

**Coordinación de protecciones del sistema mallado en el campo petrolero Cantagallo a
34,5kV**

Angie Catherine Orduz Pinzón

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniera Electricista**

Director

Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

Ingeniero Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físico - Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado y toda mi carrera a Dios quien ha sido mi fortaleza en todo momento y quien ha hecho posible cada triunfo en mi vida, día a día me ha ayudado a levantarme y seguir adelante para llegar hoy a culminar una etapa de mi vida, en la cual conocí personas maravillosas, a todas esas personas les agradezco por haber compartido conmigo buenos y malos momentos. Le agradezco a mis padres todo el apoyo brindado, cada palabra de motivación, cada sacrificio que hicieron por mí, hoy lo agradezco de corazón y le doy gracias a Dios por regalarme dos seres tan maravillosos, dos seres que han luchado fuertemente por formarme como persona, por darme las mejores cosas y los mejores ejemplos, gracias a ellos hoy soy la persona que soy. Gracias padres por existir y hacer esto posible.

Gracias a mi hermano por acompañarme día a día en este proceso, por llenarme de alegría en días en los que pensé que no podía más.

Agradezco a mi director por tanto conocimiento transmitido, cada lección aprendida, más que un excelente profesor una excelente persona, también mil gracias a mi codirector por enseñarme que ser un excelente profesional significa ser un excelente ser humano en todos los aspectos.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Descripción del campo petrolero cantagallo	17
1.1. Generalidades del Campo petrolero Cantagallo.	17
1.2. Operación campo Yariguies - Cantagallo.....	18
1.3. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo Cantagallo.	19
1.3.1. Bombeo Mecánico (BM).	20
1.3.2. Bombeo electrosumergible (BES).	22
1.4. Sistema eléctrico a estudiar.....	23
1.4.1. Líneas de distribución.....	24
1.4.2. Equipos asociados a las líneas.	34
1.4.3. Equipos de protección..	39
1.4.4. Descripción de las mallas enlazadas por las líneas Búfalos y Yariguies. 15.	47
2. Coordinación actual de protecciones	51
2.1. Primer modo de operación.....	53
2.2. Segundo modo de operación.....	58
3. Estudios previos	63
3.1. Flujo de carga.....	63
3.2. Estudio de cortocircuito.	66
4. Coordinación de protecciones	71

4.1. Alimentación C15.....	71
4.1.1. Coordinación relés de protección fase.....	72
4.1.2. Coordinación de relés de protección a tierra.	90
4.2. Alimentación C2.....	109
5. Conclusiones	117
6. Recomendaciones	118
Referencias bibliográficas.....	119

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Localización del campo Yariguies-Cantagallo. Ecopetrol S.A.	17
Figura 2. Clasificación de los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales.	20
Figura 3. Estructura de retención en R, RH y RHH.....	27
Figura 4. Estructura de suspensión en S y SH.	28
Figura 5. Pórtico enlace Garzas	29
Figura 6. Pórtico Yari 5.	30
Figura 7. Pórtico clúster 12.....	31
Figura 8. Pórtico Compresora.	31
Figura 9. Pórtico isla 8.	32
Figura 10. Pórtico Isla 7A.....	33
Figura 11. Pórtico isla 5.....	34
Figura 12. Especificaciones de los motores presentes en el sistema.	39
Figura 13. Relés controladores de los Interruptores presentes en el sistema.....	43
Figura 14. Cajas cortacircuitos presentes en el sistema.....	46
Figura 15. Diagrama unifilar de las mallas enlazadas por las líneas Búfalos y Yariguies 34.5 kV.	48
Figura 16. Primer modo de operación.....	53
Figura 17. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y primer modo de operación.	54

Figura 18. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y primer modo de operación.	55
Figura 19. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.	56
Figura 20. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.	57
Figura 21. Segundo modo de operación.	58
Figura 22. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y segundo modo de operación.	59
Figura 23. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y segundo modo de operación.	60
Figura 24. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y segundo modo de operación.	61
Figura 25. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.	62
Figura 26. Fijos de carga máximos y mínimos vistos por los reconectadores e interruptores, primer modo de operación.	64
Figura 27. Flujos de carga máximos y mínimos vistos por los reconectadores e interruptores, segundo modo de operación.	65
Figura 28. Corrientes máxima de carga, corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los reconectadores e interruptores, primer modo de operación.	72
Figura 29. Relés de protección de fase para el ramal 1 en el primer modo de operación.	74
Figura 30. Relés de protección de fase para el ramal 2 en el primer modo de operación.	79

Figura 31. Curvas de selectividad relés de protección de fase ramal 1, primer modo de operación.....	88
Figura 32. Curvas de selectividad relés de protección de fase ramal 2, primer modo de operación.....	89
Figura 33. Relés de tierra para el ramal 1 en el primer modo de operación.	91
Figura 34. Relés de tierra para el ramal 2 en el primer modo de operación.	97
Figura 35. Curvas de selectividad de los relés de protección a tierra del ramal 1 en la piedra modo de operación.....	107
Figura 36. Curvas de selectividad de los relés de protección a tierra del ramal 2 en el primer modo de operación.....	108
Figura 37. Corrientes máxima de carga, corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los reconectores e interruptores, segundo modo de operación.	109
Figura 38. Relés para el ramal 1 en el primer modo de operación.	110
Figura 39. Relés para el ramal 1 en el segundo modo de operación.....	111
Figura 40. Curvas de selectividad para relés de fase del ramal 1 en el segundo modo de operación.....	113
Figura 41. Curvas de selectividad para relés de protección de fase del ramal 2 en el segundo modo de operación.....	114
Figura 42. Curvas de selectividad para relés de protección a tierra del ramal 1 en el segundo modo de operación.....	115
Figura 43. Curvas de selectividad para relés de protección a tierra del ramal 2 en el segundo modo de operación.....	116

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.....	21
Tabla 2. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.	23
Tabla 3. Características básicas del sistema eléctrico. Tomado de Ecopetrol S.A.	23
Tabla 4. Especificaciones conductor ACSR.	25
Tabla 5. Especificaciones conductor ACSR ecológico.....	25
Tabla 6. Inventario de estructuras de la línea Yariguies.	26
Tabla 7. Inventario de estructuras de la línea Búfalos	26
Tabla 8. Listado general de los equipos asociados a las líneas.....	35
Tabla 9. Inventario de seccionadores presentes en las líneas a estudiar.	35
Tabla 10. Inventario de cuchillas monopolares	37
Tabla 11. Inventario de transformadores	38
Tabla 12. Inventario general de equipos de protección del sistema.	40
Tabla 13. Datos técnicos reconectador Nulec.....	40
Tabla 14. Datos técnicos Interruptores AREVA del sistema.....	41
Tabla 15. Especificaciones de los TC's inmersos en la cuba del reconectador.	44
Tabla 16. Especificaciones de los TC's del Multilin F650.	44
Tabla 17. Ajustes actuales del sistema a estudiar	52

Tabla 18. Corrientes de cortocircuito para el escenario de alta carga, primer modo de operación.	67
Tabla 19. Corrientes de cortocircuito para el escenario de baja carga, primer modo de operación.	68
Tabla 20. Corrientes de cortocircuito para el escenario de alta carga, segundo modo de operación.....	68
Tabla 21. Corrientes de cortocircuito par el escenario de baja carga, segundo modo de operación.	69
Tabla 22. Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito cuando su alimentación es a través del interruptor C15 (primer modo de operación).....	70
Tabla 23. Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito cuando su alimentación es a través del interruptor C2 (segundo modo de operación).	71
Tabla 24. Ajustes para los relés de protección de fase, primer modo de operación.	87
Tabla 25. Ajustes para los relés de protección a tierra, primer modo de operación.	106
Tabla 26. Ajustes para los relés de protección de fase, segundo modo de operación.	112
Tabla 27. Ajustes para los relés protección a tierra, segundo modo de operación.	112

Resumen

TÍTULO: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA MALLADO EN EL CAMPO PETROLERO CANTAGALLO A 34,5KV. *

AUTOR: ORDUZ PINZÓN, Angie Catherine. **

PALABRAS CLAVE: Coordinación de protecciones, Corrientes de fallas, Selectividad, Tiempo de disparo, Protecciones, Reconectores, Sistema mallado.

DESCRIPCIÓN: El presente trabajo de grado aparece como una necesidad en el campo petrolero cantagallo propiedad de ECOPETROL S.A. localizado en el municipio de puerto Wilches, ante la ocurrencia de cortocircuitos en las secciones denominadas líneas Búfalos-Yariguies a 34,5 kV, la operación y desconexión no parece la adecuada. Se necesita replantear la coordinación de protecciones de sobrecorriente y para replantearla se identifica el sistema a estudiar con sus equipos asociados, se realizan los estudios previos (flujo de carga y cortocircuito), estos estudios con el fin de obtener las corrientes máximas de carga, máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los relés de protección de fases y de tierra. Seguido de los estudios previos se procede a realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente, esto es, a determinar las corrientes de arranque, el dial y la unidad instantánea de los relés de protección de fases y de tierra, tanto los estudios previos y la coordinación son realizados para los dos modos de operación del sistema a estudiar en concordancia con la dirección de la corriente, alimentando a través del interruptor C15 o C2. Por último se procede a verificar la selectividad de las curvas de selectividad de los relés de protección de fases y de tierra, con los ajustes propuestos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo.

Abstract

TITLE: COORDINATION OF PROTECTIONS OF THE FAILED SYSTEM IN THE CANTAGALLO PETROLEUM FIELD AT 34.5 KV. *

AUTHOR: ORDUZ PINZÓN, Angie Catherine. **

KEY WORDS: Coordination of protections, Fault currents, Selectivity, Shooting time, Protections, Reconnectors, Mesh system.

DESCRIPTION: This degree work appears as a necessity in the Cantagallo oil field owned by ECOPETROL S.A. located in the municipality of Puerto Wilches, due to the occurrence of short circuits in the sections called Buffalo-Yariguies lines at 34.5 kV, the operation and disconnection does not seem appropriate. It is necessary to rethink the coordination of overcurrent protections and to rethink it, the system to be studied with its associated equipment is identified, previous studies (load flow and short circuit) are carried out, these studies in order to obtain the maximum, maximum load currents and minimum short circuits seen by the phase and ground protection relays. Following the previous studies, the coordination of overcurrent protections is carried out, that is, to determine the starting currents, the dial and the instantaneous unit of the phase and ground protection relays, both the previous studies and the coordination they are carried out for the two modes of operation of the system to be studied in accordance with the direction of the current, feeding through switch C15 or C2. Finally, the selectivity of the selectivity curves of the phase protection relays is checked and ground, with the proposed adjustments.

* Degree work

**Faculty of Physical-Mechanical Engineerins,School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering.Advisor:Dr. Gilberto Carrillo Caicedo.

Introducción

El trabajo de grado fue realizado como modalidad de práctica empresarial con la empresa CDE S.A, con la cual se firmó convenio el día 20 de julio del 2018 en la ciudad de Bucaramanga.

La empresa requiere reducir al mínimo los cortes de suministro energético con el fin de maximizar la extracción de petróleo en cada pozo, y mantener los índices de productividad. Las líneas que presentan mayores cortes de energía sin planificar son las líneas Búfalos-Yariguies y por consiguiente las mallas enlazadas por las mismas, estas presentan disparos continuos en las protecciones de sobrecorriente dejando sin energía muchos de los pozos presentes en las mallas.

En este contexto, el objetivo principal del presente trabajo de grado es desarrollar para la empresa CDE S.A. la coordinación de las protecciones de sobrecorriente en las mallas de media tensión enlazadas por las líneas Yariguies - Búfalos de 34,5 kV, en el campo petrolero Cantagallo propiedad de ECOPETROL S.A. del municipio de Puerto Wilches, Santander; para ello, se trabajó con el software NEPLAN V5.5.8 con ID licencia 26533.002, para el análisis de coordinación y selectividad de las protecciones de sobrecorriente.

Para llegar a este objetivo se realiza lo siguiente, inicialmente se identificarán las líneas Búfalos- Yariguies su configuración, los equipos asociados, los equipos de protección presentes en las mismas y se verificara la coordinación actual de protecciones de sobrecorriente. Una vez comprobado las falencias, se realizan los estudios previos (flujo de carga y cortocircuito) y se

procede a realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente, finalmente se simulan fallas para verificar la coordinación y selectividad de las protecciones.

La metodología seguida se presenta en cuatro capítulos que conforman este trabajo de grado.

El capítulo uno presenta todas las generalidades del campo petrolero cantagallo, los tipos de pozos presentes en las mallas a estudiar, la configuración de las líneas, el inventario de todos los equipos presentes con sus características más relevantes, y los equipos de protección de sobrecorriente y sobretensión.

En el capítulo dos se definen los dos modos de operación radial de las mallas, se realiza el análisis de la coordinación y selectividad de las protecciones de sobrecorriente. Una vez se conoce el estado actual de las protecciones se procede a realizar los estudios previos necesarios para replantear la coordinación de protecciones de sobrecorriente, estos estudios previos (flujo de carga y cortocircuito) se realizan en el capítulo tres.

En el capítulo tres inicialmente se definen los escenarios de análisis los cuales son, baja carga y alta carga. Seguido de esto se realiza el flujo de carga y se establece la corriente máxima de carga vista por los relés en los dos modos de operación, luego de realizar el flujo de carga se simulan fallas monofásicas, bifásicas, trifásicas y bifásicas a tierra, para los dos escenarios de análisis y una vez obtenidas las corrientes de cortocircuito se hace un comparativo de las corrientes de cortocircuitos y se establecen las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los relés de protección de fases y de tierra para los dos modos de operación.

Finalmente, en el capítulo cuatro se realiza la coordinación de protecciones, se llevan a cabo los cálculos de las corrientes de arranque de los relés de protección de fases y de tierra, el dial y la unidad instantánea, para los dos modos de operación.

1. Descripción del campo petrolero cantagallo

En este capítulo se describirá el entorno físico del sistema a estudiar esto es, generalidades del campo, sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo, el sistema eléctrico a estudiar y las condiciones actuales del sistema.

1.1. Generalidades del Campo petrolero Cantagallo.

El campo Cantagallo - Yariguies se encuentra localizado en la parte central del flanco occidental de la cuenca del valle medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-noroeste de Santa Fé de Bogotá en los límites medios de los departamentos de Santander y Bolívar a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. (Figura 1).

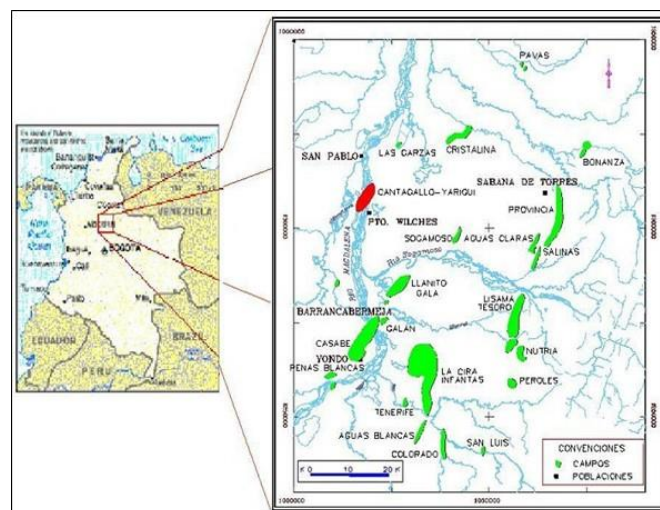


Figura 1. Localización del campo Yariguies-Cantagallo. Ecopetrol S.A.

1.2. Operación campo Yariguies - Cantagallo.

Actualmente el campo Cantagallo es operado por la empresa petrolera Ecopetrol y pertenece a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Río, que incluye además el campo Casabe. El campo Cantagallo tiene 113 pozos, de los cuales 67 son bombeo electrosumergible, 45 bombeo mecánico y un sistema de inyección de agua para recuperación secundaria con 4 bombas de 1500 hp y 3 de 1900 hp.

El campo Yariguies- Cantagallo posee cuatro alimentaciones principales, dos entradas de la ESSA ubicadas en la subestación PIA en los interruptores C0 y C23 y dos entradas de Generación Colombia ubicadas una en Puerto Wilches (subestación PIA interruptor C3) y otra en la subestación Principal Cantagallo interruptor SH12.

- **Circuito Yariguies:** Energizado desde el interruptor C2 de la subestación PIA alimenta las cargas en su operación normal de Isla 5, Isla 1ª, Isla 7, Clúster 12, Compresora, Captador Magdalena 2 e Isla 8. Actualmente se encuentra alimentando las cargas de Isla 6 Río, CDL, YR69, Captador Magdalena 1 y la estación Garzas debido a trabajos de construcción de nuevo pórtico en el circuito Garzas que se extienden hasta el 30 de abril del 2019.

- **Circuito Búfalos:** Energizado desde el interruptor C15 de la PIA, alimenta la línea Cruce Nuevo del Río desde el Pórtico 8 hasta la subestación principal interruptor SH7.

- **Circuito 3:** Energizado desde el Reconector RCN3 ubicado en el pósito CG21 que se conecta con la línea Cruce Nuevo del Río. Alimenta las cargas correspondientes a las subestaciones CG21, Isla 10, Isla 9, Isla 1, CG18 y el pósito de la estación auxiliar.

- **Isla 4:** Energizado desde el Reconector RCN2 ubicado en la subestación Gamboa B y alimenta las cargas correspondientes a Clúster 2, Clúster 1 y el pósito Isla 4. Se debe tener en cuenta que la subestación Clúster 1 y el pósito Isla 4 se energizan desde el Reconector RI3 ubicado en la subestación Gamboa B.

1.3. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo Cantagallo.

La implementación de un sistema de levantamiento artificial se realiza cuando el pozo deja de producir por flujo natural. Un sistema de levantamiento artificial se define como un medio que permite continuar el proceso de producción, cuando el petróleo deja de fluir hacia la superficie con la energía propia del yacimiento. Consta de un equipo superficial y otro sub-superficial, que ayuda a la formación, aligerando columnas hidrostáticas o induciendo con otras alternativas la manifestación de hidrocarburos hasta superficie, (Velazco, 2013).

Existen numerosos sistemas artificiales de producción, cada uno con características propias y capacidades diferentes determinadas por las condiciones del yacimiento y de las condiciones del pozo al que se planea adaptar dicho sistema. Hoy en día debido a la expansión urbana hacia zonas petroleras, (Velazco, 2013).

La figura 2 presenta los principales tipos de sistemas Artificiales y la forma en que se clasifican.

Para la producción de crudos en el campo petrolero Cantagallo, los métodos de extracción empleados son sistemas de bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.

