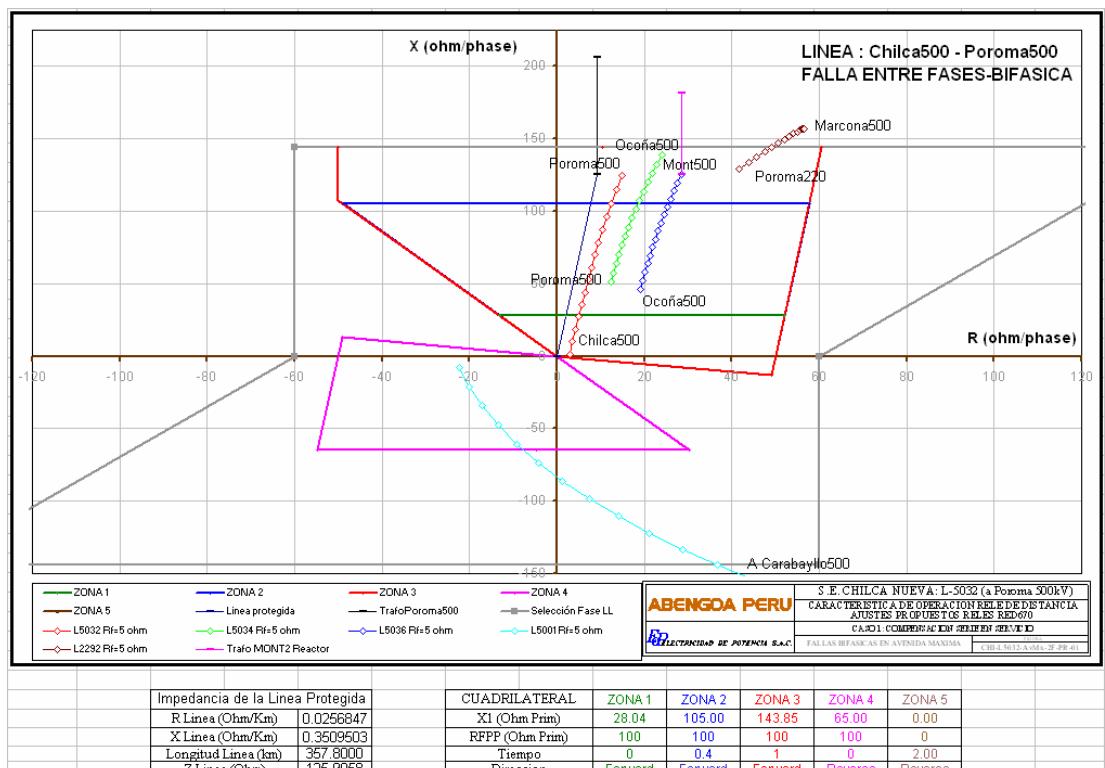


Figura 6.62: Impedancia vista para fallas bifásicas, en ATS.

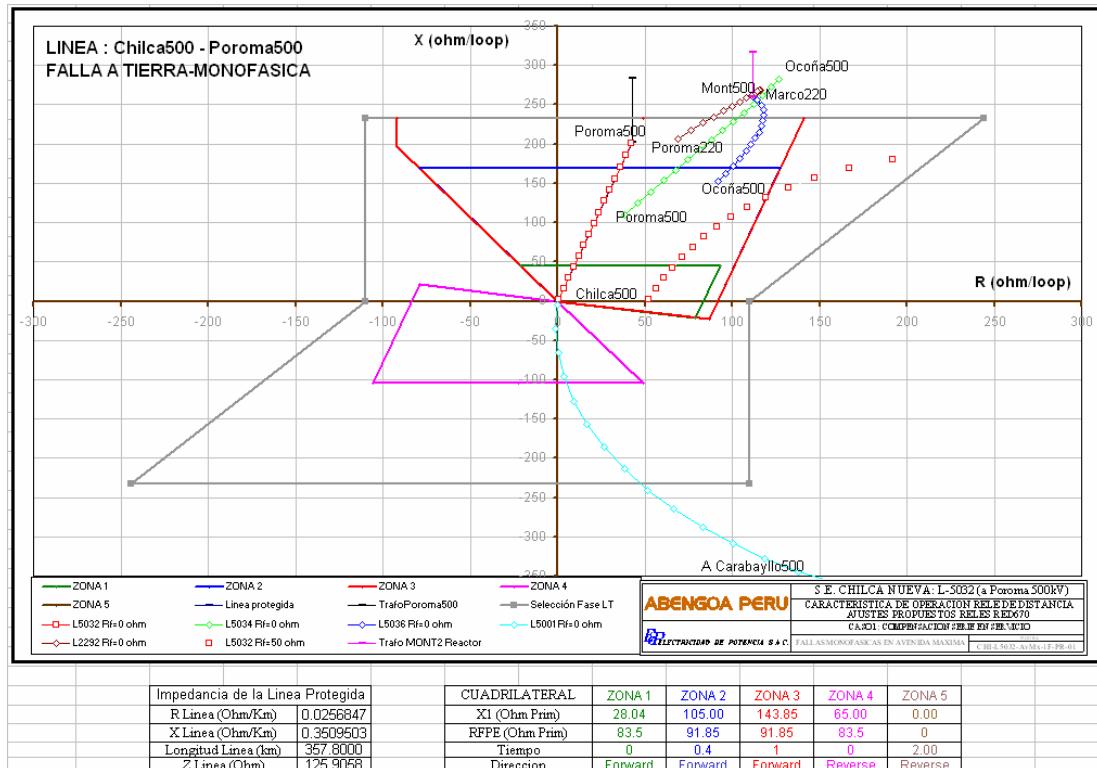


Figura 6.63: Impedancia vista para fallas monofásicas, sistema ATS.

6.2.2.2.8 Automatic Soft (PSOF)

- **Operation: On**
- **I_{Base}: 1000 A**
- **U_{Base}: 500 kV**
- **Mode: Impedance**
- **I_{ph<} : 20% I_B**
- **U_{Ph<} : 70% U_B**

6.2.2.3 Protección de Sobrecorriente

6.2.2.3.1 Phase Over Current 4step (PTOC, 51/67)

- **TOC1 – Step 1,2,3,4: Off**

Este relé no tiene habilitado funciones de sobrecorriente entre fases.

6.2.2.3.2 Residual Over Current 4step (PTOC, 51N/67N)

Se habilita una etapa direccional de falla a tierra temporizada cuyo arranque será usado en la lógica de comparación direccional cuyo disparo será trifásico definitivo.

- Step 1: On.
- DirMode1: Forward
- Characterist1: IEC – Norm. Inv.
- **IN1>: 20% IB (200 A prim)**

Se ajusta como el 20 % de la máxima capacidad de la línea en 500 kV, es decir, $0.20 \times 970 = 194$ amperios, que en función de la IB sería $194/1000=20\%$ aproximadamente. Por otro lado la corriente medida por el rele para fallas monofásicas remotas de 100 ohmios es 320 amperios, por lo tanto la sensibilidad está asegurada.

Esta etapa será usada también para la lógica de comparación direccional cuyo arranque será incluida en la siguiente lógica propia del relé.

- t1: 0.000 s
- k1: 0.22
- IN1 Mult: 1.0
- t1 Min: 0.000 s
- HarmRestrain1: On

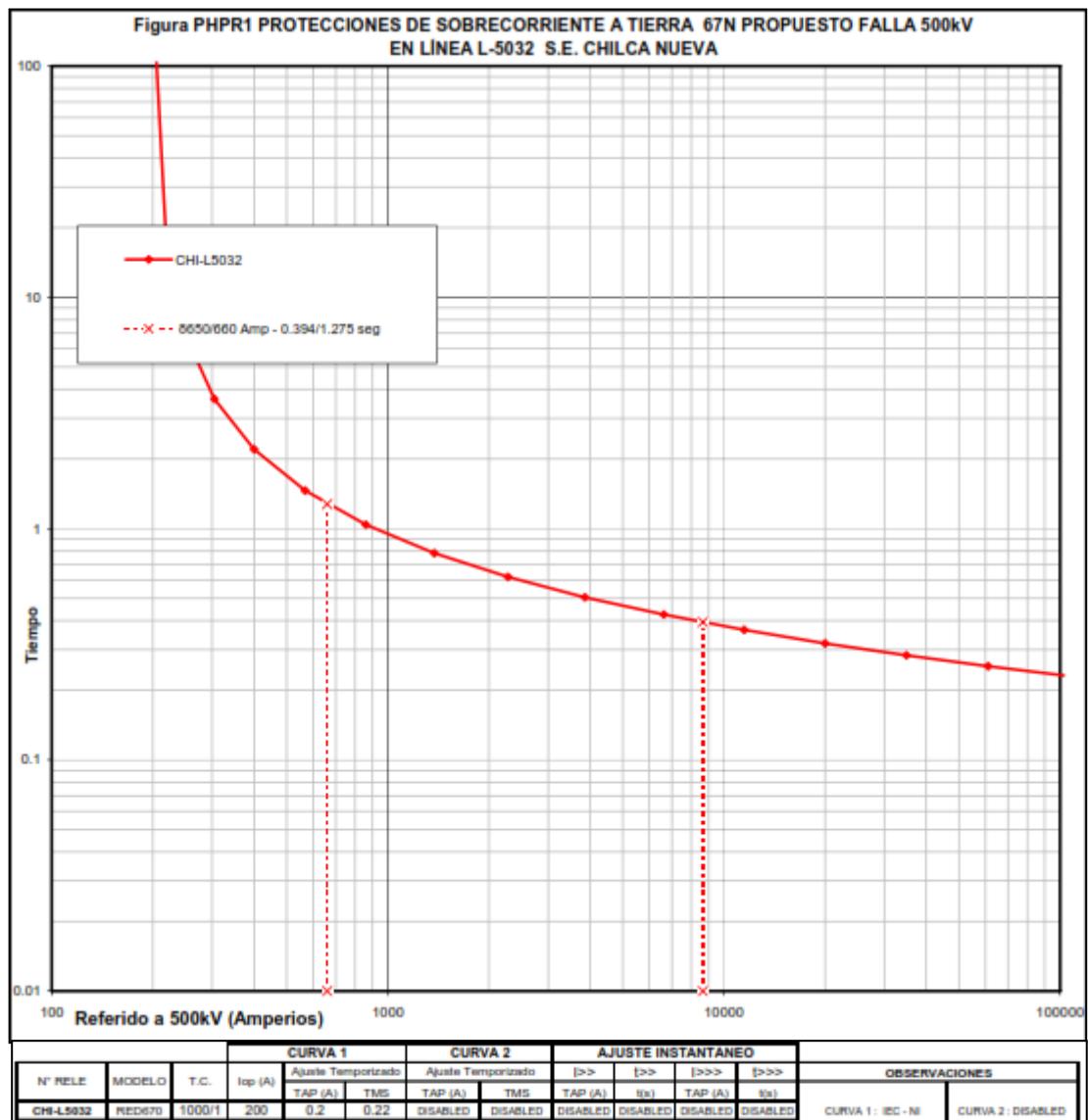


Figura 6.64: Curva de ajuste de sobrecorriente en la S.E. Chilca, con BCS en servicio.

6.2.2.4 Breaker Failure (RBRF, 50BF)

- Operation: On
- IBase: 970 A
- FunctionMode: Current
- BuTripMode: 1 out of 3
- RetripMode: Retrip Off

- **IP>: 67 %IB**

Umbral de corriente de fase para arrancar la protección de falla interruptor.

Considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea 840MVA con una caída de tensión de 10% equivale a 1078 amperios.

La mínima corriente en el extremo remoto es 1379 amperios.

En este caso se elige ajustar como el 50% de la mínima corriente de falla: 650 amperios que equivale a $650/970 = 0.670$

- **IN>: 20 %IB**

- t1: 0.000 s
- t2: 0.150 s
- t2MPh: 0.150 s
- tPulse: 0.200 s

6.2.2.5 Esquema de Comunicación

6.2.2.5.1 Scheme Communication (PSCH, 85) ECPSCH

- Operation: On
- SchemeType: Permissive OR

6.2.2.5.2 Scheme Communication (PSCH, 85) EFC1

- Operation: On

6.2.2.6 Control

6.2.2.6.1 Synchronizing (RSYN, 25)

- Operation: On

6.2.2.6.2 Autorecloser (RREC, 79) AR01

Se habilitar un solo recierre monopolar.

- Operation: On
- **NoOfShots: 1**

Solo se activará un recierre.

- ARMMode: 1ph+1*2ph
- StartByCBOpen: Off
- CBAuxContType: NO
- CBReadyType: OCO
- Tipo de interruptor (CO ó OCO)
- **t1 1Ph: 0.95**

Tiempo muerto para el primer recierre monofásico.