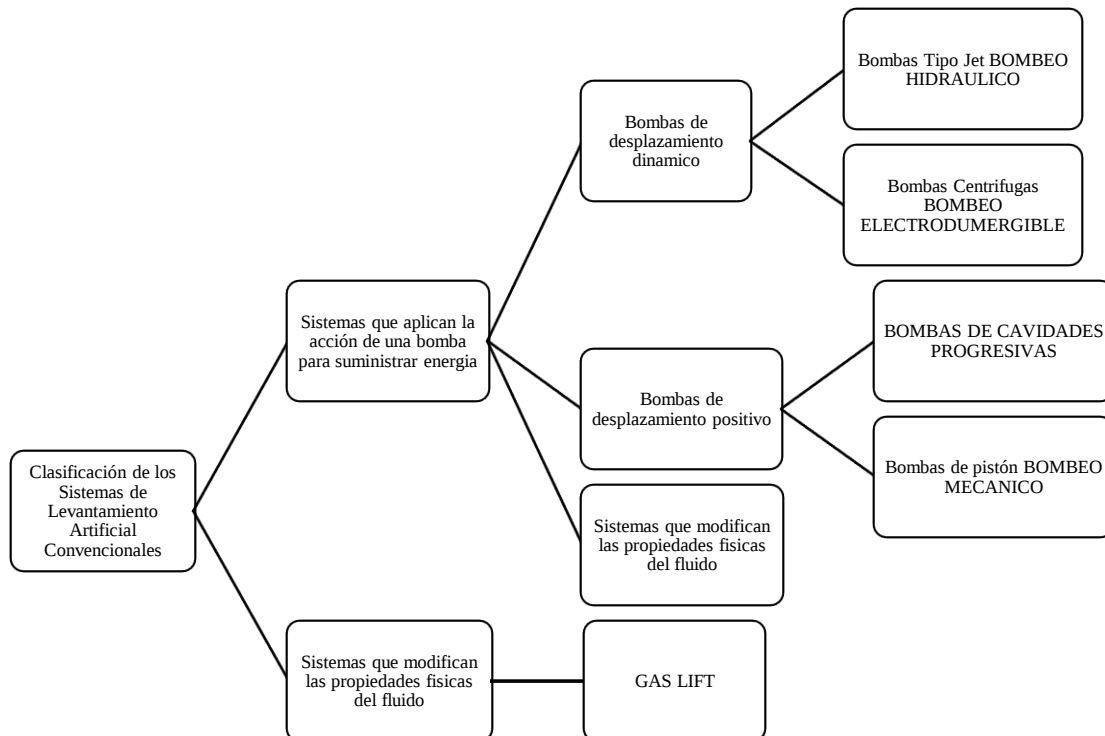


Figura 2. Clasificación de los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales. Adaptado de Golán, GOLAN, Michael. Well Performarce. 2 ed. 472p

1.3.1. Bombeo Mecánico (BM). El bombeo mecánico consiste en la transferencia de energía que suministra el motor eléctrico desde la superficie hasta la bomba de subsuelo que está justo donde está el yacimiento. Esta energía es transferida a través de las varillas directamente al pistón de la bomba de subsuelo.

Para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a un movimiento reciprocante en las varillas de succión y debe reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. La reducción de velocidad se logra en el reductor de engranajes, y el resto del equipo realiza el cambio de movimiento rotatorio en reciprocante y éste genera la potencia mecánica rotatoria que permite girar la bomba que impulsa el crudo a la superficie. Tomado de (Raga, 2001).

El sistema por Bombeo Mecánico fue el primer sistema de levantamiento artificial implementado en un campo de petrolero. Actualmente este sistema es el más utilizado en términos de número de instalaciones con aproximadamente el 80% de los pozos productores a nivel mundial, (Rey,2004).

El equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los elementos como se muestra en la Tabla1.

Tabla 1.

Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.

Equipo de Subsuelo	Equipo de Superficie
Varillas de Bombeo	Base de la Unidad
Bomba de subsuelo	Motor
Tubería de Producción	Caja Reductora
Ancla de Tubing	Unidad de Bombeo
Anclas de gas (opcional)	Contrapesas
Separador de gas (opcional)	Barra Lisa
Equipo de cabeza de pozo	

Nota: Cholet, Henri. (2000). Well Production. Paris. Technip. 283-286 p.

1.3.2. Bombeo electrosumergible (BES). La principal función del bombeo electrosumergible es convertir la energía provista por un motor primario, en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida se presenta como energía de presión.

El sistema recibe energía eléctrica de una red de distribución y ésta pasa por un transformador trifásico para bajar la tensión eléctrica a la requerida por el variador de frecuencia (480 Voltios).

El variador entrega al transformador secundario la corriente trifásica a la frecuencia (Hertz) deseada por el operador (de acuerdo con las RPM deseadas en el motor eléctrico) y el transformador secundario energiza al cable de potencia con el voltaje, requerido por el equipo de subsuelo.

En el estator del motor sumergible la corriente alterna trifásica genera un campo magnético que induce corriente al rotor y ésta a su vez, genera otro campo magnético que trata de igualar a la velocidad del campo magnético del estator (3600 rpm) provocando el movimiento giratorio del rotor-eje, lo que permite realizar trabajo. Mientras mayor sea el trabajo exigido mayor será la diferencia de velocidad de los campos magnéticos y mayor torque se generará en el eje.

Un sistema de bombeo electrosumergible está dividido en dos secciones: un equipo de superficie y uno de fondo su componente se presenta en la tabla 2.

Tabla 2.

Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.

Equipo de subsuelo	Equipo de superficie
Motor Eléctrico Sumergible	Cabezal de Pozo
Sello ó Protector	Fuentes de Energía
Entrada a la Bomba (Intake)	Transformadores
Bomba Centrifuga	Controlador de frecuencia
Cable de Potencia	Caja de Venteo ó conexiones eléctricas
Separador de gas (opcional)	

Nota: Cholet, Henri. (2000). Well Production. Paris. Technip. 323-324 p

1.4. Sistema eléctrico a estudiar

En este capítulo se muestran los equipos y/o elementos eléctricos que conforman las líneas Búfalos-Yariguies, con el fin de identificar y asimilar los componentes de cada línea, que puedan afectar en la coordinación de protecciones. En la tabla 3 se muestran las características básicas del sistema a trabajar.

Tabla 3.

Características básicas del sistema eléctrico. Tomado de Ecopetrol S.A.

Descripción	Valor
Voltaje nominal (kV):	34,5
Máxima Tensión (kV):	37,5
Frecuencia nominal (Hz):	60
Conductores de línea:	ACSR 4/0

Nota: Ecopetrol S.A.S.

El sistema eléctrico está constituido por líneas de distribución, equipos asociados a las líneas de distribución, equipos de protección. Estos componentes se definen a continuación:

1.4.1. Líneas de distribución. Las características principales que tienen las líneas Yariguies y Búfalos del campo petrolero Cantagallo son las siguientes:

- Nivel de tensión de 34,5 kV.
- Potería con alturas de 14 m.
- Configuración en S, R, RH, SH y estructuras tipo pórtico RP.
- La disposición de los conductores es: vertical, horizontal y triangular.
- Las dos líneas son acompañadas por un cable de guarda que es puesto a tierra en cada estructura.
- La longitud de la línea búfalos es 4.5 Km y la longitud de la línea Yariguies es 8,4 Km.
- Las distancias para las estructuras están dadas por la norma IPSE, según el tipo de estructura.

A continuación, se presentan en la tabla 5 todas las estructuras presentes en la línea Yariguies.

- Las redes son construidas en cables conductores ACSR 4/0 AWG 6 hilos de aluminio y 1 hilo de acero) y ACSR 4/0(6 hilos de aluminio y 1 hilo de acero) ecológico para zonas de alta vegetación, estos con las especificaciones mostradas en la tabla 4 y 5.

Tabla 4.

Especificaciones conductor ACSR.

Descripción	Formación	Diámetro	Diámetro	Carga	Resistencia	Diámetro	Peso
		hilo de	hilo de	de	Eléctrica	Total	Total
		Aluminio	Acero en	Ruptura	DC a 20°C	Aprox.	Aprox.
	Hilos Al / Hilos Acero	Mm	Mm	kg-F	ohm/km	mm	kg/km
ACSR/GA	6/1	4,77	4,77	3787	0,27	14,3	433
4/0 AWG							
Penguin							

Tabla 5.

Especificaciones conductor ACSR ecológico.

Descripción	Formación	Diámetro	Capa	Capa	Resistencia	Diámetro	Peso
		del	interna	externa	Eléctrica	Exterior	Total
		conductor			DC a 20°C		Aprox.
	Hilos Al / Hilos Acero	Mm	Mm	Mm	ohm/km	mm	kg/km
ACSR/GA	6/1	13.88	5,72	1,91	0,260	30,99	1037
4/0							
Ecológico							

El inventario de la cantidad de estructuras en las líneas Yariguies se muestra en la tabla 6.

Tabla 6.

Inventario de estructuras de la línea Yariguies.

INVENTARIO DE ESTRUCTURAS YARIGUIES					
Estructuras de retención	R	RH	RHH	RT	Total
	39	8			47
Estructuras de suspensión	S	SH	ST		Total
	47				47
Pórticos eléctricos	RP	P			Total
	6				6
Total estructuras Circuito Yariguies					100

A continuación, se presentan en la tabla 7 todas las estructuras presentes en la línea Búfalos.

Tabla 7.

Inventario de estructuras de la línea Búfalos

Inventario de estructuras búfalos					
Estructuras de retención	R	RH	RHH	RT	Total
	1	20	3		24
Estructuras de suspensión	S	SH	ST		Total
	0	16			16
Pórticos eléctricos	RP	P			Total
	3				3
Total estructuras Línea Yariguies					43

❖ *Estructuras de retención*

Las estructuras de retención son utilizadas para tramos largos pues esta se mantiene a pesar del par desequilibrado al caerse un lado de la línea. Las estructuras de retención se distinguen en tres tipos (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2016) citado por Amaya Patarrollo (2018)

- **Terminal:** Se encuentra en el inicio o final de una línea, están diseñadas para soportar la tensión ejercida por los conductores ubicados de manera perpendicular a las ménsulas, razón por la cual es el tipo de estructura más robusta.
- **Angular:** Se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, la carga más importante que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.
- **Rompetramos:** Algunas normas de cálculo sugieren el uso de estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos.

En la figura 3 se muestran los tipos de estructuras de retención que se encuentran en el sistema a estudiar.



Figura 3. Estructura de retención en R, RH y RHH.

❖ *Estructuras de suspensión*

En este tipo de estructura, los conductores se encuentran suspendidos de las ménsulas mediante cadenas de aisladores, están diseñadas para soportar el peso de los conductores y la acción del viento sobre ellos y sobre la misma estructura. Son utilizadas en terreno plano sin cambio de dirección de la trayectoria de la línea, también se le denomina de alineamiento, (Amaya, 2018).

En la figura 4 se muestran los tipos de estructuras de suspensión que se encuentran en el sistema a estudiar.



Figura 4. Estructura de suspensión en S y SH.

❖ *Pórticos eléctricos*

Los pórticos se utilizan en las líneas eléctricas cuando la distancia entre fases es grande. Es frecuente tener que aplicarlos en finales de línea con transformadores de cierta potencia y acceso a subestaciones. Los pórticos se componen de dos apoyos (metálicos o de hormigón), de una cruceta de entrada y salida de línea y de los herrajes necesarios para instalar los elementos de protección, seccionamiento y potencia (IMEDEXSA, 2018) citado por. (Amaya Patarrollo, 2018)

El campo cuenta con 7 pórticos en las mallas formadas por las líneas Yariguies y Búfalos, los cuales son Pórtico Enlace Garzas, Pórtico Yari 5, Pórtico Clúster 12, Pórtico Compresora, Pórtico Isla 8, Pórtico Isla 7A, Pórtico Isla 5 y Pórtico Isla 1A; pórticos con postería de 18 m equipado con seccionadores, pararrayos, crucetas metálicas y reconectadores.

➤ **Pórtico Enlace Garzas**

El pórtico enlace garzas es la primera derivación de la línea Búfalos, este está conformado por un reconectador NULEC que deriva al enlace garzas, un seccionador tipo MESA SBC 36/400 CB, un Seccionador Monopolar tipo Exterior GAVM. SOCOL y un seccionador tripolar de tipo EXTERIOR- DELTA SOCOL, lo anterior se muestra en la figura 5.



Figura 5. Pórtico enlace Garzas

➤ **El pórtico Yari 5**

El pórtico Yari 5 es la segunda derivación de la línea Yariguies para los pórticos Isla 7A e Isla 5; y deriva para seguir con la línea hasta el pórtico de compresora. Además, está conformado

por dos reconectadores NULEC los cuales hacen parte de las mallas a estudiar, dos seccionadores tipo MESA SBC 36/400 CB y un seccionador de tipo EXTERIOR-DELTA SOCOL asociados a los reconectadores, Lo anterior se muestra en la figura 6.

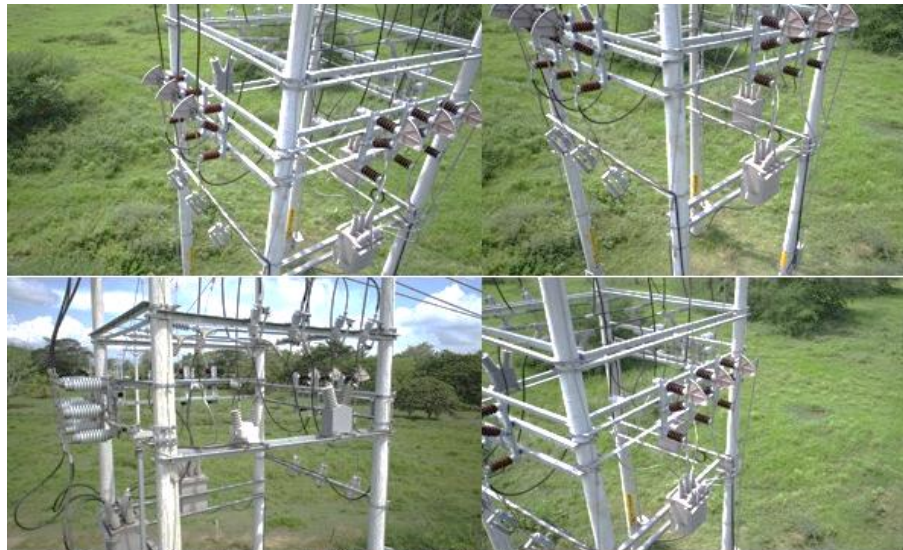


Figura 6. Pórtico Yari 5.

➤ **Pórtico Clúster 12**

El pórtico clúster 12 está conformado por dos reconectadores NULEC, 4 seccionadores de los cuales dos son de tipo MESA SBC 36/400 CB y dos de tipo TRIPOLAR DE EXTERIOR-DELTA SOCOL, cabe resaltar que tres de ellos están asociados a los reconectadores del pórtico. lo anterior se muestra en la figura 7.



Figura 7. Pórtico clúster 12.

➤ **Pórtico Compresora**

El pórtico compresor está conformado por dos seccionadores uno de entrada TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR- DELTA SOCOL y otro de salida MESA SBC 36/400 CB, dos cajas cortacircuitos CELSA para las subestaciones Isla 8, Captadora y Compresora, lo anterior se muestra en la figura 8.



Figura 8. Pórtico Compresora.

➤ **Pórtico Isla 8**

El pórtico 8 está conformado por 4 reconectadores y 8 seccionadores de los cuales solo interfieren en las líneas Yariguies-Búfalos, 2 reconectadores NULEC a los cuales llega la línea Yariguies y Búfalos respectivamente, 4 Seccionadores tipo TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR- ALFA SOCOL asociados a los reconectadores, lo anterior se muestra en la figura 18. Antes de llegar al pórtico isla 8 se presenta una derivación hacia Cantagallo a través de un seccionador tipo MESA SBC 36/400 CB, lo anterior se muestra en la figura 9.



Figura 9. Pórtico isla 8.

➤ **Pórtico Isla 7A**

El pórtico Isla 7A está conformado por un reconectador NULEC, tres seccionadores tipo TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR- DELTA SOCOL y 2 cajas cortacircuitos CELSA para los transformadores de la subestación Isla 7A e Isla 7B, lo anterior se muestra en la figura 10.



Figura 10. Pórtico Isla 7A

➤ **Pórtico Isla 5**

El pórtico Isla 5 está conformado por cuatro seccionadores TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR-DELTA Socol asociados a los reconectores, tres seccionadores TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR-DELTA Socol de entrada para subestaciones Isla 5A, Isla 5B e Isla 5C, tres cajas de cortocircuito de protección CELSA para cada transformador de las subestaciones y dos reconectores NULEC lo anterior se muestra en la figura 11.



Figura 11. Pórtico isla 5

1.4.2. Equipos asociados a las líneas. Las líneas que conforman el sistema a estudiar tienen asociados equipos tales como seccionadores, transformadores y motores. A continuación, en la tabla 8 se presenta un listado de los equipos mencionados anteriormente.

A continuación, se muestra en la tabla 9 y tabla 10 el listado general de los equipos eléctricos asociados a las líneas y los equipos de protección de sobrecorriente que conforman el sistema por estudiar.

Tabla 8.

Listado general de los equipos asociados a las líneas.

No.	Descripción	Cantidad
1	Seccionadores tripolares	22 un
2	Seccionadores monopolares	1 jgo
3	Transformadores	11 un
4	Motores	26 un

Nota: Ecopetrol S.A.

❖ Seccionadores tripolares

A continuación, se muestra en la tabla 9 el listado de seccionadores que componen el sistema estudiado.

Tabla 9.

Inventario de seccionadores presentes en las líneas a estudiar.

Tipo	Registro Fotográfico	Especificaciones	Referencia	Cantidad
1		Tensión de servicio kV 34,5 Tensión máxima de servicio kV 38 Corriente nominal A 630 Corriente de cortocircuito 1 sec kA 25	SECCIONADOR TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR - DELTA, SOCOL	12

Continuación de la Tabla 9.

Tipo	Registro Fotográfico	Especificaciones	Referencia	Cantidad
2		Tensión de servicio kV 36 Tensión máxima de servicio kV 38 Corriente nominal A 630 Corriente de cortocircuito 1 sec kA 20	SBCP 36 / 400 CB MESA	6
3		Tensión de servicio kV 34.5 Tensión máxima de servicio kV 36 Corriente nominal A 630/1 Corriente de cortocircuito 1 sec kA 25	SECCIONADOR TRIPOLAR DE TIPO EXTERIOR – ALFA, SOCOL	4

❖ **Seccionadores monopolares**

Las seccionadores monopolares 38 kV son del tipo de operación con pértiga sin carga son usadas comúnmente en las subestaciones de distribución a la intemperie. A continuación, en la tabla 10 se muestran las cuchillas monopolares con sus especificaciones.

Tabla 10.

Inventario de cuchillas monopolares

Registro fotográfico	Especificaciones	Referencia	Cantidad
	Tensión de servicio kV 34,5	Seccionador	1
	Tensión máxima de servicio kV 38	Monopolar tipo Exterior	
	Corriente nominal A 630	GAVM.	
	Corriente de cortocircuito 1 sec kA 25	SOCOL	

❖ **Transformadores**

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente (Ecu Red, 2017).

El sistema por estudiar cuenta con 11 transformadores marca ABB, SIEMENS, SUNTEC y MAGNETRON. El inventario de los transformadores presentes en el sistema, se muestra a continuación en la tabla 11.

Tabla 11.

Inventario de transformadores

Locació	Potenc	Tensión por alta	N.º Serie	Marca	Nivel De
Isla 1A	500	32900	344252	Siemens	34,5 kV /
Isla 7A	500	32900	1LCB342561	ABB	34,5 kV /
Isla 7B	500	32900	1LCB342552	ABB	34,5 kV /
Isla 5C	500	32900	1LCB342557	ABB	34,5 kV /
Isla 5B	500	32900	1LCB342558	ABB	34,5 kV /
Isla 5A	500	32900	1LCB342550	ABB	34,5 kV /
Clúster	500	32900	344253	SIEMENS	34,5 kV /
Clúster	500	32900	1LCB342553	ABB	34,5 kV /
Isla 8	250	32900	1LCB185311	ABB	34,5 kV /
Captador	400	32900	OTHV3/2742	SUNTEC	34,5 kV /
Compres	150	32900	282135	MAGNET	34,5 kV /

❖ **Motores**

El sistema cuenta con motores para el bombeo electrosomergible (BES), bombeo mecánico (BM), Compresoras y captadora. Los motores presentes en el sistema con sus especificaciones se muestran en la figura 12.

Nombre	Tipo	Pr MW HP	Sr MVA	Vr kV	Ir kA	Fp	Eficiencia	Ia/Ir	Fp Arranque	Arranque suave Vs %	Arranque suave Is Is/Ir
YR-99 BES	90HP BES	105,00	0,101	0,48	0,1215	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
YR-87 BES	160HP BES Borest	90,00	0,158	0,48	0,1897	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-137 BES	96HP BES Borest	5,00	0,095	0,48	0,1138	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-138 BES	90HP BES	96,00	0,101	0,48	0,1215	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
YR-39 BES	96HP BES Borest	90,00	0,095	0,48	0,1138	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-74 BES	150HP BES	96,00	0,171	0,48	0,2051	0,8	0,82	6,24	0,2	20	3,5
YR-68 BM	60HP 72/994 BM	150,00	0,058	0,46	0,0727	0,813	0,95	6,52	0,2	20	3,5
YR-131 BES	140HP BES Borest	60,00	0,138	0,48	0,166	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-65 BES	100HP BES Borest	140,00	0,099	0,48	0,1186	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-55 DCS	140HP DCS Borest	100,00	0,130	0,40	0,166	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-16 BES	70HP BES Borest	140,00	0,069	0,48	0,083	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-71 BES	120HP BES Borest	70,00	0,118	0,48	0,1423	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-130	140HP BES Borest	120,00	0,138	0,48	0,166	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-76	90HP BES	140,00	0,101	0,48	0,1215	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
YR-80 BES	90HP BES	90,00	0,101	0,48	0,1215	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
YR-139 BES	160HP BES Borest	90,00	0,158	0,48	0,1897	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-136 BES	160HP BES Borest	160,00	0,158	0,48	0,1897	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-140	100HP BES Borest	160,00	0,099	0,48	0,1186	0,89	0,85	4,06	0,2	20	3,5
YR-146 BES	60HP BES	100,00	0,067	0,48	0,081	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
YR-132 BES	120HP BES	60,00	0,135	0,48	0,1621	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5
Cap 2 B	2x75HP Captador 1-2	120,00	0,085	0,48	0,1025	0,8	0,82	6,24	0,2	20	3,5
Cap 2 A	2x75HP Captador 1-2	75,00	0,085	0,48	0,1025	0,8	0,82	6,24	0,2	20	3,5
Comp. 1	Compresor 30HP	75,00	0,032	0,46	0,0403	0,82	0,85	5,89	0,2	20	3,5
Comp. 2	Compresor 30HP	30,00	0,032	0,46	0,0403	0,82	0,85	5,89	0,2	20	3,5
YR-49	90HP BES	30,00	0,101	0,48	0,1215	0,81	0,82	6,32	0,2	20	3,5

Figura 12. Especificaciones de los motores presentes en el sistema.

1.4.3. **Equipos de protección.** Las líneas búfalos-Yariguies tienen elementos de protección para sobrecorriente y sobretensión con el fin de proteger el sistema ante una falla o una sobrecarga.

❖ Equipos de protección de sobrecorriente

La característica que distingue a los equipos de protección es que actúan cuando la corriente supera la normal de trabajo. La corriente a partir de la cual puede actuar se denomina corriente mínima de operación, corriente de arranque o tap (en inglés se conoce también como Ipickup), (Kinderman, 2005).

Los equipos de protección de sobrecorriente son reconectores, interruptores, relés, transformadores de protección y cortacircuitos. A continuación, se muestra en la tabla 12 el listado general de los equipos de protección de sobrecorriente que conforman el sistema por estudiar.

Tabla 12.

Inventario general de equipos de protección del sistema.

No.	Descripción	Cantidad
1	Reconectores Nulec Serie N	8 un
2	Relés Multilin F650	2 un
3	Interruptores Areva	2 un
4	Cajas de cortocircuito CELSA	13 jg

➤ Reconectores

El Reconector es un interruptor con reconexión automática. Estos son equipos de protección con capacidad de recierre, se usan para proteger el sistema de cortocircuitos, pero junto a la capacidad de desconectar el cortocircuito, tiene la capacidad de programar recierres con el fin de permitir la continuidad, ante fallas temporales, (Rivas, 2013).

Los reconectores utilizados en el sistema a estudiar son reconectores Schneider Electric NULEC SERIE N. A continuación, en la tabla 13 se presentan los datos técnicos de los reconectores.

Tabla 13.

Datos técnicos reconector Nulec.

Voltaje nominal	38 kV
Nivel de Aislamiento del impulso atm:	170 kVp
Corriente Nominal:	800 A
Corriente de interrupción simétrica nominal (Isc):	16 kA
Corriente de corta duración (Ik)	16 kA
Capacidad de corriente (Ima)	40 kAp
Tiempo de cortocircuito (tk)	3 s
Bujes	6
Aislamiento	Gas SF6
RTC	2000:1

➤ Interruptores

El Interruptor es un equipo de protección que tiene como finalidad cortar la corriente en caso de presentarse una falla en el sistema a proteger, (Noriega, 2015).

Los interruptores de cabecera (C2 y C15) utilizados en el sistema a estudiar son disyuntores con corte en vacío marca AREVA. A continuación en la tabla 14 se muestran los datos técnicos.

Tabla 14.

Datos técnicos Interruptores AREVA del sistema.

Voltaje nominal	36 kV
Nivel de Aislamiento del impulso atm:	170 kVp
Corriente Nominal:	630 A
Corriente de Interrupción de Cortocircuito	25 kA
Corriente de corta duración	25 kA
Capacidad de cierre sobre falla	63 kA
Interrupción	Vacío
RTC	300:5
Aislamiento	Gas SF6

➤ Relés

El relé es el encargado de recibir la información, procesarla y tomar la decisión de enviar la señal de disparo al interruptor, (Noriega, 2015).

Los relés se clasifican de acuerdo con su cantidad actuante como:

- Relés de sobrecorriente.
- Relés de voltaje (alto o bajo), o relés de Subtensión
- Relés de potencia (normalmente direccionales).

- Relés de impedancia ($z = v / i$) o admitancia ($y = i / v$).
- Relés de frecuencia.

Los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: instantáneo, de tiempo definido y de tiempo inverso, (Kinderman, 2005).

Existen tres curvas normalizadas de tiempo inverso normalmente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Estas curvas se encuentran definidas en la norma IEC 60255-3. De acuerdo con esta norma existen las curvas Normalmente Inversa (A), Muy Inversa (B) y Extremadamente Inversa (C), la ecuación general es la siguiente:

$$t = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^a - 1} * DIAL$$

Ecuación 1. Tiempo de operación del relé.

Dónde:

t: tiempo de operación del relé

I: corriente actual a través del circuito protegido

I_S : corriente de arranque del relé.

k: constantes que dependen del tipo de curva, ver Figura 4.

El sistema estudiado cuenta con dos tipos de relés estos son los MULTILIN F650 y el controlador ADCV2 que incorpora la función de relé de protección por sobrecorriente.

Los dos interruptores de cabecera presentes en las líneas Yariguies-Búfalos es el MULTILIN F650 que se muestra en la figura 22. Los MULTILIN F650 son equipos de protección, control, monitoreo y registro.



Figura 13. Relés controladores de los Interruptores presentes en el sistema.

Un relé de protección necesita señales de entrada para evaluar en cada instante el comportamiento del sistema que está protegiendo. Dichas señales pueden ser corrientes y/o tensiones. Sin embargo, teniendo en cuenta las magnitudes elevadas que pueden alcanzar durante fallas, se utilizan transformadores que reducen los valores para poderlos medir o utilizar (TC y TP) con el fin de lograr una atenuación de estas señales.

➤ **Transformadores de protección**

Los transformadores de protección (TC y TP) cumplen la función de reducir los valores para poderlos medir o utilizar con el fin de lograr una atenuación de estas señales, (Noriega, 2015).

Las características más relevantes de la medición de corriente en los reconectores se describen a continuación en la tabla 15.

Tabla 15.

Especificaciones de los TC's inmersos en la cuba del reconector.

Relación	2000:1
Precisión 10 – 630 Amp	±0.5%
Precisión 630 Amp – 12500 Amp	±2.5 %

Nota: Schneider Electric, Nu- Lec Industries Pty Ltd. (2009). “Manual Operación Controladores ADVC.” Obtenido de: <https://www.mendeley.com/viewer/?fileId=7ae5a7ef-aca9-82bf-2fa1-9e109b5864e5&documentId=eaaf78af-d75b-301a-ae3a-3a26247a5d42>

Las características más relevantes de la medición de corriente en los interruptores se describen a continuación en la tabla 16.

Tabla 16.

Especificaciones de los TC's del Multilin F650.

Relación	300:5
Precisión 0,05 – 10 Amp	±0.5%
Precisión Mayores a 10 Amp	±1.5 %

Nota: General Electric, GE Consumer & Industrial Multilin. (2005). “Controlador Digital de Posición Manual de Instrucciones GEK-106311N.” Obtenido de: <https://www.gegridolutions.com/products/manuals/f650/f650usersp-n.pdf>.

❖ Cortacircuitos

Los cortacircuitos son dispositivos de protección que incluyen en la caja de interrupción, elementos fusibles que ante un cortocircuito se funden y extinguen la corriente. El fusible, es el dispositivo más sencillo para interrumpir la corriente de cortocircuito. Este dispositivo se fabrica de tal manera que cuando la corriente, excede cierto valor predeterminado, se funde abriendo el paso de la corriente. (Galván, Rosas y Santana, 2009).

Los cortacircuitos tipo expulsión con que cuenta el sistema fueron fabricados por Celsa S.A., estos son utilizados para las entradas de las subestaciones, en la figura 14 se muestran las cajas de cortacircuitos presentes en el sistema.

Los fusibles se denominan dependiendo de las características como H, K, T. Los fusibles con los que cuenta el sistema son los tipos K y H.

Tipo K: Los hilos fusibles tipo K son de alta velocidad con una característica de prearco, que soporta hasta 150% de su I_n sin destruirse.

Tipo H: Los hilos fusibles tipo H son de extra alta velocidad o alto transitorio, conducen hasta el 100% de su corriente nominal sin destruirse. Tienen característica de fusión muy rápida.



Figura 14. Cajas cortacircuitos presentes en el sistema.

En el sistema se cuenta con 13 cajas cortacircuitos para proteger los transformadores con fusibles LUHFSE de 10H, 8H, 7K y 15H.

❖ **Equipos de protección de sobretensión**

Los equipos de protección de sobretensión se utilizan para proteger los equipos del campo y evitar daños en los mismos. Aseguran que las sobre tensiones en las líneas de potencia y las descargas atmosféricas sean llevadas a tierra. Los equipos de protección de sobretensiones presentes en el campo son los DPS y cable de guarda.

➤ **DPS**

El Dispositivo de protección de sobretensiones es el encargado de eliminar las sobre tensiones, este dispositivo va puesto a tierra y una vez se presenta una sobretensión la impedancia del equipo disminuye, llevando a tierra la corriente de la sobretensión y protegiendo los equipos sensibles. Las líneas estudiadas cuentan con 15 dispositivos de sobretensión en total a lo largo de las líneas, 9 en la línea Búfalos y 6 en la línea Yariguies.

➤ **Cable de guarda**

Los cables de guarda son empleados para la protección de los equipos contra descargas atmosféricas. Esta corriente de descarga es llevada a tierra a través de los bajantes en cada estructura del sistema. Las líneas búfalos-Yariguies son acompañadas en todo su recorrido por un cable de guarda de acero 5/16 y todas las estructuras a lo largo de la misma están puestas a tierra.

Finalmente, después de identificar todos los equipos presentes en el sistema se procede a describir las mallas enlazadas por las líneas búfalos y Yariguies.

1.4.4. Descripción de las mallas enlazadas por las líneas Búfalos y Yariguies. El campo petrolero Cantagallo se compone en su mayoría de líneas radiales, de manera que los pozos cuentan con una única posible vía de alimentación. Las líneas Yariguies y Búfalos son las únicas líneas radiales que se pueden enlazar y operar como red mallada como se puede observar en la figura 15.

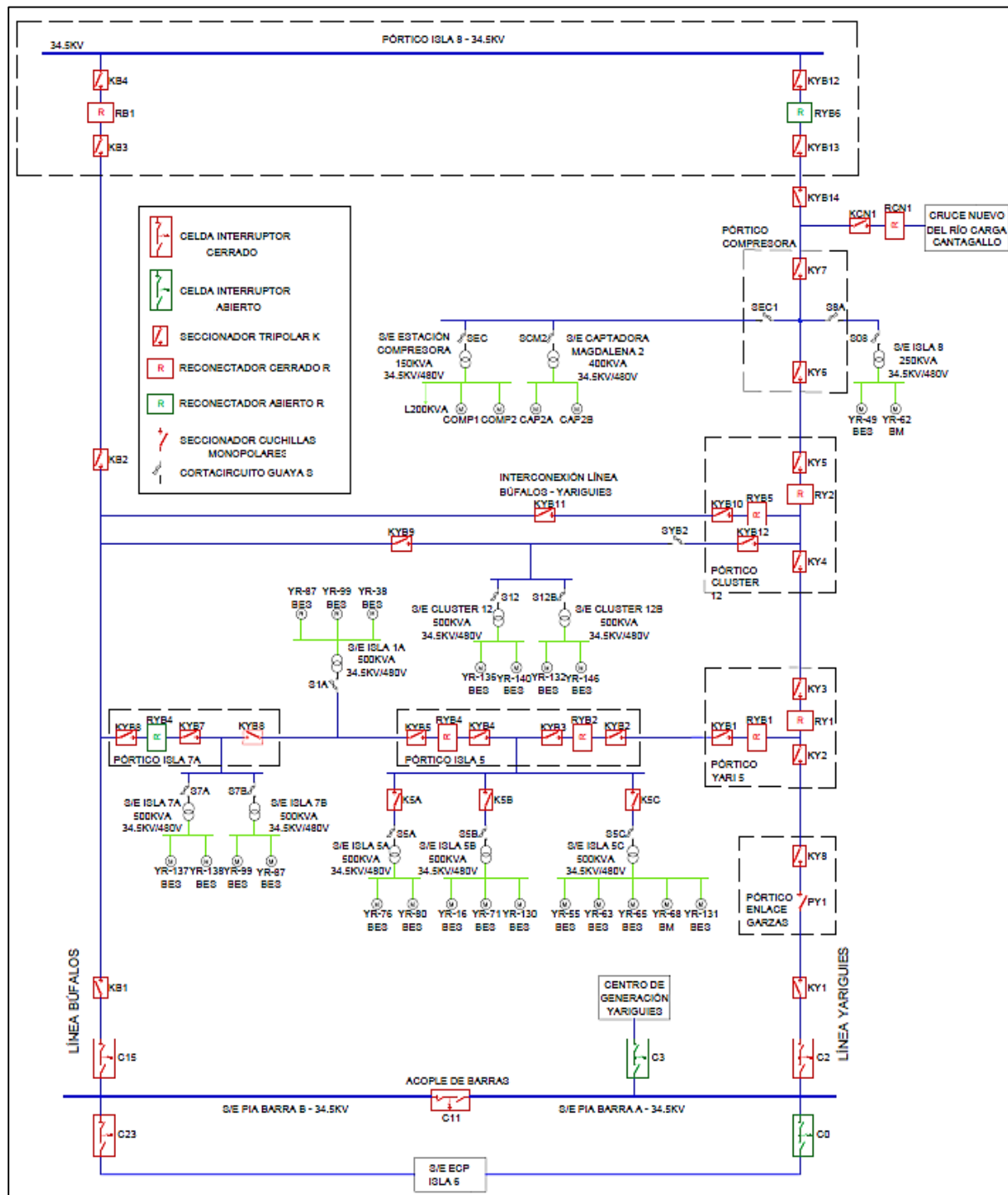


Figura 15. Diagrama unifilar de las mallas enlazadas por las líneas Búfalos y Yariguies 34.5 kV. Adaptado de Ecopetrol S.A.

❖ **Primera Malla**

La primera malla del campo petrolero Cantagallo, tiene la alimentación principal desde la barra A través del interruptor C2 que controla la alimentación de la línea Yariguies y la alimentación secundaria desde la barra B a través interruptor C15 que controla la alimentación de línea Búfalos.

Estos interruptores AREVA con relés multilinF650 (Multilin 2005) están ubicados en la S/E PIA, en las barras A y B acopladas por el interruptor C11. La barra B es alimentada a través del interruptor C23 y la barra A se puede energizar por el interruptor C0 o a través del acople de barras.

Estos interruptores son alimentados a través de un interruptor de la ESSA (R_455) que se encuentra en la subestación ECP ISLA 6 alimentada a 115 kV.

La primera malla cuenta con ocho seccionadores asociados a los reconectores RYB1, RYB2, RYB3 y RYB4 NULEC, (Cooper Power Systems 2005, p. 123), 2 seccionadores de arranque de las líneas para corte visible de los interruptores montados en estructuras de retención para salida de la subestación, 1 juego de cuchillas monopolares (cada juego con una cuchilla por fase) y un seccionador de entrada al pórtico isla 7A.

La malla energiza cuatro pórticos el pórtico enlace garzas, pórtico yari 5, pórtico isla 5 y pórtico isla 7A. El pórtico isla 5 suple las subestaciones isla 5A, isla 5B e isla 5C que cuentan con tres transformadores de 500kVA para la alimentación de 9 pozos tipo BES y 1 pozo tipo BM (Bombeo mecánico). El pórtico isla 7A suple las subestaciones isla 7A e isla 7B, las cuales cuentan con dos

transformadores de 500kVA para la alimentación de 4 pozos tipo BES y la subestación isla 1A con un transformador de 630 KVA que alimenta 3 pozos tipo BES (Bomba electrosumergible).

❖ **Segunda Malla**

La segunda malla del campo petrolero Cantagallo, tiene la alimentación principal desde la barra A a través del interruptor C2 que controla la alimentación de la línea Yariguies y la alimentación secundaria desde la barra B por el interruptor C15 que controla la alimentación de línea Búfalos.

Estos interruptores AREVA con relés multilinF650 (Multilin 2005) están ubicados en el CCM (Centro de control de motores) de la isla 6, en las barras A y B acopladas por el interruptor C11. La barra B es alimentada a través del interruptor C23 y la barra A es alimentada por el interruptor C0. Estos interruptores son alimentados a través de un interruptor de la ESSA (R_455) que se encuentran en la subestación ECP ISLA 6 alimentada a 115 kV.

Esta malla cuenta con 8 seccionadores para corte visible de los reconectores RY1, RY2, RYB6 y RB1 NULEC, (Schneider Electric 2009, p. 46), 2 seccionadores de arranque de las líneas y corte visible de los interruptores, 1 juego de cuchillas monopolares (cada juego con una cuchilla por fase) y dos seccionadores para el pórtico compresora.

La malla energiza cuatro pórticos el pórtico enlace garzas, pórtico yari 5, pórtico clouster 12, pórtico compresora y pórtico 8. El reconector RY1 que se encuentra en el pórtico yari 5 deriva la línea Yariguies para energizar el pórtico isla clouster 12, donde se encuentra de salida RY2, para continuar con la línea que energiza el pórtico compresor con seccionamiento de entrada y salida

que continua con la línea que energiza el pósito 8 donde se encuentra RYB6 de entrada y RB1 que deriva a la línea Búfalos.

El pósito clouster 12 suple las subestaciones clouster 12 y clouster 12B, cuenta con dos transformadores de 500 kVA para la alimentación de 4 pozos tipo BES. El pósito compresora suple las subestaciones compresoras, captadora magdalena 2 y 8 isla, las cuales cuentan con tres transformadores de 150, 400 y 630 kVA respectivamente para la alimentación de 2 pozos tipo BES, las cargas de la compresora y captadora magdalena 2, figura 15.