- t1 2Ph: 0.95
- t1 3Ph: 0.95
- t1 3PhHS: 0.95
- t2 3Ph: 30.00
- t3 3Ph: 30.00
- t4 3Ph: 30.00
- t5 3Ph: 30.00
- tReclaim: 60.00 s
- **tSync: 30.00**

Máximo tiempo de espera para sincrocheck

- tInhibit: 5.000 s
- tTrip: 0.200 s
- tAutoContWait: 2.000 s

- tUnsucCl: 30.00 s
- Priority: None
- tWaitForMaster: 60.00 s
- X0M: 0.00
- LineLength: 357.80

6.2.3 Modificación de Ajustes en la Línea de Transmisión L-5032 en S.E.

Poroma

6.2.3.1 Protección Diferencial

- IBase: 1000.0
- Operation: On
- IdMin: 1.20 IB
- IdMinHigh: 1.50 IB
- tIdMinHigh: 1.000 s
- EndSection1: 1.25 IB
- EndSection2: 3.00 IB
- SlopeSection2: 40.0 %
- SlopeSection3: 80.0 %
- I2/I1Ratio: 12.0 %
- I5/I1Ratio: 15.0 %
- IdUnre: 5.00 IB
- NegSeqDiffEn: On
- NegSeqROA: 60.0 Deg
- IMInNegSeq: 0.04 IB

- CrossBlockEn: Off
- ChargCurEnable: On
- OpenCTEnable: On
- tDefTime: 0.000 s
- tMinInv: 0.010 s
- Curve Type: IEC Def. Time
- k: 1.00
- IdiffAlarm: 0.15 IB
- tAlarmdelay: 10.000 s

6.2.3.2 Protección de distancia (PDIS, 21)

6.2.3.2.1 Zona 1 (ZMCPDIS: 1)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 30.85 ohm prim**

Debido a que la línea está compensada en el extremo de Poroma, será necesario definir el alcance de primera zona de la siguiente manera:

Alcance reactivo se calculará como: $X_1 = P.(X_{line}-X_c)$.

Donde el máximo valor permitido (P) para los ajustes de subalcance es definido de acuerdo al siguiente gráfico en base al grado de compensación, este gráfico nos proporciona el factor de seguridad

que debe ser aplicado debido a las oscilaciones subarmónicas causadas por los capacitores serie en condiciones de falla.

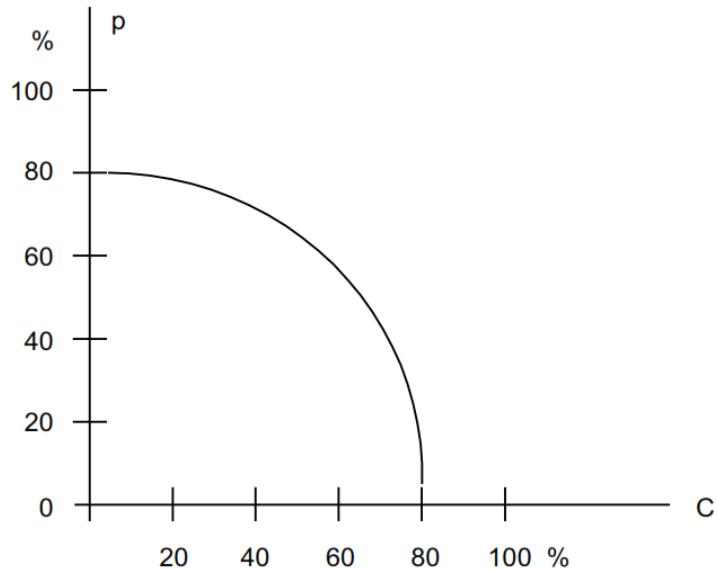


Figura 6.65: Reducción del alcance debido a las oscilaciones subarmónicas en diferentes grados de compensación.

A su vez el grado de compensación de la línea (C) está definida como:

$$C = Z_c / (Z_{line} + Z_{source})$$

Donde:

$$Z_c = 80.2 \text{ ohm primarios (compensado en el extremo de Poroma)}$$

$$Z_{line} = 125.91 \text{ ohm prim}$$

$$Z_{source \ sec+ Poroma} = 66.97 \text{ ohm prim}$$

$$C+ = 80.2 / (125.91 + 31.79) = 0.5085 \text{ para fallas entre fases del relé ubicado en Chilca}$$

Del gráfico el valor para P es:

$$P+ = 0.68 \text{ para fallas entre fases del relé ubicado en Chilca}$$

De manera que el alcance de primera zona queda expresado como:

$$X_1 = 0.68 (125.57 - 80.2) = 30.85 \text{ ohm prim}$$

Alcance reactivo de secuencia positiva que equivale a un:

$$30.85/125.57 = 24.57 \% \text{ de la reactancia de la línea.}$$

- **R1PP: 2.26 ohm prim**

Resistencia de secuencia positiva utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$0.2457 \times 9.19 = 2.26 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 92.23 ohm prim**

Por recomendación del COES, para el caso del extremo Poroma es necesario ajustar el alcance en reversa de la Zona 1 (X1RvPP y X1RvPE) con el fin de que proporcione disparo instantáneo en caso de fallas cercanas a la subestación:

$$X1Rv = 1.15 * X_c(L-5032) = 1.15 * 80.2 \text{ ohm} = 92.23 \text{ ohm}$$

Por lo tanto:

$$X1RvPP = 92.23 \text{ ohm}$$

$$X1RvPE = 92.23 \text{ ohm}$$

- **RFRvPP: 100.00 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **Timer tPP: On**

- **tPP: 0 s**

- **OperationPE: On**

- **X1FwPE: 30.85 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 2.26 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.

- **X0PE: 87.65 ohm prim**

Alcance reactivo de secuencia cero: $0.2457\% \times 356.72 = 87.65 \text{ ohm prim.}$

- **R0PE: 29.92 ohm prim**

Resistencia de secuencia cero utilizada para determinar el ángulo característico de la zona.

$$0.2457 \% \times 109.58 = 26.92 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPE: 83.50 ohm prim
- **X1RvPE: 92.23 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 83.50 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- Timer tPE: On
- tPE: 0 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB
- IMinOpIN: 5%IB

6.2.3.2.2 Zona 2 (ZMCPDIS: 2)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 150.68 ohm prim**

En este caso en el extremo remoto, se conectan los tramos de línea que unen las centrales de Termochilca y Fénix, estos tramos son

muy pequeños de manera que no se toman como referencia para el ajuste de 2da zona. La segunda zona se ajusta como el 120% de la impedancia de la línea protegida y se verifica que este alcance no sobrepase la impedancia de los transformadores de potencia de Termochilca y Fénix.

El ajuste queda como: $1.2 \times 125.57 = 150.68 \text{ ohm prim}$

- **R1PP: 11.03 ohm prim**

$$1.2 \times 9.19 = 11.03 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 92.23 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- Timer tPP: On
- tPP: 0.40 s
- OperationPE: On
- **X1FwPE: 150.68 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.

- **R1PE: 11.03 ohm prim**
- Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 428.06 ohm prim**

$$1.2 \% \times 356.72 = 428.06 \text{ ohm prim}$$

- **R0PE: 131.50 ohm prim**

$$1.2\% \times 109.58 = 131.50 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPE: 91.85 ohm prim
- **X1RvPE: 92.23 ohm prim**

Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia adelante.

- RFRvPE: 91.85 ohm prim
- Timer tPE: On
- tPE: 0.40 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 10%IB

6.2.3.2.3 Zona 3 (ZMCPDIS: 3)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Forward
- OperationPP: On
- **X1FwPP: 150.68 ohm prim**

Debido a la complejidad de la red eléctrica en estudio y el alto grado de compensación, no es posible establecer un alcance más grande que la establecida para la zona 2, por ello ajustamos los siguientes ajustes iguales a zona 2 y temporizado 1.0 segundos.

- **R1PP: 11.03 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 2.
- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 92.23 ohm prim**

Por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- Timer tPP: On
- **tPP: 1.00 s**

Ajustamos la temporización en 1000 ms tal como están ajustados los reles de la línea L-5001, Chilca Nueva – Carabayllo

- OperationPE: On
- **X1FwPE: 150.68 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 11.03 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 428.06 ohm prim**
Similar a zona 2.
- **R0PE: 131.50 ohm prim**
Se ajusta igual a zona 2.
- **RFFwPE: 91.85 ohm prim**
- **X1RvPE: 92.23 ohm prim**
Por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- RFRvPE: 91.85 ohm prim
- Timer tPE: On
- tPE: 1.00 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB

6.2.3.2.4 Zona 4 (ZMCPDIS: 4)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- OperationDir: Reverse

- OperationPP: On
- **X1FwPP: 45.00 ohm prim**
Ajustamos por defecto, igual que el alcance hacia atrás.
- **R1PP: 3.29 ohm prim**
 $0.358 \times 9.19 = 3.29 \text{ ohm prim}$
- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 45.00 ohm prim**
En este caso, debido a la complejidad de la red eléctrica en estudio se define el alcance hacia atrás como el 50% de la impedancia "vista" más corta ubicada hacia atrás, para ello se toma como referencias las impedancias teóricas:
Reactancia Transf. Poroma 500/220 kV = 80 ohm prim
Reactancia Lin. Poroma - Ocoña = 91.52 ohm prim
Se observa que la impedancia más corta corresponde al transformador de Poroma, al graficar la impedancia vista se observa que la impedancia más corta corresponde a la línea a Ocoña, por lo tanto se ajusta al 50% de este valor: $0.50 \times 91.52 = 45.76 \text{ ohm prim}$, Se elige ajustar en 45 ohm prim.
Por tanto, este alcance reactivo ajustado equivale a un $45.00/125.57 = 35.8\%$ de la reactancia de la línea.
- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- Timer tPP: On
- tPP: 2.0 s
- OperationPE: On
- **X1FwPE: 45.00 ohm prim**
Se ajusta por defecto igual que el alcance hacia atrás.

- **R1PE: 3.29 ohm prim**
Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0PE: 127.70 ohm prim**
 $0.358 \% \times 356.72 = 127.70 \text{ ohm prim}$
- **R0PE: 39.23 ohm prim**
 $0.358 \% \times 109.58 = 39.23 \text{ ohm prim}$
- RFFwPE: 83.50 ohm prim
- **X1RvPE: 45.00 ohm prim**
Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- RFRvPE: 83.50 ohm prim
- tPE: 2.0 s
- IMinOpPP: 20%IB
- IMinOpPE: 20%IB

6.2.3.2.5 Phase Selection (FDPSPDIS)

- IBase: 1000 A
- INBlockPP: 40% Iph
- INReleasePE: 20% Iph
- RldFw: 240 ohm prim
- RldRv: 240 ohm prim
- ArgLd: 30°
- **X1: 180.82 ohm prim**

El selector de fase debe cubrir la zona de sobre alcance más grande (Zona 3), con un margen del 20% según recomendación del fabricante.

$$1.2 \times 150.68 = 180.82 \text{ ohm prim.}$$

El alcance reactivo ajustado equivale a un $180.82/125.57 = 1.44\%$ de la reactancia de la línea.

- **X0: 513.67 ohm prim**

$$1.44 \times 356.72 = 513.67 \text{ ohm prim}$$

- RFFwPP: 120.00 ohm prim
- RFRvPP: 120.00 ohm prim
- RFFwPE: 110.22 ohm prim
- RFRvPE: 110.22 ohm prim
- IMinOpPP: 10% IB
- IMinOpPE: 5% IB

6.2.3.2.6 Directional Impedance (ZDSRDIR)

- **OperationSC: SeriesComp**

Habilitamos el criterio direccional para la inversión de tensión en líneas compensadas.

- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- IMinOpPE: 5% IB
- IMinOpPP: 10% IB
- **ArgNegRes: 107°**

Los gráficos de impedancia vista muestran que fallas cercanas a Ocoña 500 kV se acercan demasiado a zona 1, por lo tanto para evitar disparos instantáneos no deseados fue necesario variar ligeramente el ángulo de direccionalidad de la característica de distancia a 107 °.

- ArgDir: 15°

- INBlockPP: 40% lph
- INReleasePE: 20% lph
- Operation LdCh: off
- RldFw: 240 ohm prim
- RldRv: 240 ohm prim
- ArgLd: 30°
- **X1FwPP: 150.68 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 3.
- **R1PP: 11.03 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 3
- RFFwPP: 100.00 ohm prim
- **X1RvPP: 150.68 ohm prim**

Por defecto igual que el alcance hacia adelante.
- RFRvPP: 100.00 ohm prim
- **X1FwPE: 150.68 ohm prim**

Se ajusta igual que para el alcance de fases.
- **R1PE: 11.03 ohm prim**

Se ajusta igual que el alcance de fases.
- **X0FwPE: 428.06 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 3
- **R0PE: 131.50 ohm prim**

Se ajusta igual a zona 3
- RFFwPE: 91.85 ohm prim
- **X1RvPE: 150.68 ohm prim**

Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **X0RvPE: 428.06 ohm prim**

Se ajusta por defecto, igual que el alcance hacia adelante.

- **RFRvPE: 91.85 ohm prim**

6.2.3.2.7 Power Swing Detection (RPSB, 78)

- Operation: On
- **X1InFw: 180.82 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia adelante. Se ajusta en 120% del alcance reactivo de zona 3:

$$1.2 \times 150.68 = 180.82 \text{ ohm prim}$$

- **R1LIn: 13.24 ohm prim**

Resistencia de línea para determinar el ángulo de la característica “interior” hacia adelante.