2. Coordinación actual de protecciones

En este capítulo se pretende conocer el estado de los equipos de protección del sistema a estudiar. Para realizar el estudio de coordinación de protecciones es necesario contar con los ajustes que tiene actualmente el sistema.

En la actualidad ocho de los equipos de protección de las líneas son reconectadores con control electrónico ADCV2 y las protecciones principales del alimentador, son interruptores colocados al arranque de las dos líneas. Estos (con relés MULTILIN F650). Los equipos de protección del sistema cuentan con relés de protección de fases y relés de protección a tierra.

En la tabla 17 mostrada a continuación, se puede leer las características más relevantes y la configuración actual de cada uno de los reconectadores e interruptores.

Tabla 17.

Ajustes actuales del sistema a estudiar

Relé	Ajustes					
	Pick-up (Amperios)			Dial (Multiplo de tiempo)		
	Protección de Fase	Protección de Tierra	Protección Instantánea	Protección de Fase	Protección de Tierra	Protección Instantánea
C15	180	800	-----	0,11	0,14	-----
C2	120	120	-----	0,13	0,130	-----
RY1	90	90	-----	0,08	0,08	-----
RY2			1200	0,06	0,06	0,020
RYB6	400	200	1800	0,16	0,16	0,350
RB1	348	127	-----	0,06	0,05	-----
RYB4	83	33	-----	0,06	0,05	-----
RYB3	70	35	-----	0,05	0,02	-----
RYB2	-----	-----	-----	-----	-----	-----
RYB1	90	40	-----	0,08	0,07	-----
C23	282	90	-----	0,17	0,34	-----
R455	300	120	-----	0,25	0,19	-----

Inicialmente se definirán dos casos de operación en los cuales se verificará como operan las protecciones de sobrecorriente. Con el fin de identificar la operación de las protecciones del sistema se simularon unas fallas en diferentes nodos del sistema para los dos modos de operación (alimentación C15 y C2), cabe resaltar que a pesar de tener configuración mallada su operación es radial.

Para el estudio de coordinación se presentan las curvas características de disparo de los relés y reconectadores para verificar su correcta coordinación en fases y en tierra. A continuación, se analizará la operación de las protecciones en los modos de operación antes mencionados.

2.1. Primer modo de operación.

El primer modo de operación o configuración del circuito, se alimenta desde la barra B de la S/E PIA, a través del interruptor C15, el interruptor C2 permanece abierto en este modo de operación para operar el sistema en forma radial. A continuación, en la figura 16, se muestra lo mencionado.

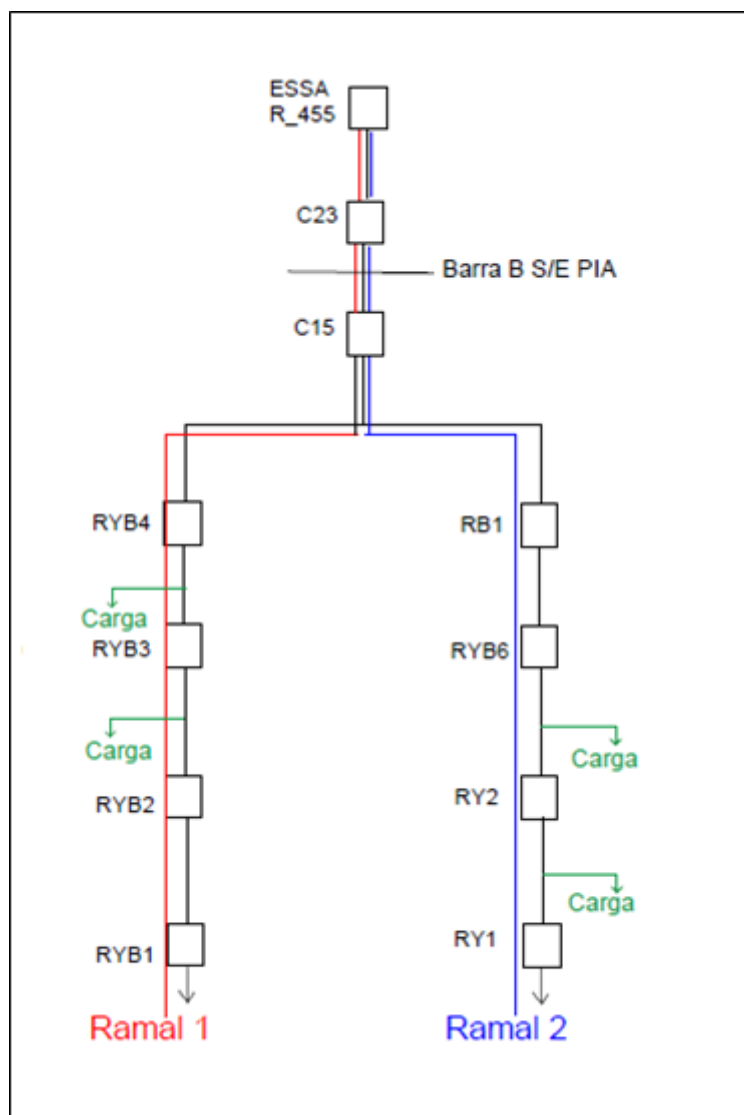


Figura 16. Primer modo de operación.

El primer caso de operación se utiliza para coordinar el relé tipo A de cada uno de los reconectores e interruptores. Este modo de operación cuenta con dos ramales, la rama 1 (rama de la derecha) y la rama 2 (rama de la izquierda). Figura 16.

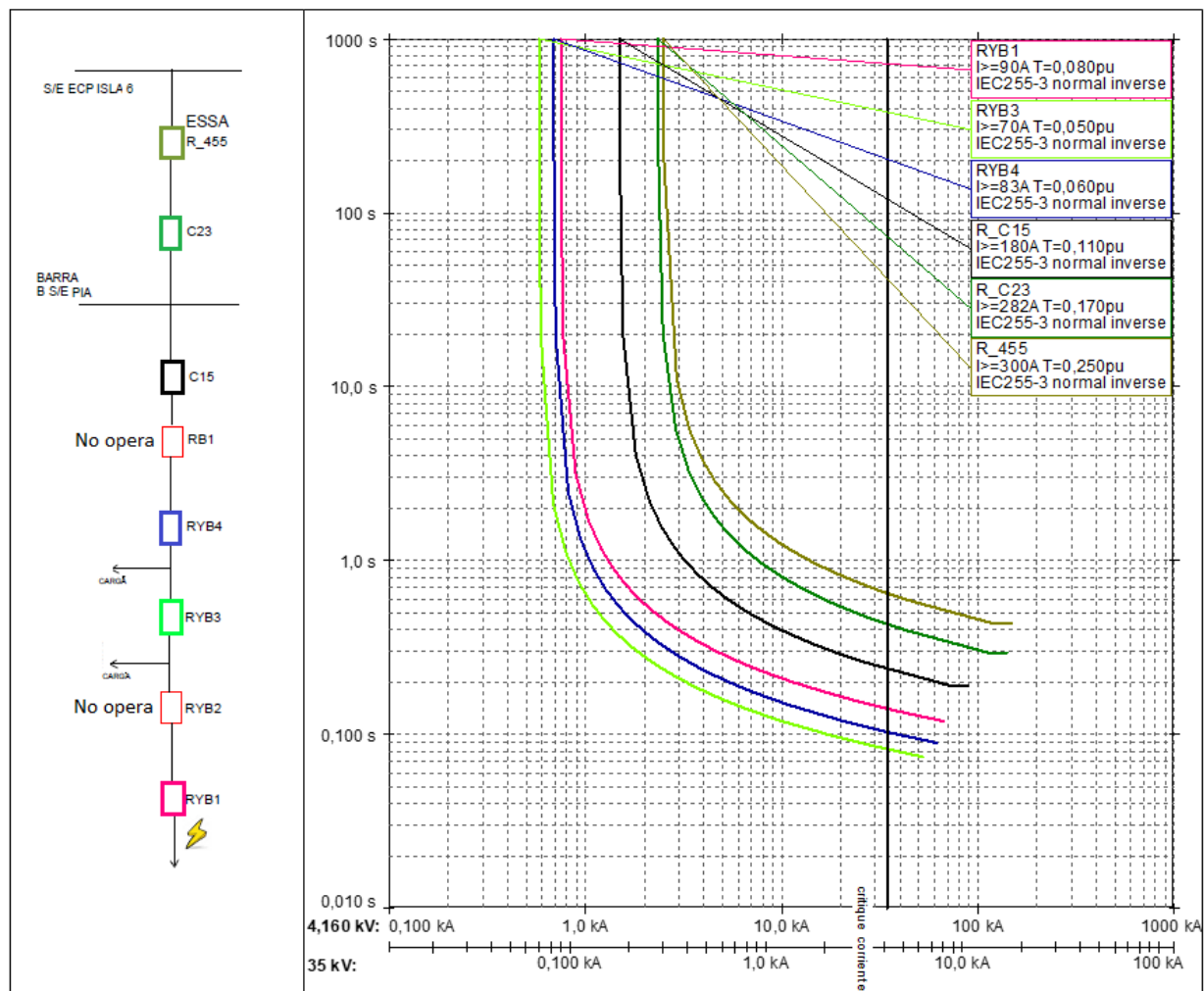


Figura 17. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y primer modo de operación.

Falla trifásica: Al ocurrir una falla trifásica en el nodo más lejano, el reconector que debería actuar como protección principal debería ser RYB1 y seguido como protección de respaldo el reconector RYB2. En la figura 17 se puede observar que, en caso de ocurrir el

corto, opera el reconectado RYB3 y si este no lo hiciera, operaría el RYB4. Lo anterior evidencia que las protecciones están mal fijadas.

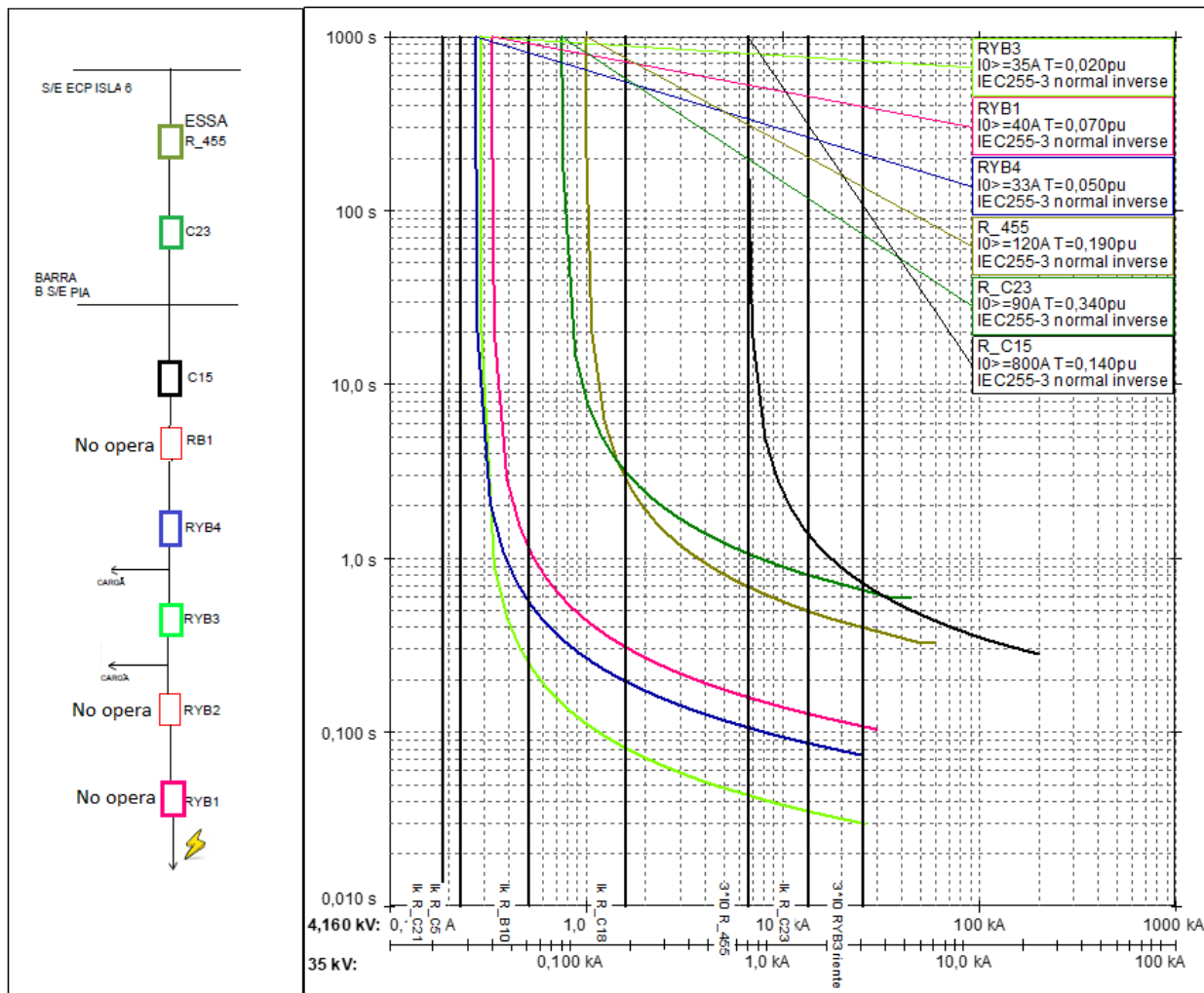


Figura 18. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y primer modo de operación.

Falla monofásica: Al ocurrir una falla monofásica las curvas de protección de la figura 18, se puede observar que las curvas se traslapan y debido al traslape de las curvas las protecciones pierden selectividad. Por otro lado, la protección del interruptor alimentador C15 no está

haciendo ninguna función pues antes de este actuar, actúan los interruptores aguas arriba de este.

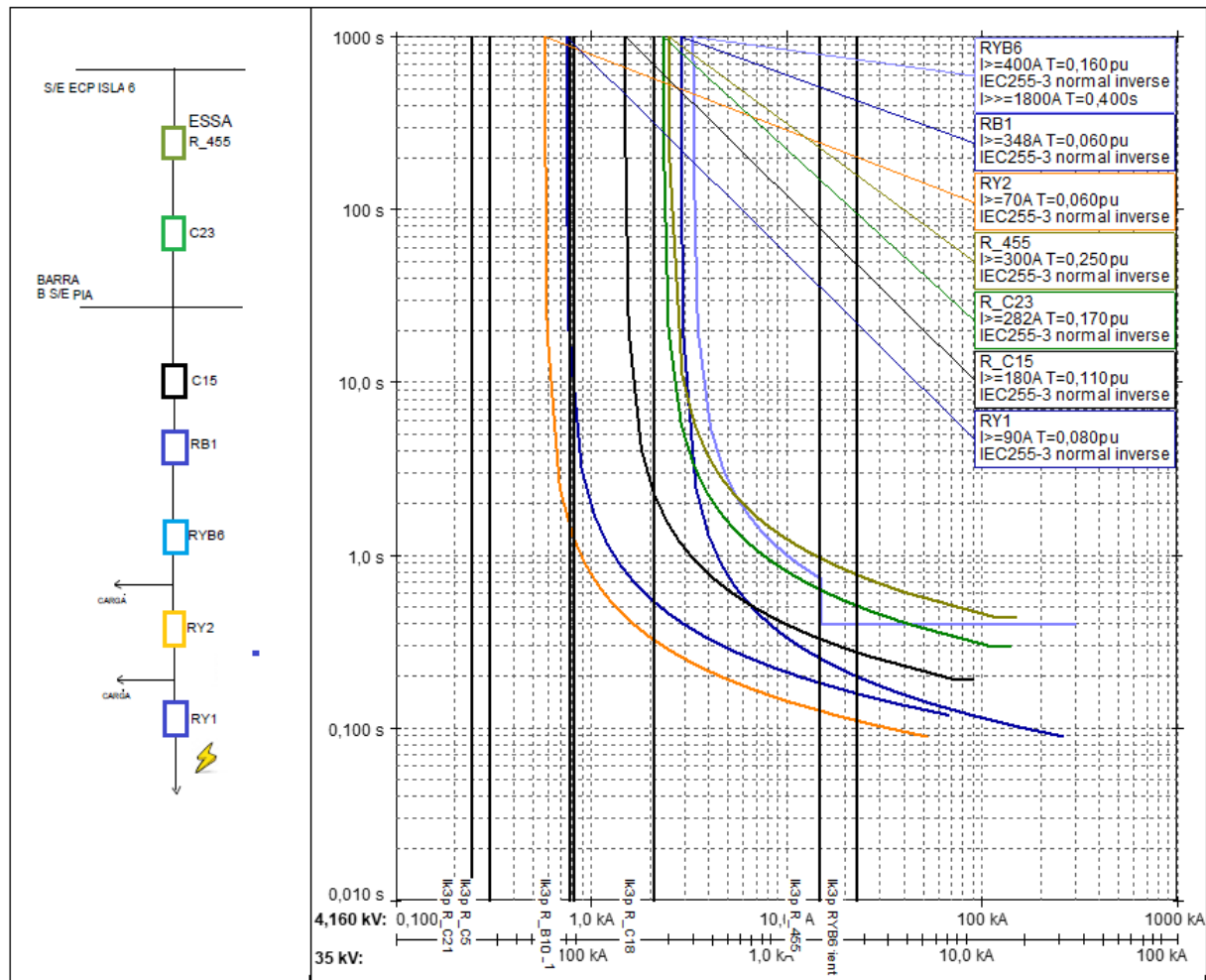


Figura 19. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.

Falla trifásica: En las curvas de protección de la figura 19, se puede observar que está actuando el reconectador RY2 seguido, en caso de mal funcionamiento, por RY1. Lo anterior demuestra que las protecciones están mal fijadas.

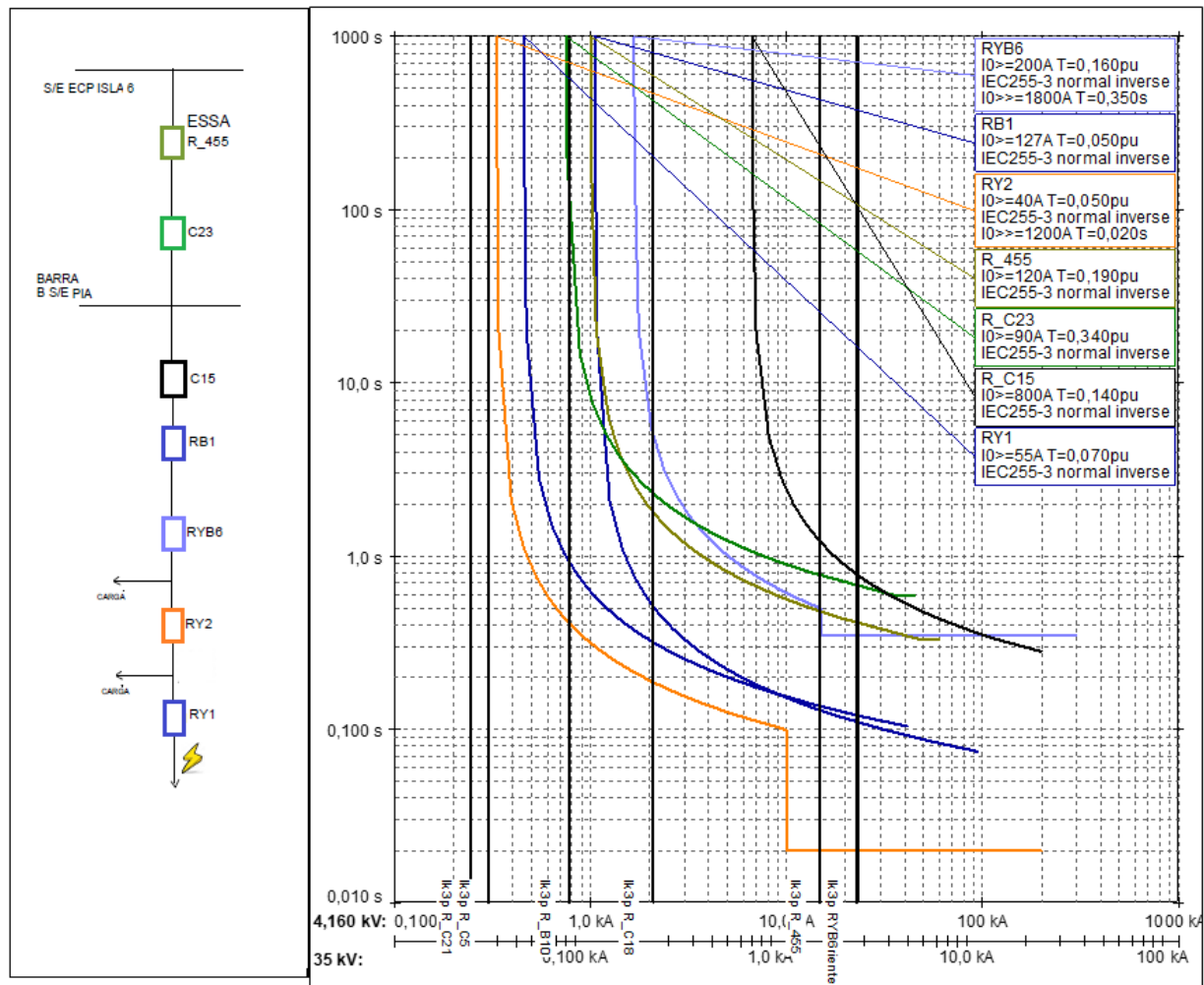


Figura 20. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.