Se ajusta en 120% la resistencia que determina la inclinación de zona 3:

$$1.2 \times 11.03 = 13.24 \text{ ohm prim}$$

- R1FIInFw: 110.22 ohm prim
- **X1InRv: 180.82 ohm prim**

Límite reactivo de la característica “interior” hacia atrás. Se ajusta igual que el alcance hacia adelante X1InFw: 180.82 ohm prim

- R1FIInRv: 110.22 ohm prim
- RLdOutFw: 220.00 ohm prim
- ArgLd: 30 Deg
- RLdOutRv: 220.00 ohm prim
- kLdRFw: 0.501

- $kLdRRv$: 0.501
- $tP1$: 0.033 s
- $tP2$: 0.014 s
- tW : 0.250 s
- tH : 0.500 s
- tEF : 3.000 s
- $tR1$: 0.300 s
- $tR2$: 2.000 s
- $IMinOpPP$: 5% IB
- $IBase$: 1000 A

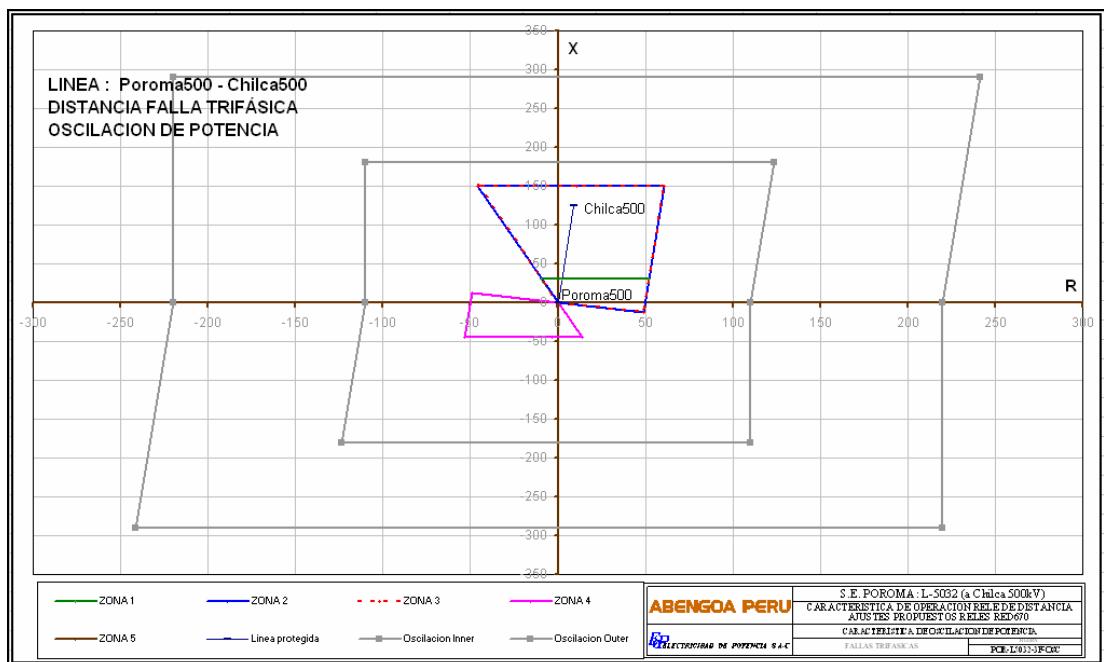


Figura 6.66: Impedancia vista de la línea L-5032 desde S.E. Poroma para fallas trifásicas.

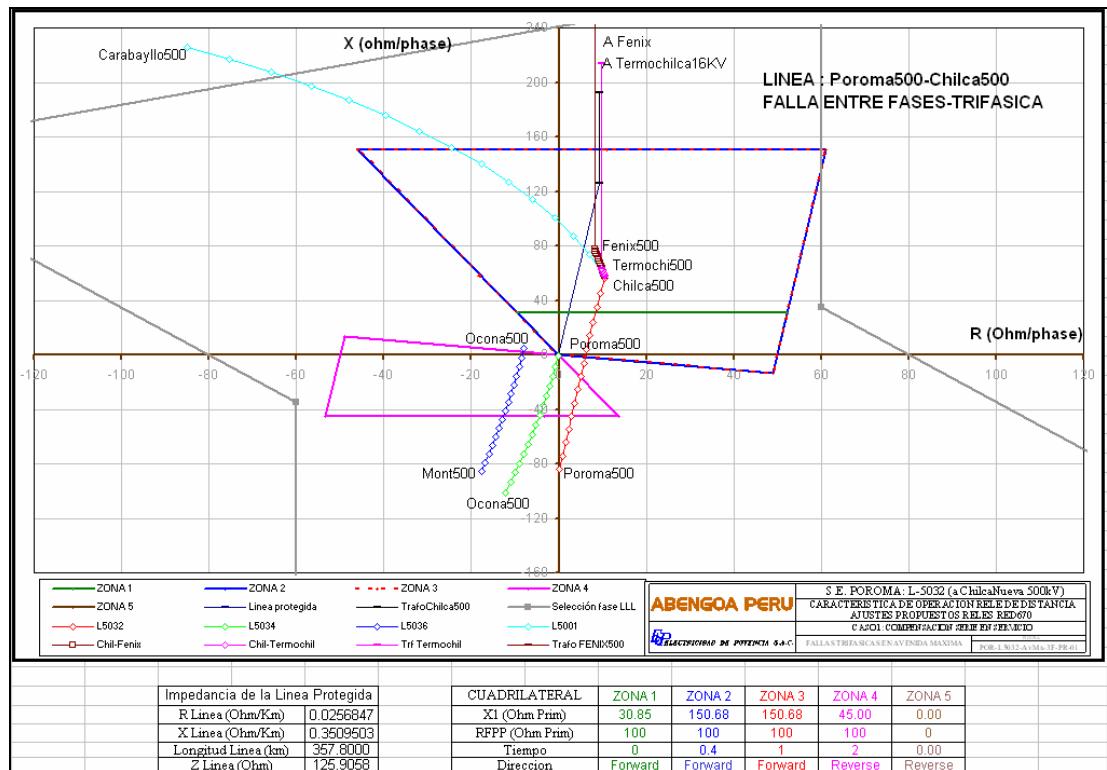


Figura 6.67: Impedancias vistas por los relés de la L-5032 en S.E. Poroma, con el BCS incluido, para fallas trifásicas.