Falla monofásica: En las curvas de protección figura 20 se puede observar que se pierde selectividad del sistema debido al traslape de curvas y a su vez la seguridad del campo de que opera la protección correcta. El reconectador RY1 debería actuar en caso de falla en su zona y RY2 sólo como protección de respaldo, y no al contrario.

2.2. Segundo modo de operación.

El segundo modo de operación tiene alimentación desde la barra A de la S/E PIA, a través del interruptor C2, cabe resaltar que el interruptor C15 permanece abierto en este modo de operación. A continuación, se muestra en la figura 21, lo mencionado anteriormente.

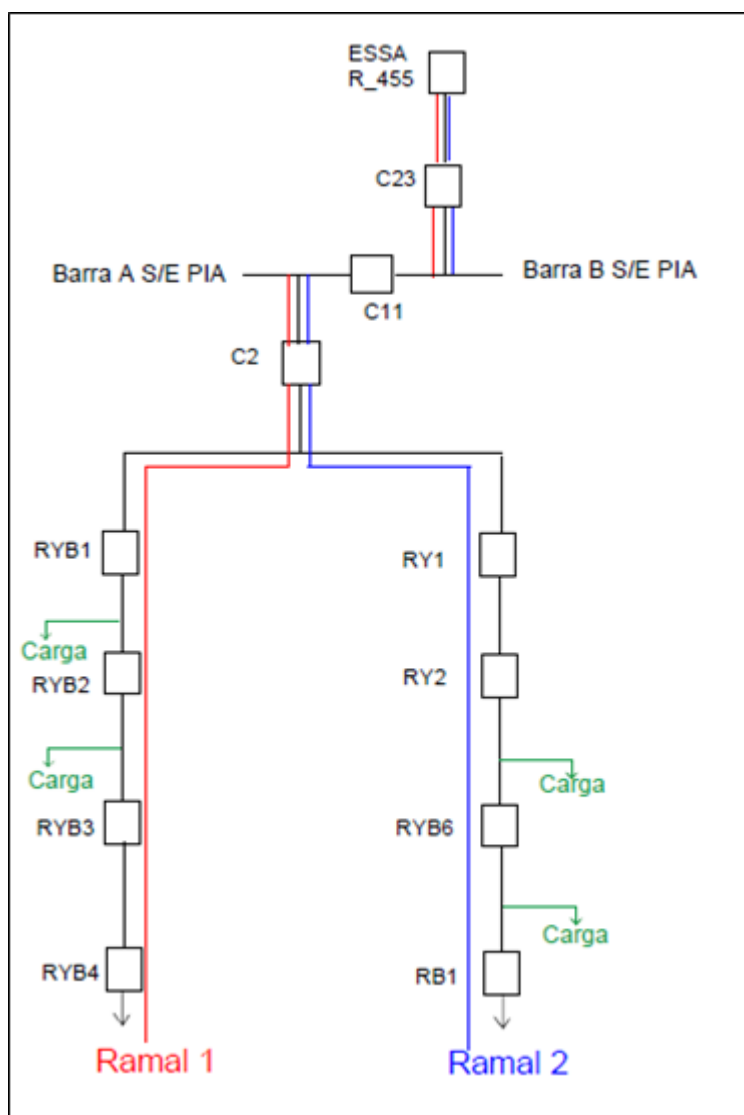


Figura 21. Segundo modo de operación.

El segundo caso de operación se utiliza para coordinar el relé tipo B de cada uno de los reconectores e interruptores., este modo de operación cuenta con dos ramales, la rama 1 (rama de la derecha) y la rama 2 (rama de la izquierda).Figura 21.

Una vez definidos los modos de operación se simularon cortocircuitos monofásicos y trifásicos en los nodos más lejanos, con el fin de identificar si las curvas de protección están cumpliendo con la selectividad, seguridad, confiabilidad, sensibilidad y velocidad.

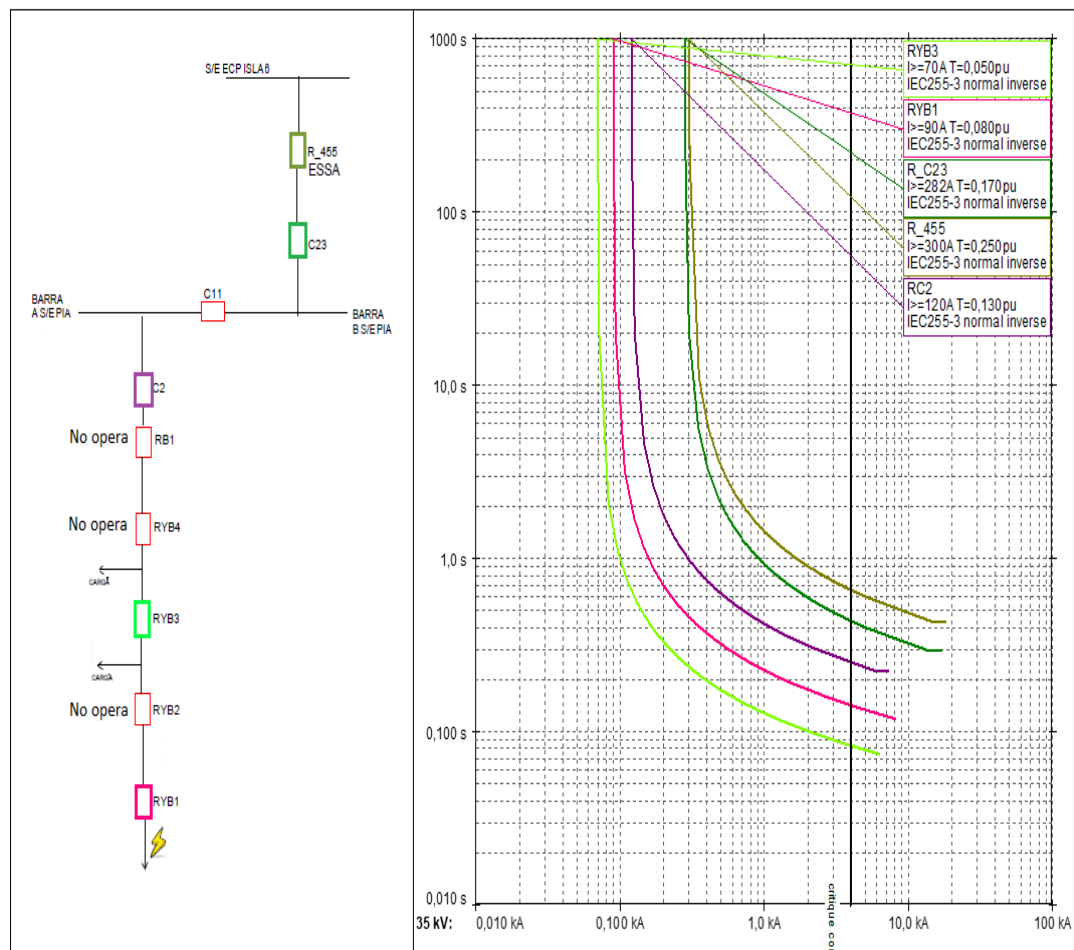


Figura 22. Curvas de selectividad para una falla trifásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y segundo modo de operación.

Falla trifásica: Al ocurrir una falla trifásica en el nodo más lejano se puede evidenciar que el reconectador RYB3 está actuando como protección principal, por lo cual una vez se presenta la falla dejara la carga sin energía, esto se puede evidenciar en la figura 22.

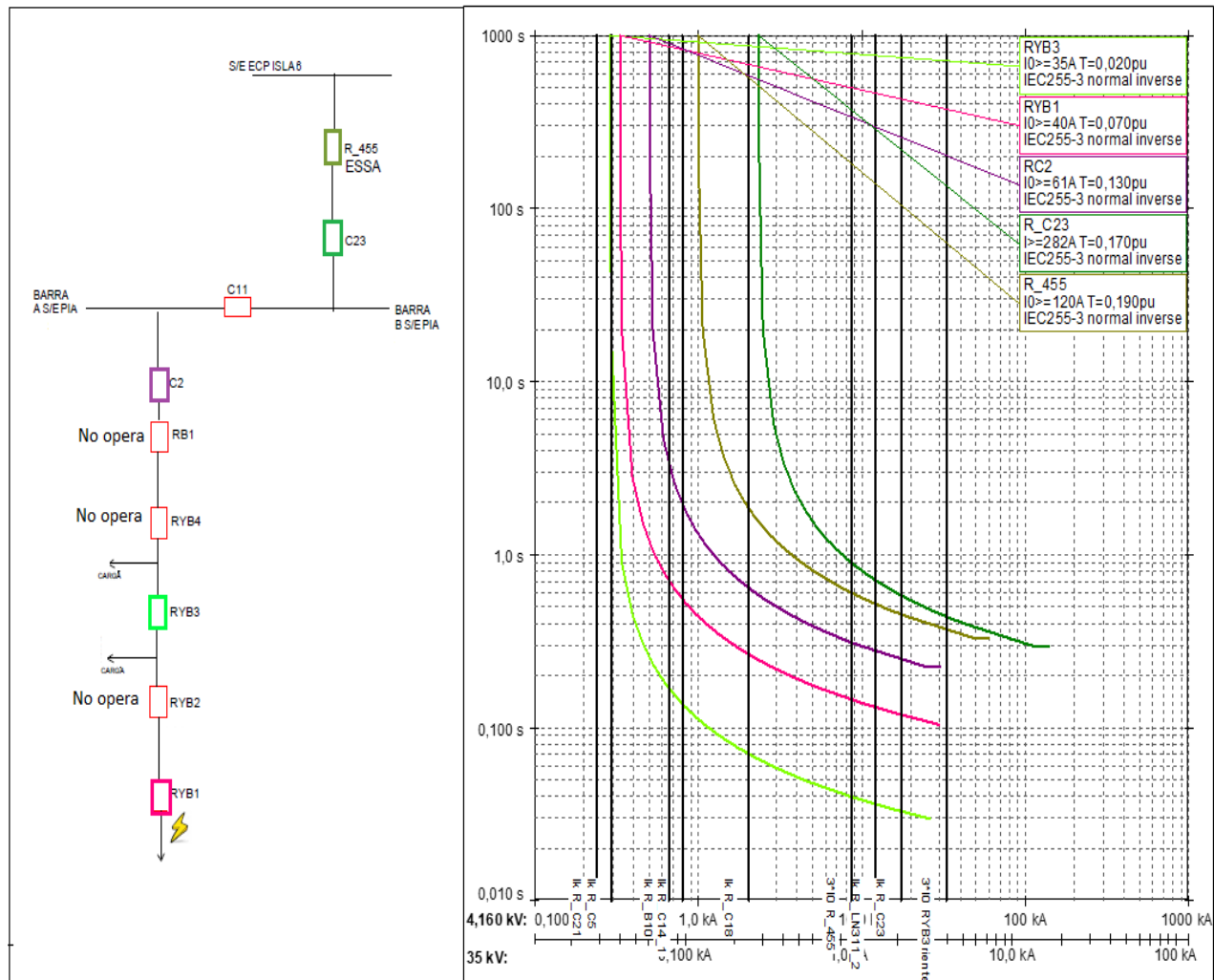


Figura 23. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 1 y segundo modo de operación.

Falla monofásica: En las curvas de protección de la figura 23 se puede observar que el reconectador RYB1 no está actuando cuando debería hacerlo.

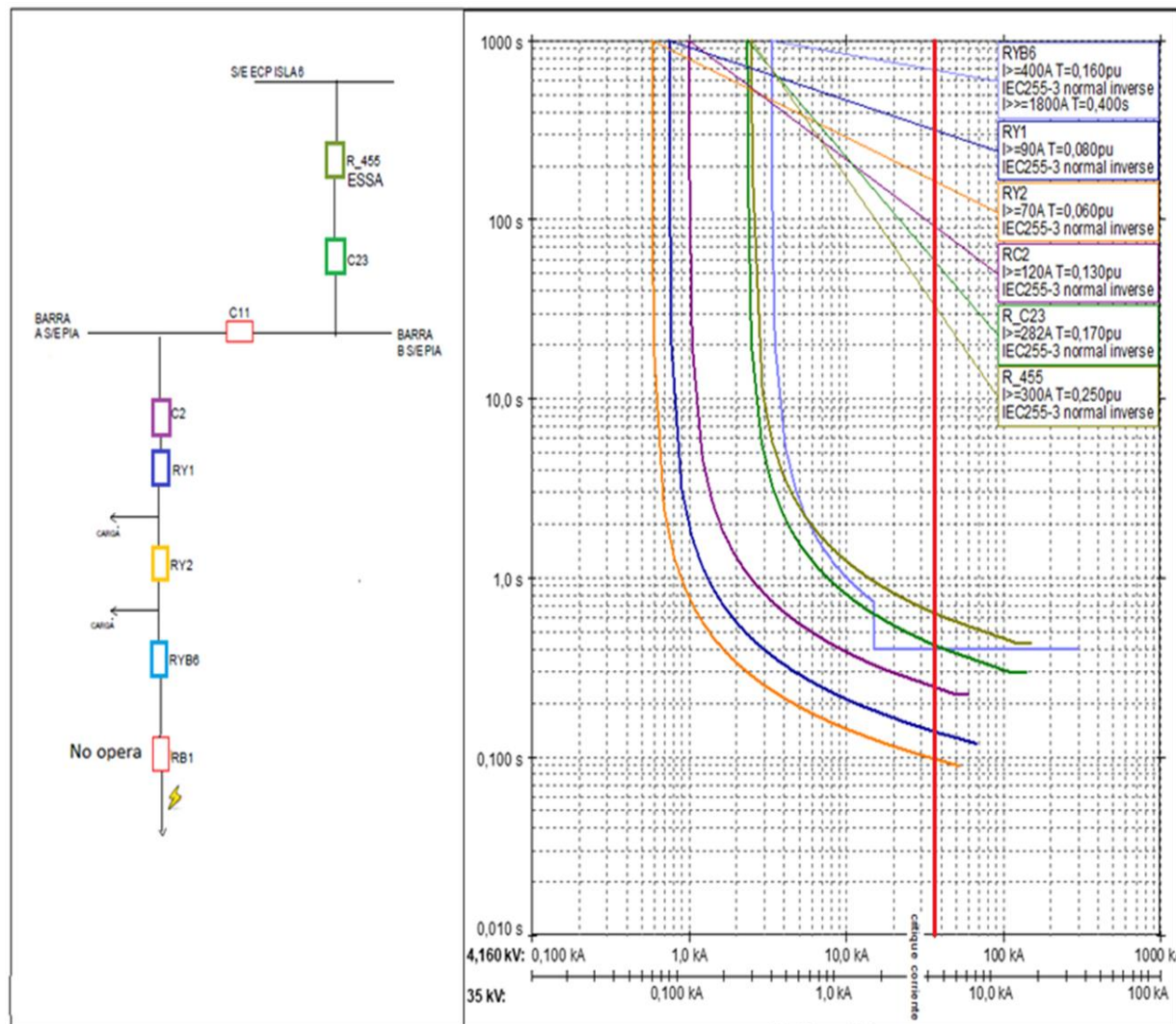


Figura 24. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y segundo modo de operación.

Falla trifásica: En las curvas de protección de la figura 24 se puede observar que está actuando el reconectador RY2 cuando debía hacerlo el RY1. De lo anterior se concluye que estas protecciones están mal fijadas, pues el reconectador que debería actuar como protección principal es RB1 y RYB6 como protección de respaldo.

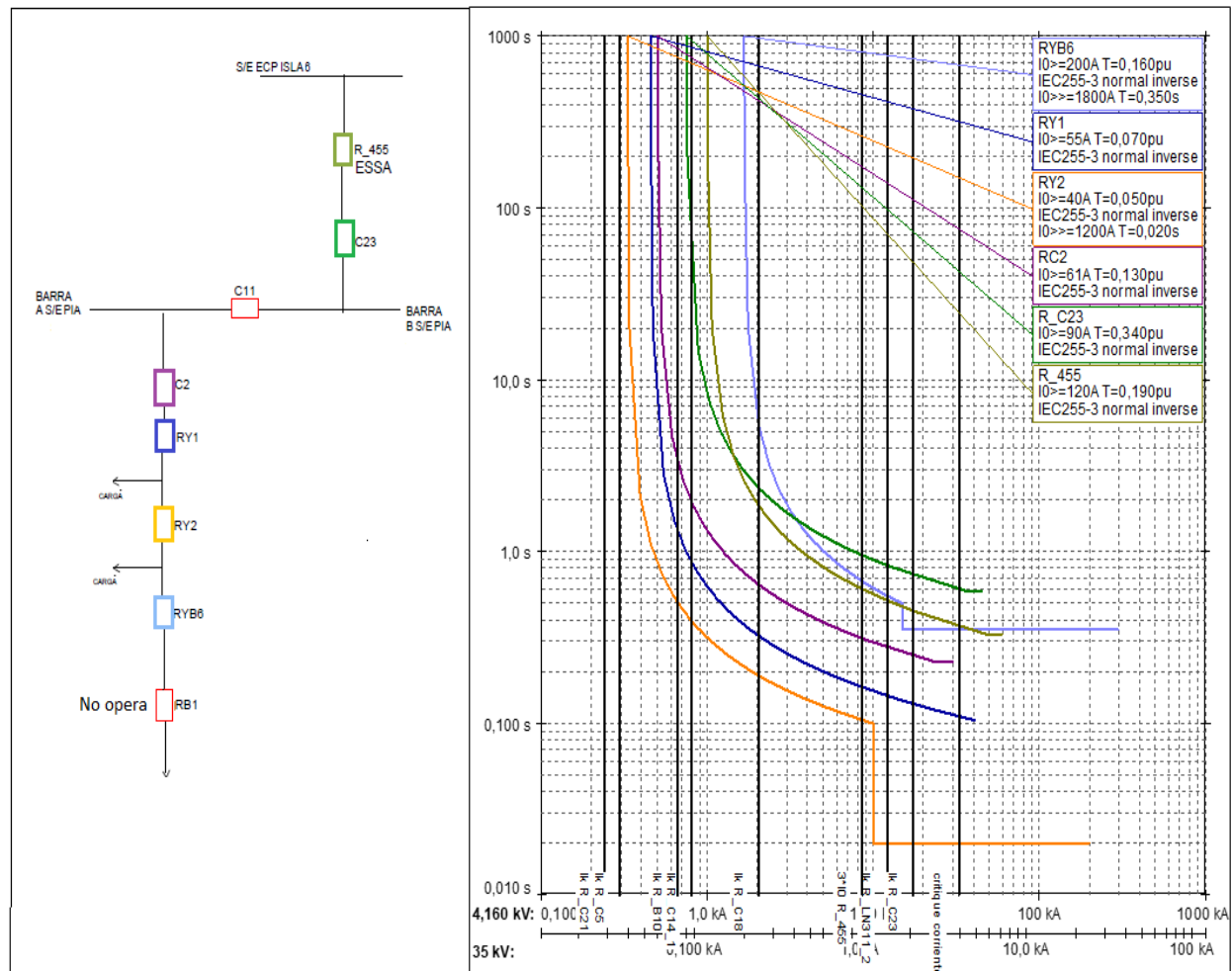


Figura 25. Curvas de selectividad para una falla monofásica en el nodo más lejano a la fuente de alimentación, ramal 2 y primer modo de operación.