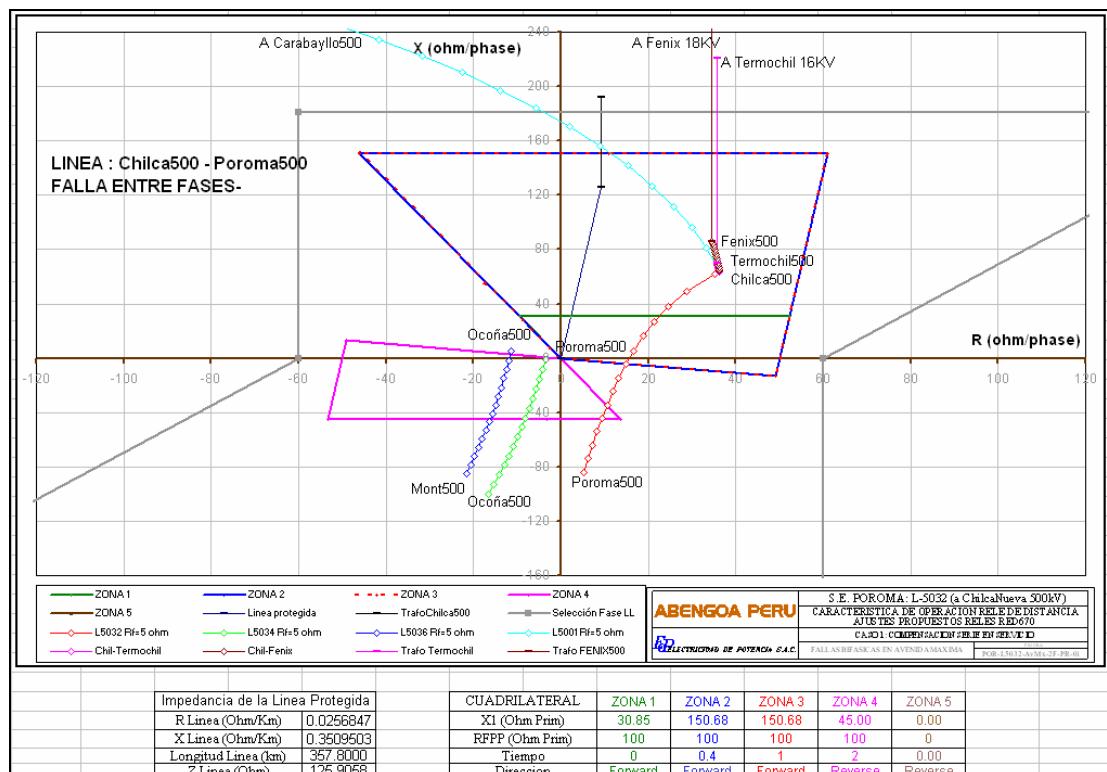


Figura 6.68: Impedancias vistas por los relés de la L-5032 en S.E. Poroma, con el BCS incluido, para fallas bifásicas.

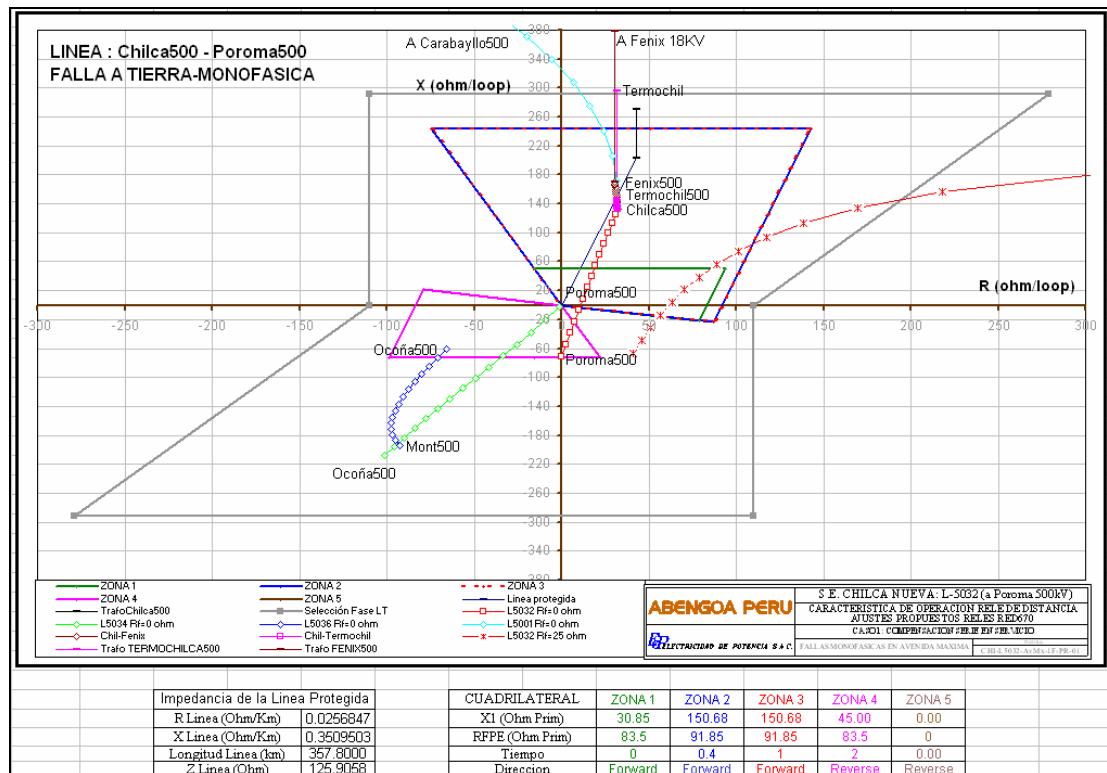


Figura 6.69: Impedancias vistas por los relés de la L-5032 en S.E. Poroma, con el BCS incluido, para fallas monofásicas.

6.2.3.2.8 Automatic Soft (PSOF)

- Operation: On
- IBase: 1000 A
- UBase: 500 kV
- Mode: Impedance
- Iph< : 20% IB
- UPh< : 70% UB

6.2.3.3 Protección de Sobrecorriente

6.2.3.3.1 Phase Over Current 4step (PTOC, 51/67)

- TOC1 – Step 1,2,3,4: Off

Este relé no tiene habilitado funciones de sobrecorriente entre fases.