Falla monofásica: En las curvas de protección figura 25 se puede observar que se presentan los mismos inconvenientes de cuando se presenta una falla trifásica.

Finalmente se pudo comprobar que las protecciones del sistema en estudio no se encuentran coordinadas, lo cual esto ocasionando salidas innecesarias de equipos y pérdida de producción. Dado esto, es de suma importancia coordinar nuevamente las protecciones de los reconectores y los interruptores alimentadores del sistema.

3. Estudios previos

Estos estudios se realizan con el fin de conocer la corriente máxima de operación de los equipos sin que estos se vean afectados y las corrientes de cortocircuito. Las condiciones de los equipos y el sistema en condiciones normales (flujo carga) y en condiciones de cortocircuito (para prevenir daños en el sistema), son el punto de partida de un estudio de protecciones.

3.1. Flujo de carga.

El flujo de carga es necesario para conocer las condiciones del sistema, condiciones normales de funcionamiento. Para el flujo de carga se definieron dos escenarios, un escenario de baja carga y otro de alta carga. A continuación, se describen los escenarios mencionados:

Baja carga: Las líneas Yariguies-Búfalos operan con carga mínima cuando se requiere hacer mantenimiento en las bombas de bombeo de agua, en este escenario es necesario desenergizar los pozos con mayor producción de agua para así evitar que los tanques de agua se llenen.

Alta Carga: Las líneas Yariguies-Búfalos energizan las cargas alimentadas comúnmente y se le anexan las cargas del circuito 3 e isla 4, en este modo de operación se simuló el flujo de carga con todos los pozos en servicio.

Las corrientes máximas y mínimas de carga que verán los reconectores e interruptores bajo estos escenarios se resumen en las siguientes figuras.

En la figura 26 se pueden ver las corrientes máximas y mínimas de carga vistas por los reconectores e interruptores para cuando el sistema es alimentado por C15.

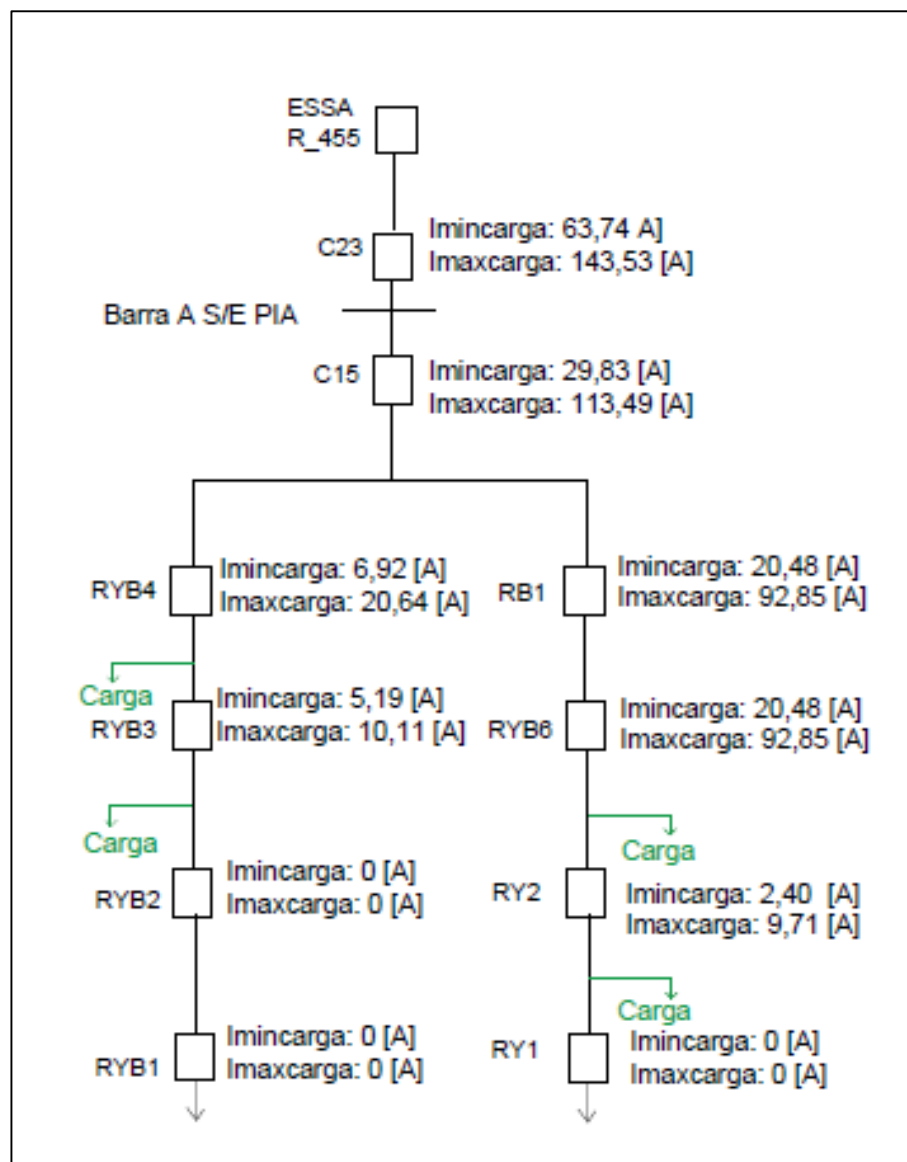


Figura 26. Fijos de carga máximos y mínimos vistos por los reconectores e interruptores, primer modo de operación.

3.2. Estudio de cortocircuito.

El estudio de cortocircuito es uno de los estudios previos que se realizó con el fin de obtener las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los reconectadores e interruptores del sistema en condiciones de carga baja y carga alta, esto se llevó a cabo mediante el uso del software NEPLAN propiedad de la empresa. Es importante conocer las corrientes de corto circuito máximas y mínimas para dimensionar las protecciones, esta coordinación sirve para limitar los esfuerzos térmicos y electrodinámicos.

El estudio de coci corresponde a poner una falla en un nodo del sistema y calcular las tensiones y corrientes en los sitios en donde están las protecciones, luego para las otras fallas y obtener lo mismo, repetir esos cálculos para cada falla y cada nodo.

Como primera medida se simulaban fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas en los nodos del sistema para hallar la corriente máxima de coci. La corriente máxima de coci vista por cada reconector e interruptor cuenta con magnitud distinta para cada uno de ellos, pues a medida que aumenta la distancia entre el equipo de protección y la fuente, la corriente de cortocircuito disminuye su valor.

Para determinar la corriente máxima de coci se hallaron la corriente monofásica, trifásica, bifásica, bifásica a tierra cuando el sistema opera en baja carga y alta carga. Se obtuvo la mayor vista por los reconectadores e interruptores como la corriente máxima de coci y la mínima como la corriente mínima de cortocircuito.

Para simular las fallas en el sistema se simularon fallas sólidas a tierra y se estableció el método de IEC.

A continuación, en la tabla 18 se muestran los valores de las fallas en diferentes nodos (Pórticos o estructuras con derivación) del sistema cuando opera a alta carga y es alimentada por C15.

Tabla 18.

Corrientes de cortocircuito para el escenario de alta carga, primer modo de operación.

ALTA CARGA Y ALIMENTACIÓN C15					
Nodo bajo falla	Falla monofásica(kA)	Falla bifásica(kA)	Falla bifásica a tierra(kA)		Falla trifásica(kA)
N_INT_B_Y	1,982	2,278	2,428	2,420	2,673
Pórtico Yari 5	3,328	3,179	3,619	3,497	3,758
Pórtico Isla 5	3,434	3,240	3,711	3,575	3,832
P_ISLA_1 ^a	3,517	3,287	3,783	3,637	3,889
P_ISLA_VIIA	4,039	3,561	4,229	4,024	4,222
LN_PVIIA_BF	4,105	3,593	4,285	4,074	4,261
PORTICO_ISLA8	2,527	2,713	2,975	2,885	3,194
Pórtico Yari 5 (2)	1,791	2,108	2,225	2,241	2,470
NODO_CRUCE NUEVO	2,507	2,698	2,956	2,869	3,176
PLANTA_COMPRESORA	2,135	2,408	2,586	2,557	2,828
SE_PIA_BARRA_B	6,071	4,321	5,915	5,976	5,155

A continuación, en la tabla 19 se muestran los valores de las fallas en diferentes nodos del sistema cuando opera a baja carga y es alimentada por C15.

Tabla 19.

Corrientes de cortocircuito para el escenario de baja carga, primer modo de operación.

BAJA CARGA Y ALIMENTACIÓN C15					
Nodo bajo falla	Falla monofásica(kA)	Falla bifásica(kA)	Falla bifásica a tierra(kA)		Falla trifásica(kA)
N_INT_B_Y	1,578	1,711	1,880	1,808	2,017
pórtico Yari 5	2,632	2,377	2,850	2,600	2,829
pórtico Isla 5	2,712	2,419	2,923	2,656	2,881
P_ISLA_1 ^a	2,776	2,451	2,981	2,701	2,921
P_ISLA_VIIA	3,164	2,636	3,332	2,982	3,150
LN_PVIIA_BF	3,212	2,657	3,376	3,019	3,176
PORTICO_ISLA8	2,006	2,027	2,317	2,137	2,401
Pórtico Yari 5 (2)	1,428	1,586	1,720	1,680	1,867
NODO_CRUCE NUEVO	1,989	2,016	2,300	2,125	2,388
PLANTA_COMPRESORA	1,698	1,805	2,005	1,905	2,131
SE_PIA_BARRA_B	4,595	3,138	4,603	4,566	3,775

A continuación, en la tabla 20 se muestran los valores de las fallas en diferentes nodos del sistema cuando opera a alta carga y es alimentada por C2.

Tabla 20.

Corrientes de cortocircuito para el escenario de alta carga, segundo modo de operación.

ALTA CARGA Y ALIMENTACIÓN C2					
Nodo bajo falla	Falla monofásica(kA)	Falla bifásica(kA)	Falla bifásica a tierra(kA)		Falla trifásica(kA)
N_INT_B_Y	3,760	3,463	3,003	2,912	4,103
Pórtico Yari 5	4,658	3,885	3,263	3,128	4,619
Pórtico Isla 5	4,470	3,801	3,315	3,172	4,516
P_ISLA_1 ^a	4,338	3,740	3,355	3,207	4,441
P_ISLA_VIIA	3,745	3,441	3,594	3,421	4,076
LN_PVIIA_BF	3,689	3,411	2,984	2,884	4,039
P_ENLACE_GARZAS	5,678	4,213	4,370	4,354	5,023
PORTICO_ISLA8	2,687	4,321	2,604	2,596	5,155
SE_PIA_BARRA_A	6,072	2,817	2,621	2,612	3,319

A continuación, en la tabla 21 se muestran los valores de las fallas en diferentes nodos del sistema cuando opera a baja carga y es alimentada por C2.

Tabla 21.

Corrientes de cortocircuito par el escenario de baja carga, segundo modo de operación.

BAJA CARGA Y ALIMENTACIÓN C2					
Nodo bajo falla	Falla monofásica	Falla bifásica	Falla bifásica a tierra		Falla trifásica
N_INT_B_Y	2,955	2,559	2,627	2,464	2,475
pórtico Yari 5	3,623	2,853	2,884	2,654	3,419
pórtico Isla 5	3,488	2,798	2,973	2,723	3,351
P_ISLA_1ª	3,393	2,758	3,204	2,913	3,301
P_ISLA_VIIA	2,954	2,559	3,232	2,937	3,028
LN_PVIIA_BF	2,914	2,538	2,623	2,444	1,989
PORTICO_ISLA8	4,332	3,069	3,879	3,795	2,253
Pórtico Yari 5 (2)	2,125	3,138	2,229	2,187	2,475
NODO_CRUCE NUEVO	4,595	2,089	2,245	2,202	2,475
PLANTA_COMPRESORA	2,955	2,853	2,627	2,464	3,775
SE_PIA_BARRA_A	3,623	2,559	2,884	2,654	2,475

Luego de obtener las corrientes de falla en los diferentes nodos del sistema se establecieron las corrientes máximas y mínimas vistas por cada relé de los reconectores e interruptores. Teniendo en cuenta que los relés de protección fase son diferentes a los relés de protección a tierra se establecen las corrientes mínimas y máximas que va ver cada uno de ellos dependiendo si es falla a tierra o falla entre fases.

A continuación, en la tabla 22 se pueden observar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas para los relés de protección de fase y tierra de los reconectores e interruptores presentes en las líneas cuando se alimenta a través del interruptor C15.

Las corrientes máximas de cortocircuito para los relés de protección de fase se tomaron como la mayor corriente de cortocircuito entre la bifásica y la trifásica de los dos escenarios (baja carga y alta carga) en el nodo donde se encuentra el equipo de protección y las corrientes mínimas para

los relés de protección de fase se tomaron la corriente mínima de cortocircuito de las fallas bifásicas y trifásicas de los dos escenarios (baja carga y alta carga) al final de la línea a proteger.

Tabla 22.

Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito cuando su alimentación es a través del interruptor C15 (primer modo de operación).

ALIMENTACIÓN C15				
Equipo	Relés de protección a tierra		Relés protección de fase	
	Imaxcc [A]	Imincc[A]	Imaxcc [A]	Imincc[A]
C15	6071	2006	5155	2027
RYB4	4229	2656	4222	2419
RYB3	3711	2600	3832	2377
RYB2	3711	2600	3832	2377
RYB1	3619	2600	3758	2377
RB1	2975	1698	3194	1805
RYB6	2975	1578	3194	1711
RY2	2428	1428	2673	1586
RY1	2241	1428	2470	1586

A continuación, en la tabla 23 se pueden observar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los relés de protección de tierra y fase de los reconectores e interruptores presentes en las líneas.

Tabla 23.

Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito cuando su alimentación es a través del interruptor C2 (segundo modo de operación).

ALIMENTACIÓN C2				
Equipo	Relés de protección a tierra		Relés protección de fase	
	Imaxcc [A]	Imincc[A]	Imaxcc [A]	Imincc[A]
C2	6072	2884	3775	2657
RY1	4658	2464	4619	2475
RY2	3760	2464	4103	2853
RYB6	2687	2654	5155	2475
RB1	2687	2654	5155	2475
RYB1	4658	2723	4619	2798
RYB2	4470	2913	4516	2758
RYB3	4470	2913	4516	2758
RYB4	3745	2937	4076	2559

4. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones de los casos de operación definidos anteriormente se realizará tanto para los relés de fase como para los relés de tierra.

4.1. Alimentación C15.

En la figura 28 se representa las condiciones existentes en de cada uno de los reconectadores e interruptores para las fallas de tierra (Izquierda) y para fijar los relés de protección de fase (Derecha).

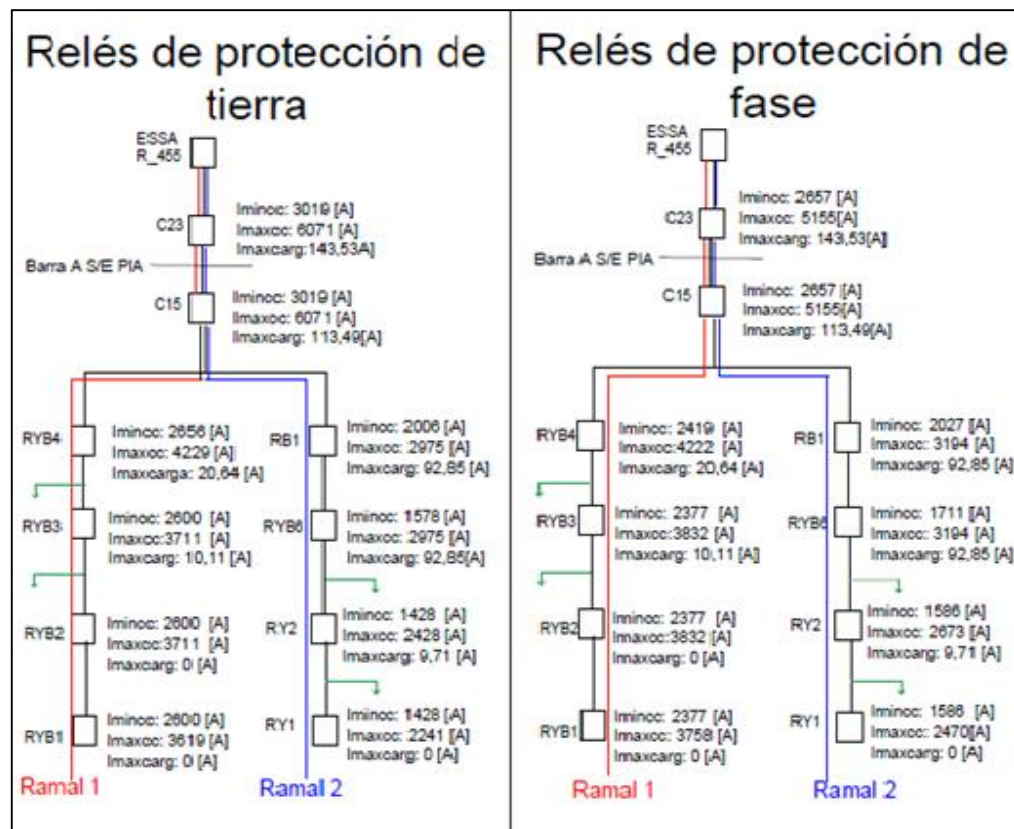


Figura 28. Corrientes máxima de carga, corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los reconectadores e interruptores, primer modo de operación.

4.1.1. Coordinación relés de protección fase. La coordinación de protecciones de los relés de protección de fase se realiza teniendo en cuenta las corrientes máximas de carga y las corrientes máximas y mínimas de las fallas bifásicas y trifásicas.

➤ Ramal 1

Se debe tener en cuenta en la coordinación que el relé no se debe disparar para condiciones de carga, ni arranque simultáneo de motores, y debe proteger el cable, las curvas de daño para cables aéreos no influyen mucho por requerir tiempos muy altos. Teniendo en cuenta lo anterior la

corriente mínima de operación (Pick-up) debe ser mayor que la corriente máxima de carga y a su vez debe ser menor a la corriente mínima de cortocircuito para que el relé opere, (Carrillo Caicedo, 1987).

La corriente mínima hallada en el estudio de cortocircuito fue realizada para fallas sólidas por lo cual se decide dividir la corriente mínima de cortocircuito en dos para tener en cuenta posibles impedancias de falla (Carrillo Caicedo, 1987).

En este modo de operación y la rama que se está coordinando, el reconectador RYB3 y el interruptor C23 no se coordinaran pues no son necesarios. A continuación, en la figura 29 se representa como quedaría el ramal a coordinar.

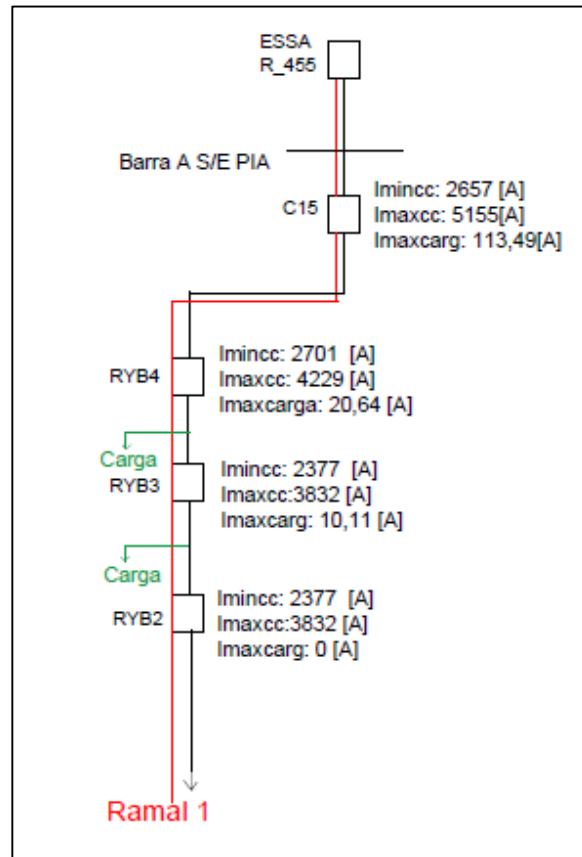


Figura 29. Relés de protección de fase para el ramal 1 en el primer modo de operación.

Para fijar los ajustes del equipo más lejano a la fuente (RYB2), se tuvo en cuenta que la corriente de arranque del relé estaría en el siguiente rango. Esto con el fin de garantizar el funcionamiento cuando no opere en condiciones normales y para que vea las corrientes mínimas de cortocircuito.

$$K \text{ ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$0 \leq I_{pickup} \leq \frac{2377}{2}$$

$$I_{pickup} = 10 \text{ [A]}$$

La corriente de arranque (pickup) del reconfigurador RYB2 se estableció como la mínima permitida por el equipo debido a que el equipo no ve carga.

El dial para el RYB2 se escogió como el mínimo posible establecido en los manuales del equipo, en vista de que el arranque de motores demora menos.

$$Dial = 0,05[A]$$

Para la corriente de la unidad instantánea se utiliza el mismo criterio establecido para los relés de tierra, y se establece el siguiente:

$$I_{Intantaneo} = 4000[A]$$

A continuación, los parámetros establecidos para el reconfigurador RYB2, son $I_{pickup} = 10 A$, $Dial = 0,05$, $I_{Intantaneo} = 4000 A$, estos son valores primarios.

Para el reconfigurador aguas arriba RYB3:

$$K_{ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K_{10,11} \leq I_{pickup} \leq \frac{2377}{2}$$

$$I_{pickup} = 15[A]$$

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{pickup} = \frac{0,14}{(1,1\frac{15}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,69 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconector cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores, el que se está evaluando y el que esta agua abajo del mismo:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{3832}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,05 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver la corriente del instantáneo establecida para el mismo:

$$t_{instantaneo} = \frac{0,14}{(\frac{4000}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,05 \text{ s}$$

Luego de calcular los tiempos se les suma un delta de tiempo de 0,2 s, esto con el fin de garantizar selectividad en la coordinación de protecciones.

$$t_{Ipickup} = t + \Delta t = 0,69 + 0,2 = 0,89 \text{ s}$$

$$t_{Imax} = t + \Delta t = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ s}$$

$$t_{Instantaneo} = t + \Delta t = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos esto con el fin de escoger el dial que cumpla el delta de tiempo mínimo en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{15}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,89 = 0,06$$

$$Dial_2 = \frac{(\frac{3832}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,25 = 0,22$$

$$Dial_3 = \frac{(\frac{4000}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,25 = 0,23$$

Se toma el mayor dial con el fin de asegurar la discriminación en todos los puntos de la curva. Por tanto los valores establecidos para el reconnector RYB3, son $I_{pickup} = 15 A$, $Dial = 0,23$ estos son valores primarios.

Para el reconnector aguas arriba RYB4:

$$K I_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K 20,64 \leq I_{pickup} \leq \frac{2701}{2}$$

$$I_{pickup} = 26[A]$$

El tiempo que tardaría el reconnector aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{Pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{26}{15})^{0,02} - 1} * 0,22 = 2,37 s$$

El tiempo de disparo del reconectador cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores (el que se está evaluando y el que está abajo del mismo):

$$t_{I_{max}} = \frac{0,14}{\left(\frac{3832}{15}\right)^{0,02} - 1} * 0,22 = 0,26 \text{ s}$$

Después, de calcular los tiempos se les suma un delta de tiempo de 0,2 S. Esto con el fin de garantizar selectividad en la coordinación de protecciones.

$$t_{I_{pickup}} = t + \Delta t = 2,37 + 0,2 = 2,57 \text{ s}$$

$$t_{I_{max}} = t + \Delta t = 0,26 + 0,2 = 0,46 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos, se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos con el fin de escoger el dial que cumpla la coordinación en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{26}{15})^{0,02} - 1}{0,14} * 2,57 = 0,23$$

$$Dial_2 = \frac{(\frac{3832}{15})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,46 = 0,38$$

Se toma el mayor dial con el fin de asegurar la diferencia de tiempo en todos los puntos de la curva. Por lo tanto los valores establecidos para el reconectador RYB4, son $I_{pickup} = 26 [A]$, $Dial = 0,38[A]$, estos son valores primarios.

Para la coordinación con el interruptor de cabecera C15 se debe tener en cuenta los parámetros de la rama 1 y la rama 2, este interruptor (C15) debe coordinarse con RYB4 y RYB6. Para ello se llevará a cabo la coordinación de la rama 2 y finalmente se coordinará con el interruptor C15.

➤ Ramal 2

Para la coordinación de los relés de protección de fase del ramal 2 cuando son alimentados por C15, se realiza el mismo procedimiento que el ramal 1.

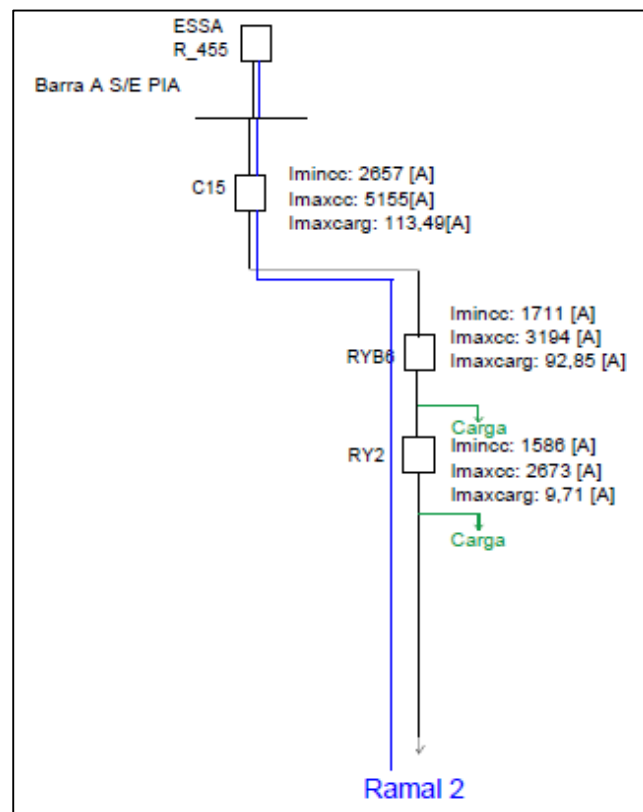


Figura 30. Relés de protección de fase para el ramal 2 en el primer modo de operación.

Para la coordinación del ramal 2 se inicia estableciendo los ajustes del reconectador RY2.

Para el reconectador aguas arriba RY2:

$$KI_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K9,71 \leq I_{pickup} \leq \frac{1586}{2}$$

$$I_{pickup} = 15[A]$$

Para la corriente de la unidad instantánea de RY2 se establece una corriente menor a la corriente máxima del reconectador aguas arriba y mayor a la corriente máxima de cortocircuito del mismo, con el fin de que sólo se perdería selectividad en los casos en los cuales ocurra una corriente de cortocircuito elevada con un transitorio alto.

$$I_{Intantaneo} = 2850 [A]$$

El dial para el RY2 se escogió el mínimo posible establecido en los manuales del equipo, en vista que el arranque de motores es mucho más rápido.

$$Dial = 0,05[A]$$

Para el reconectador aguas arriba RYB6:

$$KI_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K92,85 \leq I_{pickup} \leq \frac{1711}{2}$$

$$I_{pickup} = 116[A]$$

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{Pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{116}{15})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,16 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconector cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores el que se está evaluando y el que está aguas abajo del mismo:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{2673}{15})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,06 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver la corriente del instantáneo, es:

$$t_{instantaneo} = \frac{0,14}{(\frac{2850}{15})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,06 \text{ s}$$

Seguido de calcular los tiempos se les suma un delta de tiempo de 0,2 s, esto con el fin de garantizar selectividad en la coordinación de protecciones.

$$t_{Ipickup} = t + \Delta t = 0,16 + 0,2 = 0,36 \text{ s}$$

$$t_{Imax} = t + \Delta t = 0,06 + 0,2 = 0,26 \text{ s}$$

$$t_{Instantaneo} = t + \Delta t = 0,06 + 0,2 = 0,26 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos esto con el fin de escoger el dial que cumpla la coordinación en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{116}{15})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,36 = 0,11$$

$$Dial_2 = \frac{(\frac{2673}{15})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,26 = 0,20$$

$$Dial_2 = \frac{(\frac{2850}{15})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,26 = 0,21$$

Se toma el mayor dial con el fin de asegurar la coordinación en todos los puntos de la curva. Por lo tanto los valores establecidos para el reconectador RYB6, son $I_{pickup} = 116 A$, $Dial = 0,21$ estos son valores primarios.

Para la coordinación con el interruptor C15 como primera medida se establecerá la corriente de arranque (Pickup) del interruptor C15, se tendrá en cuenta que el relé del mismo está en el secundario y el TC es de una RTC=300/5 por lo cual la curva de coordinación se da en corrientes vistas desde el secundario. Esta corriente se establecerá con los mismos criterios.

$$K I_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K 113,49 \leq I_{pickup} \leq \frac{2657}{2}$$

$$I_{pickup} = 150[A]$$

Esta corriente de pickup vista en el secundario del TC equivale a:

$$I_{pickup_{Secundario}} = 150 * RTC = 150 * \frac{300}{5} = 2,5 A$$

Para la corriente de la unidad instantánea de C15 se establece una corriente menor a la corriente máxima del interruptor aguas arriba y mayor a la corriente máxima de los dos reconectores aguas abajo RYB4 y RYB6.

Para los tiempos de RYB6:

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup del interruptor C15 es el siguiente:

$$t_{pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{150}{116})^{0,02} - 1} * 0,21 = 4,15 s$$

$$t = 4,15 + 0,2 = 4,35 s$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectores, se calcula la corriente de pickup del RYB6 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{pickup_{RYB6}} = 116 * \frac{1}{RTC} = 116 * \frac{5}{300} = 2 A$$

Después de tener la corriente de pickup del RYB6 y C15 vistas por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios para el tiempo que demora en realizar un disparo la curva del RYB6 para la corriente de pickup del C15.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{2,5}{2})^{0,02} - 1}{0,14} * 4,35 = 0,20$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando se presenta la corriente máxima de cortocircuito:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{3194}{116})^{0,02} - 1} * 0,21 = 0,43 \text{ s}$$

$$t = 0,43 + 0,2 = 0,63 \text{ s}$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectadores, se calcula la corriente de máxima del RYB6 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$Imaxcc_{RYB6} = 3194 * \frac{1}{RTC} = 3194 * \frac{5}{300} = 54 \text{ A}$$

Después de tener la corriente máxima de cortocircuito del RYB6 vista por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios.

$$Dial_2 = \frac{(1,1 \frac{54}{2})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,63 = 0,32$$

Para los tiempos de RYB4:

El tiempo que tardaría el reconectador aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup del interruptor C15 es el siguiente:

$$t_{pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{150}{26})^{0,02} - 1} * 0,38 = 1,41 \text{ s}$$

$$t = 1,41 + 0,2 = 1,61 \text{ s}$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectores, se calcula la corriente de pickup del RYB4 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{pickup_{RYB4}} = 26 * \frac{1}{RTC} = 26 * \frac{5}{300} = 0,5 \text{ A}$$

Después de tener la corriente de pickup del RYB4 y C15 vistas por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios para el tiempo que demora en realizar un disparo la curva del RYB6 para la corriente de pickup del C15.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{2,5}{0,5})^{0,02} - 1}{0,14} * 1,61 = 0,40$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando se presenta la corriente máxima de cortocircuito:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{4229}{26})^{0,02} - 1} * 0,38 = 0,49 \text{ s}$$

$$t = 0,49 + 0,2 = 0,69 \text{ s}$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectadores, se calcula la corriente de máxima del RYB4 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{max_{RYB4}} = 4229 * \frac{1}{RTC} = 4229 * \frac{5}{300} = 71 \text{ A}$$

Después de tener la corriente máxima de cortocircuito del RYB4 vista por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios.

$$Dial_4 = \frac{(1,1 \frac{71}{0,5})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,69 = 0,52$$

Después de evaluar los cuatro puntos se toma el mayor dial como el punto crítico que se debe establecer para coordinar con la curva del interruptor C15. Por lo tanto los valores establecidos para el reconectador C15, son $I_{pickup} = 2,5 \text{ A}$, $Dial = 0,52$, estos son valores secundarios.

Finalmente, los ajustes de las protecciones en la rama 1 y rama 2 para los relés de protección de fase con alimentación a través de C15 se presentan en la tabla 24.

Tabla 24.

Ajustes para los relés de protección de fase, primer modo de operación.

RELE	PICK UP	DIAL	INSTANTANEO
C15	150	0,52	-----
RYB4	26	0,05	-----
RYB3	15	0,23	-----
RYB2	10	0,38	4000
RYB6	116	0,21	-----
RY1	15	0,05	2850

Las curvas de selectividad con los ajustes establecidos para los relés de protección de fase en la rama 1 y 2 cuando se alimenta a través del interruptor C15 se pueden ver a continuación:

Se puede observar en la figura 31 y figura 32 que las curvas se traslapan con la del interruptor de cabecera de la ESSA por lo cual es necesario solicitar un cambio en los ajustes por parte de la ESSA o quitar algún otro reconectador, con lo cual se podría perder capacidad de discriminación.

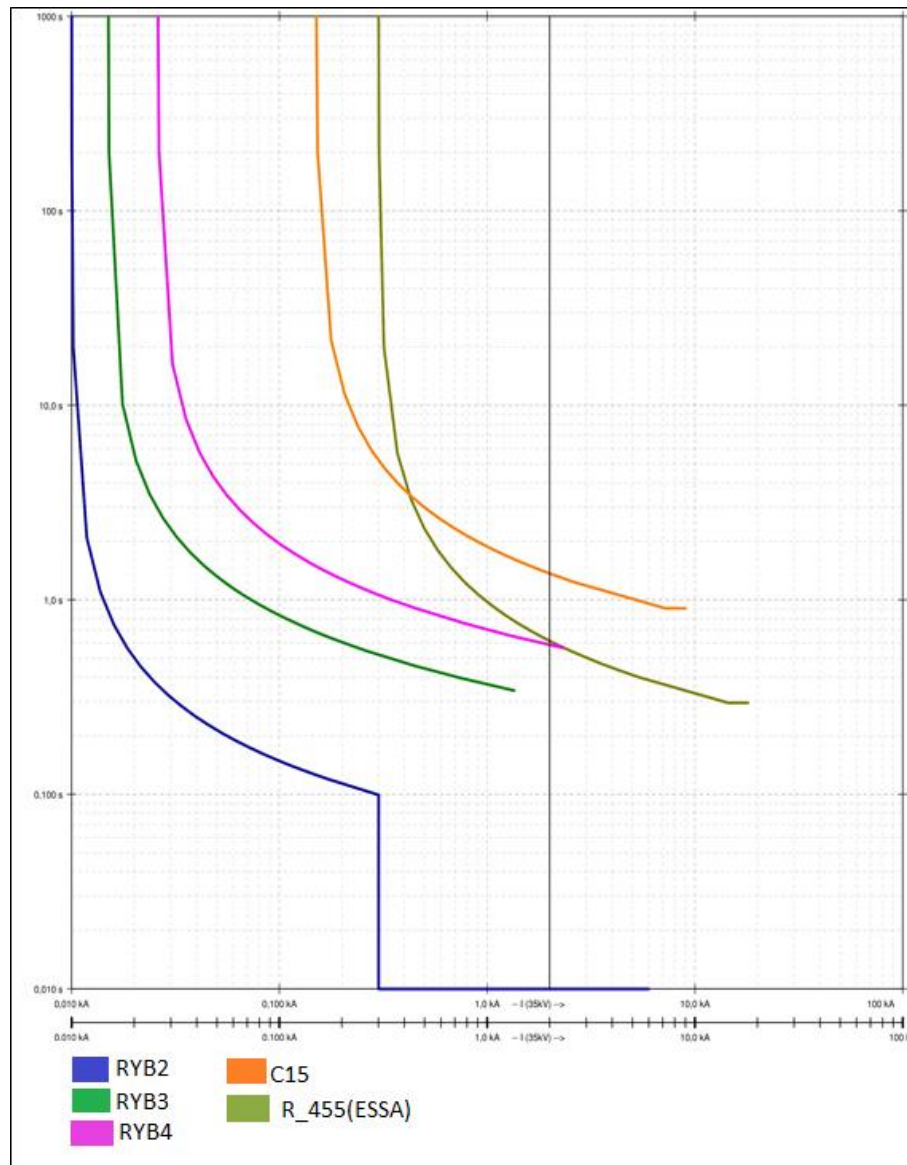


Figura 31. Curvas de selectividad relés de protección de fase ramal 1, primer modo de operación.

En la figura 31 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB2 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB3, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 600 A donde las curvas se traslapan con la protección de cabecera de la ESSA.