6.2.3.3.2 Residual Over Current 4step (PTOC, 51N/67N)

- Step 1: On.
- DirMode1: Forward
- Characterist1: IEC – Norm. Inv.
- IN1>: 20% IB (200 A prim)
- t1: 0.000 s
- k1: 0.17
- IN1 Mult: 1.0
- t1 Min: 0.000 s
- HarmRestrain1: On

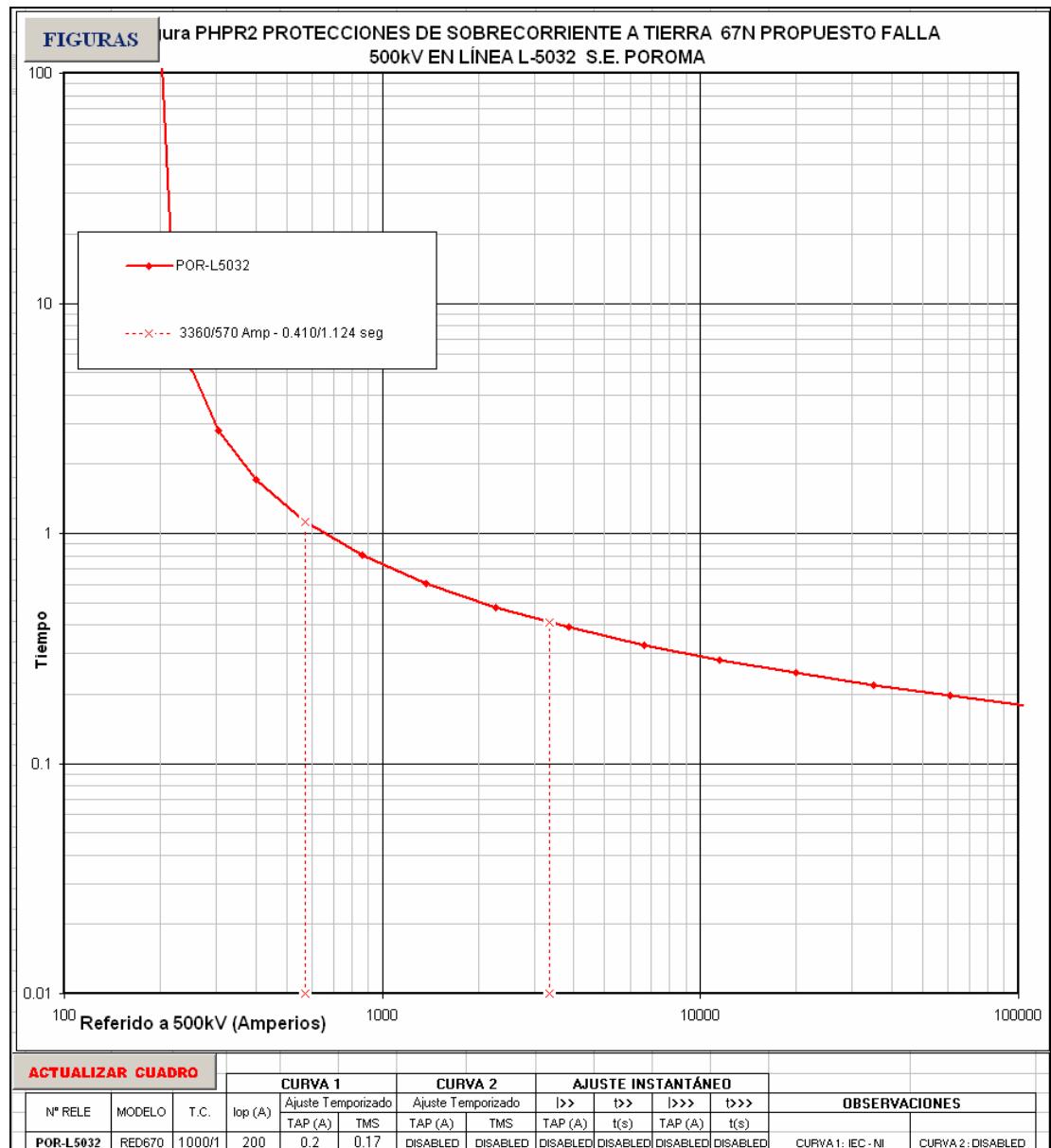


Figura 6.70: Curva de ajuste de sobrecorriente en la S.E. Poroma, con BCS en servicio.

6.2.3.4 Breaker Failure (RBPF, 50BF)

- Operation: On
- IBase: 970 A
- FunctionMode: Current
- BuTripMode: 1 out of 3

- RetripMode: Retrip Off
- **IP>: 30 %IB**

Umbral de corriente de fase para arrancar la protección de falla interruptor.

Considerando una carga máxima de la línea de 100% la máxima capacidad de la línea 840MVA con una caída de tensión de 10% equivale a 1078 amperios.

La mínima corriente en el extremo remoto es 596 amperios.

En este caso se elige ajustar como el 50% de la mínima corriente de falla: 300 amperios que equivale a $300/970 = 0.309$

- IN>: 10 %IB
- t1: 0.000 s
- t2: 0.150 s
- t2MPh: 0.150 s
- tPulse: 0.200 s

6.2.3.5 Esquema de Comunicación

6.2.3.5.1 Scheme Communication (PSCH, 85) ECPSCH

- Operation: On
- SchemeType: Permissive OR

6.2.3.5.2 Scheme Communication (PSCH, 85) EFC1

- Operation: On

6.2.3.6 Control

6.2.3.6.1 Synchronizing (RSYN, 25)

- Operation: On

6.2.3.6.2 Autorecloser (RREC, 79) AR01

- Operation: On
- NoOfShots: 1
- ARMode: 1ph+1*2ph
- StartByCBOpen: Off
- CBAuxContType: NO
- CBReadyType: OCO
- Tipo de interruptor (CO ó OCO)
- t1 1Ph: 0.95
- t1 2Ph: 0.95
- t1 3Ph: 0.95
- t1 3PhHS: 0.95
- t2 3Ph: 30.00
- t3 3Ph: 30.00
- t4 3Ph: 30.00
- t5 3Ph: 30.00
- tReclaim: 60.00 s
- tSync: 30.00
- tInhibit: 5.000 s
- tTrip: 0.200 s
- tAutoContWait: 2.000 s
- UnsucCIByCBChk: NoCBCheck
- Priority: None tw
- tWaitForMaster: 60.00 s

CONCLUSIONES

1. De los principales beneficios de la incorporación del banco de condensadores en serie, se analizó y comprobó principalmente la mejora de la capacidad de transmisión de energía eléctrica de la línea Chilca – Poroma (L-5032) de 500kV.

Según las ecuaciones 4.52 y 5.17 el aumento de la capacidad de transferencia de energía por el aumento del límite de estabilidad transitoria al implementarse el BCS se verifica en la gráfica de Potencia activa vs ángulo de transmisión (figura 5.17). Este incremento también se verificó mediante las simulaciones de diversas condiciones de operación en el software especializado en sistemas de potencia DigSilent (figura 5.18).

En las figuras mencionadas se interpreta que para una potencia similar se logra disminuir el ángulo de transmisión mediante la inserción de un BCS, y para un mismo ángulo de transmisión (al insertar un BCS) se logra un incremento en la potencia transmitida.

También se logró comprobar la mejora en la regulación de tensión en estado estable y en consecuencia el aumento del límite de colapso de tensión, lo cual se verificó con la comparación de las curvas obtenidas en la figura 5.19 para el caso de las ecuaciones desarrolladas teóricamente en los capítulos 4

y 5. Asimismo para el caso de la figura 5.20, la cual fue obtenida mediante simulaciones de diversas condiciones de operación del SEIN.

En las curvas obtenidas de manera teórica (según las ecuaciones desarrolladas en los capítulos 4 y 5) la tensión en el extremo receptor de la línea se incrementa cuando se inserta un Banco de Compensación en Serie. Este incremento de potencia también influye directamente en el incremento del límite de colapso de tensión (puesto que la potencia se desplaza a la derecha). Esto significa que al insertar un BCS el sistema se vuelve más estable aun cuando se incrementa el flujo de potencia.

Por lo tanto, con todo lo descrito se corrobora teóricamente y en la práctica las mejoras de la capacidad de transmisión y de las tensiones mediante la implementación de bancos de compensación en serie para líneas de transmisión en 500kV para el sistema de transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo que corresponden al sistema Centro – Sur.

2. Dentro de los elementos correspondientes a los Bancos de Compensación en Serie se lograron identificar los siguientes elementos:
 - Unidades Capacitivas: Las cuales se asocian en serie y paralelo para obtener una capacitancia total que representa la capacitancia del BCS.
 - MOV (Varistor de Óxido Metálico): Es utilizado para el proteger los condensadores ante las variaciones drásticas de tensión.

- Interruptor Bypass: Sirve para poner en operación el BCS (interruptor abierto) y para desconectar el BCS (interruptor cerrado), es decir, funciona como un interruptor de “puenteo”.
- GAP: Sirve para proteger al MOV a través de una operación ultrarrápida (~1ms) hasta el cierre del interruptor bypass.
- Circuito de Amortiguamiento: Limita y amortigua la corriente de descarga de los condensadores tras la operación del interruptor.
- Transformadores de corriente: De los cuales se obtienen los valores de corriente para la medición y protección del BCS.
- Plataforma del BCS: Es la estructura que soporta al Banco de Condensadores.

En cuanto al funcionamiento de los BCS se puede diferenciar entre:

BCS fuera de Servicio: Queda en esta condición al cerrarse el interruptor Bypass. En este caso el flujo de potencia no atraviesa el arreglo de los condensadores.

BCS en Servicio: Esta condición sucede cuando el interruptor de bypass queda en condición de Abierto, es decir que el flujo de potencia no debe circular por este interruptor, si no, por el arreglo de los condensadores. Cuando esto sucede, también se suele decir que el BCS está insertado.

3. Debido a que la inserción de un BCS en una línea de transmisión ocasiona fenómenos de medición como inversión de tensión y corriente, se identificó que los ajustes de la función de protección de distancia deben ser

modificados al implementarse el BCS, pues esta función tiene como principio de operación el monitoreo constante de los valores de tensión y corriente.

Se debe tener en cuenta que la protección principal del relé RED670 es la función de protección diferencial, del cual no varían sus ajustes con la implementación del BCS por operar sólo cuando exista una diferencia ajustable de corrientes, utilizando fibra óptica para la comunicación entre los relés de los extremos de la línea. Mientras que la función de protección de distancia utiliza onda portadora a frecuencias muy altas ($200\pm20\text{kHz}$ para el envío y $240\pm20\text{kHz}$ para la recepción de la señal). Entonces la protección de distancia representa un respaldo para la protección diferencial cuando exista alguna falla de comunicación en la fibra óptica.

4. Las ecuaciones de flujo de potencia desarrolladas en los capítulos 4 y 5 corresponden a ecuaciones desarrolladas y utilizadas en los estudios de pregrado de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica en la UNI, lo cual ha servido para corroborar los resultados obtenidos de estas ecuaciones con los obtenidos con el software DigSILENT, especializado en Sistemas de Potencia.
5. La presente tesis contribuye como nueva fuente de valiosa información para nuevos proyectos en el SEIN, ya que en su desarrollo se abarca la operación de líneas de transmisión en 500kV que implementa los únicos Bancos de Compensación en Serie del SEIN en extra alta tensión.

RECOMENDACIONES

1. Actualmente el ingreso operativo de Sociedad Minera Cerro Verde ha llevado a derivar la línea L-5036 en dos líneas: L-5036 y L-5037, lo cual ha llevado a la reconfiguración del arreglo de condensadores del BCS-5484 (existente) y la implementación del nuevo BCS-5982 (En la línea L-5037). En la presente tesis no se ha considerado estos cambios, ya que actualmente aún se están realizando las pruebas necesarias para la puesta en servicio del BCS-5982. Se sugiere considerar estos cambios en futuros estudios.

2. Actualmente se está construyendo el sistema de transmisión Mantaro-Marcona-Socavaya-Montalvo (MAMO) que será un refuerzo mayor para el sistema de transmisión Centro – Sur, por tanto, la influencia de esta nueva línea repercutirá en el sistema de transmisión de ATS, lo cual podría representar un nuevo reto para el estudiante de pregrado: identificar la magnitud de la influencia.

3. Como lo mencionado anteriormente, la presente tesis puede ser utilizada como referencia para el caso del proyecto MAMO, puesto que el proyecto contempla la implementación de dos nuevos Bancos de Compensación en Serie en extra alta tensión.

BIBLIOGRAFÍA

- John J. Grainger y William D. Stevenson Jr, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill 1996.
- Plan de transmisión 2013 al 2022 del COES.
- Rakosh Das Begamudre, Extra High Voltage AC Transmission Engineerin, John Wiley & Sons, 1986.
- Manual de Operación y Mantenimiento de los bancos de compensación en Serie de fabricante Siemens, G60105-C0461-U0003.
- Kundur P., “Power System Stability and Control”, Electrical Power Research Institute, Editorial McGraw-Hill 1993.
- IEEE Standard for Series Capacitors in Power System 824-1994.
- Roger C. Dugan/ Mark F. McGranaghan/ Surya Santoso/ H. Wayne Beaty, “Electrical Power Systems, second edition”.
- S. M. Madani, “ Analysis and Design of Power System Protections Using Graph Theory”
- Line differential protection RED670, Application manual.
- Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN.
- Informe de definición de los parámetros de protección del BCS, SIEMENS.
- Curso de protecciones del Sistema eléctrico de potencia, COES-Humberto Galoc.
- Apuntes de estabilidad de sistemas de potencia, Freddy Saravia.

PLANOS

APÉNDICE