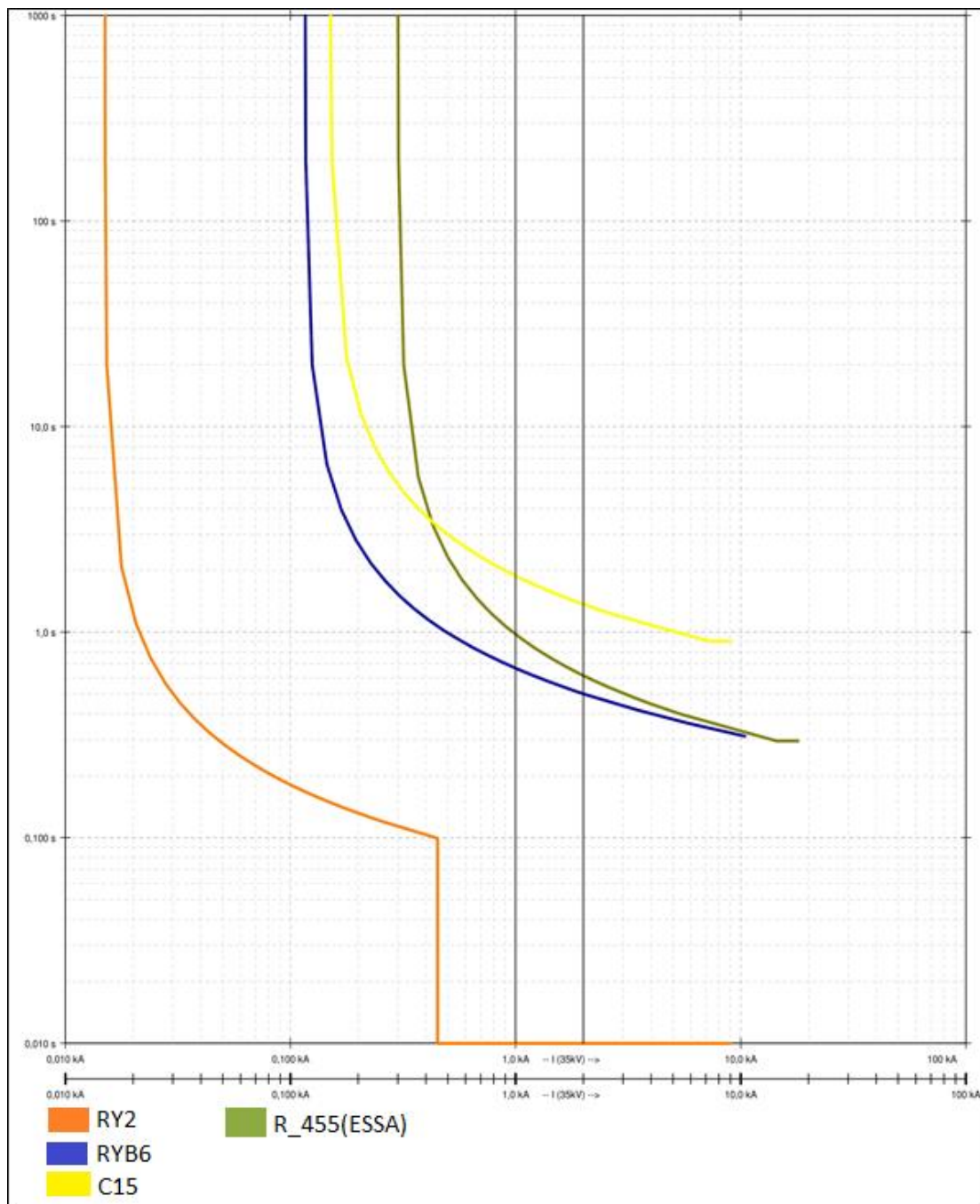


Figura 32. Curvas de selectividad relés de protección de fase ramal 2, primer modo de operación.

En la figura 32 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RY2 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB6, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 600 A donde las curvas se traslapan C15 con la protección de cabecera de la ESSA,

4.1.2. Coordinación de relés de protección a tierra. Para la coordinación de los relés de tierra se realiza el mismo procedimiento que los relés de protección fase con la diferencia que las corrientes mínimas y máximas con las que se harían los cálculos serían con fallas monofásicas y bifásicas a tierra, también se tendrá en cuenta que los ajustes de los relés a tierra deben ser más sensibles que los relés de protección fase.

➤ **Ramal 1**

Para la coordinación del ramal 1 con alimentación C15 el reconectador RYB1 no se le establecerá valores (no se coordina, por otro lado, el interruptor C23 es irrelevante para la coordinación por lo cual también se decidió no colocarle ajustes de protecciones. A continuación, en la figura 33 se puede ver cómo quedan los equipos de protección que se van a coordinar.

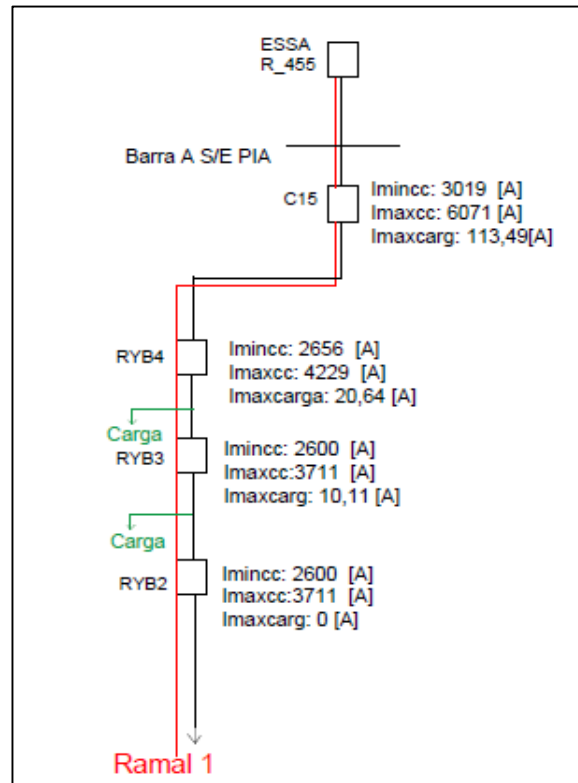


Figura 33. Relés de protección a tierra para el ramal 1 en el primer modo de operación.

Para coordinar sus protecciones se inició estableciendo los valores del equipo más lejano a la fuente RYB2. Teniendo en cuenta los criterios mencionados anteriormente se escoge la corriente de arranque de la protección para RYB2. Esta protección se ajustará para que detecte la menor corriente de falla y permita la operación normal y en contingencia. El criterio para el valor de arranque para las protecciones de tierra será del 40% de la Máxima Corriente de Carga, teniendo en cuenta que las cargas son trifásicas balanceadas.

$$K \text{ ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$0 \leq I_{pickup} \leq \frac{2600}{2}$$

$$I_{pickup} = 10[A]$$

Debido a que el RYB2 no ve una corriente de carga se le establece la corriente mínima con la que accionan los reconectores.

Una vez establecida la corriente de pick-up se establece una unidad instantánea con el fin de bajar las curvas, lo cual disminuye el tiempo de cortocircuito y a su vez los esfuerzos térmicos.

Para la corriente de la unidad instantánea del primer reconector se establece una corriente menor a la corriente máxima del reconector aguas arriba y mayor a la corriente máxima de cortocircuito del mismo, con el fin de que sólo se perdería selectividad en los casos en los cuales ocurra una corriente de cortocircuito elevada con un transitorio alto.

$$I_{Intantaneo} = 3950 [A]$$

Cabe resaltar que la unidad instantánea baja las curvas de protección, pero en algunos casos es posible que se puede sacrificar la selectividad. Finalmente se tienen dos opciones sacrificar selectividad agregando el instantáneo a las curvas o de lo contrario sacrificar el tiempo para un cortocircuito. Teniendo en cuenta lo anterior se decidió colocar instantáneo en los reconectores de cola (reconector final aguas abajo) de los ramales con el fin de que sea el equipo que más rápido en actuar y no se sacrifique la selectividad de los reconectores e interruptores del ramal.

El dial para el RYB2 se escogió el mínimo posible establecido en los manuales de los reconectores, en vista que el arranque de motores es mucho más rápido.

$$Dial = 0,05[A]$$

A continuación, los parámetros establecidos para el reconector RYB2, son $I_{pickup} = 10 A$, $Dial = 0,05$, $I_{Intantaneo} = 3950 A$, estos son valores primarios.

Para el reconector aguas arriba RYB3:

$$K_{ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K_{10,11} \leq I_{pickup} \leq \frac{2600}{2}$$

$$I_{pickup} = 10[A]$$

Para el reconector RYB3 se establece el mínimo valor que ven los reconectores pues el 40% de la carga máxima es menor que mismo.

Se debe asegurar que el relé esté por encima del relé aguas abajo para todo tiempo, para ello se deben evaluar los tiempos de tres puntos: 1,1 veces corriente de pickup, corriente instantánea y la corriente máxima vista por los dos reconectores. Cabe resaltar que las curvas que se utilizaran en la coordinación son las normalmente inversas según IEC y todos los equipos estarán definidos por la misma con el fin de una mejor coordinación.

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{Pickup} = \frac{0,14}{(1,1\frac{15}{10})^{0.02} - 1} * 0,05 = 0,69 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores, el que se está evaluando y el que esta agua abajo del mismo:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{3711}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,05 \text{ s}$$

El tiempo que tardaría el reconectador aguas abajo en ver la corriente del instantáneo:

$$t_{instantaneo} = \frac{0,14}{(\frac{3950}{10})^{0.02} - 1} * 0,05 = 0,05 \text{ s}$$

Debido a que el relé de tierra debe ser más sensible que el de fase no es posible establecer un dial que me haga cumplir un tiempo entre curvas de 0,2 por lo cual para los relés de tierra se utilizara una diferencia de tiempos de 0,12 s.

$$t_{Ipickup} = t + \Delta t = 0,69 + 0,2 = 0,89 \text{ s}$$

$$t_{Imax} = t + \Delta t = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ s}$$

$$t_{Instantaneo} = t + \Delta t = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos esto con el fin de escoger el dial que cumpla el delta de tiempo mínimo en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{15}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,89 = 0,06$$

$$Dial_2 = \frac{(\frac{3711}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,25 = 0,22$$

$$Dial_3 = \frac{(\frac{3950}{10})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,25 = 0,23$$

Por lo tanto los valores establecidos para el reconectador RYB3, son $I_{pickup} = 10 A$, $Dial = 0,23$, estos son valores primarios.

Para el reconectador aguas arriba RYB4:

$$K_{ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K_{20,64} \leq I_{pickup} \leq \frac{2701}{2}$$

$$I_{pickup} = 15[A]$$

El tiempo que tardaría el reconectador aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{Pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{15}{10})^{0,02} - 1} * 0,23 = 3,19 s$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores el que se está evaluando y el que esta agua abajo del mismo:

$$t_{I_{max}} = \frac{0,14}{\left(\frac{3711}{10}\right)^{0,02} - 1} * 0,23 = 0,26 \text{ s}$$

Seguido de calcular los tiempos se les suma un delta de tiempo de 0,2 s, esto con el fin de garantizar selectividad en la coordinación de protecciones.

$$t_{I_{pickup}} = t + \Delta t = 3,19 + 0,2 = 3,39 \text{ s}$$

$$t_{I_{max}} = t + \Delta t = 0,26 + 0,2 = 0,46 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos esto con el fin de escoger el dial que cumpla el delta de tiempo mínimo en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{\left(1,1 \frac{15}{10}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 3,39 = 0,24$$

$$Dial_2 = \frac{\left(\frac{3783}{10}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,46 = 0,41$$

Se toma el mayor dial con el fin de asegurar la diferencia de tiempo en todos los puntos de la curva. Por lo tanto los valores establecidos para el reconfigurador RYB4, son $I_{pickup} = 15 [A]$, $Dial = 0,41[A]$ estos son valores primarios.

Para la coordinación con el interruptor de cabecera C15 se debe tener en cuenta los parámetros de la rama 1 y la rama 2, este interruptor (C15) debe coordinarse con RYB4 y RYB6. Para ello se llevará a cabo la coordinación de la rama 2 y finalmente se coordinará con el interruptor C15.

➤ Ramal 2

Para la coordinación del ramal 2 con alimentación C15, el reconectador RB1 no se le establecerá valores pues no discrimina carga y quitarlo ayudara a la selectividad de las curvas, por otro lado, el interruptor C23 es irrelevante para la coordinación por lo cual se decidió no colocarle ajustes de protecciones. A continuación, en la figura 42 se puede ver cómo quedan los equipos de protección que se van a coordinar.

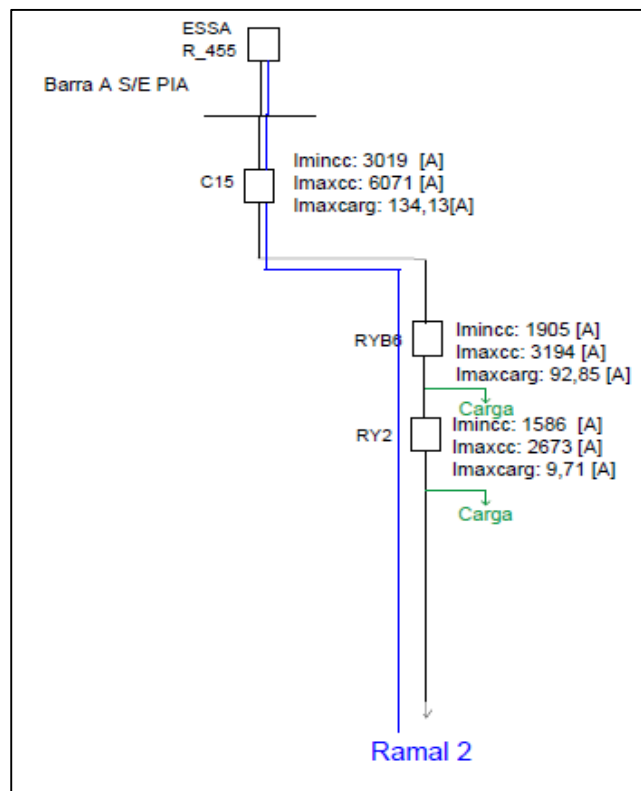


Figura 34. Relés de proteccitierra para el ramal 2 en el primer modo de operación.

Para la coordinación del ramal 2 se inicia estableciendo los ajustes del reconectador RY2.

Para el reconectador aguas arriba RY2:

$$K I_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K 9,71 \leq I_{pickup} \leq \frac{1586}{2}$$

$$I_{pickup} = 10[A]$$

Para la corriente de la unidad instantánea de RY2 se establece una corriente menor a la corriente máxima del reconectador aguas arriba y mayor a la corriente máxima de cortocircuito del mismo, con el fin de que sólo se perdería selectividad en los casos en los cuales ocurra una corriente de cortocircuito elevada con un transitorio alto.

$$I_{Intantaneo} = 2950 [A]$$

Se debe asegurar que el relé esté por encima de aguas abajo para todo tiempo, para ello se deben evaluar los tiempos de tres puntos: 1,1 veces corriente de pickup, corriente instantánea y la corriente máxima vista por los dos reconectadores. Cabe resaltar que las curvas que se utilizaran en la coordinación son las normalmente inversas según IEC y todos los equipos estarán definidos por la misma con el fin de una mejor coordinación.

El dial para el RYB2 se escogió el mínimo posible establecido en los manuales del equipo, en vista que el arranque de motores es mucho más rápido.

$$Dial = 0,05[A]$$

Por lo tanto los valores establecidos para el reconectador RY2, son $I_{pickup} = 116 A$, $Dial = 0,05$, $I_{Intantaneo} = 2950$, estos son valores primarios.

Para el reconectador aguas arriba RYB6:

$$K_{ImaxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K92,85 \leq I_{pickup} \leq \frac{1905}{2}$$

$$I_{pickup} = 50[A]$$

El tiempo que tardaría el reconectador aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup es el siguiente:

$$t_{pickup} = \frac{0,14}{(1,1 \frac{50}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,2 s$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando ve la máxima corriente por los dos reconectores el que se está evaluando y el que esta agua abajo del mismo:

$$t_{Imax} = \frac{0,14}{(\frac{2673}{10})^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,06s$$

El tiempo que tardaría el reconector aguas abajo en ver la corriente del instantáneo:

$$t_{instantaneo} = \frac{0,14}{\left(\frac{2950}{10}\right)^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,05 \text{ s}$$

Seguido de calcular los tiempos se les suma un delta de tiempo de 0,2 s, esto con el fin de garantizar selectividad en la coordinación de protecciones.

$$t_{Ipickup} = t + \Delta t = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ s}$$

$$t_{Imax} = t + \Delta t = 0,06 + 0,2 = 0,26 \text{ s}$$

$$t_{Instantaneo} = t + \Delta t = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ s}$$

Luego de obtener los tiempos se procede a calcular el dial para cada uno de los mismos esto con el fin de escoger el dial que cumpla el delta de tiempo mínimo en todos los puntos de la curva.

$$Dial_1 = \frac{\left(1,1 \frac{50}{10}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,4 = 0,09$$

$$Dial_2 = \frac{\left(\frac{2673}{10}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,26 = 0,22$$

$$Dial_3 = \frac{\left(\frac{2950}{10}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,25 = 0,21$$

Se toma el mayor dial con el fin de asegurar la diferencia de tiempo en todos los puntos de la curva. Por lo tanto los valores establecidos para el reconector RYB6, son $I_{pickup} = 50 A, Dial = 0,22$ estos son valores primarios.

Finalmente, para la coordinación con el interruptor de cabecera se tiene en cuenta que a diferencia de los reconectores la corriente por el relé es vista en el secundario.

Para la coordinación con el interruptor C15 se tendrán en cuenta cuatro puntos críticos con el fin de establecer la curva del relé del interruptor C15 por encima de las curvas de los reconectores RYB6 y RYB4. Estos cuatro puntos son los tiempos que demora en realizar el disparo cada reconector cuando ven su corriente máxima de cortocircuito y los tiempos que demora cada reconector en disparar a la corriente de arranque del interruptor C15.

Como primera medida se establecerá la corriente de arranque (Pickup) del interruptor C15, se tendrá en cuenta que el relé del mismo está en el secundario y el TC es de una RTC=300/5 por lo cual la curva de coordinación se da en corrientes vistas desde el secundario. Esta corriente se establecerá con los mismos criterios:

$$K I_{maxCarga} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{mincoci}}{2}$$

$$K 113,49 \leq I_{pickup} \leq \frac{1905}{2}$$

$$I_{pickup} = 70[A]$$

Esta corriente de pickup vista en el secundario del TC equivale a:

$$I_{pickup_{Secundario}} = 70 * RTC = 70 * \frac{300}{5} = 1,2 A$$

Después de hallar los ajustes de la corriente de pickup se procede a realizar el cálculo del dial que me cumpla con un tiempo mínimo entre curvas de 0,2 s, para ello inicialmente se miran los tiempos que se demoran los re conectadores aguas abajo a C15 en alcanzar la corriente de pickup del mismo y las corrientes máximas de los re conectadores(RYB6 y RYB4), una vez se calculan estos tiempos se les suma el 0,2 s de margen entre curvas y se procede hacer los cálculos de los diales, estos últimos cálculos deben hacerse en el lado secundario del TC del interruptor C15.

Para los tiempos de RYB6:

El tiempo que tardaría el re conectador aguas abajo en ver 1,1 veces la corriente de pickup del interruptor C15 es el siguiente:

$$t = \frac{0,14}{(1,1 \frac{70}{50})^{0,02} - 1} * 0,22 = 3,55 s$$

$$t = 3,55 + 0,2 = 3,75 s$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los re conectadores, se calcula la corriente de pickup del RYB6 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{pickup_{RYB6}} = 50 * \frac{1}{RTC} = 50 * \frac{5}{300} = 0,8 A$$

Después de tener la corriente de pickup del RYB6 y C15 vistas por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios para el tiempo que demora en realizar un disparo la curva del RYB6 para la corriente de pickup del C15.

$$Dial_1 = \frac{(1,1 \frac{1,2}{0,8})^{0,02} - 1}{0,14} * 3,55 = 0,25$$

El tiempo que tardaría el reconectador RYB6 cuando ve su corriente máxima de cortocircuito:

$$t = \frac{0,14}{(\frac{3194}{50})^{0,02} - 1} * 0,22 = 0,35 \text{ s}$$

$$t = 0,35 + 0,2 = 0,55 \text{ s}$$

Una vez hallado el tiempo para la corriente máxima de cortocircuito del RYB6, se calcula el valor de esta corriente vista por el relé del interruptor C15.

$$I_{imaxRYB6} = 3914 * \frac{1}{RTC} = 3914 * \frac{5}{300} = 66 \text{ A}$$

Después de tener el valor de la corriente máxima de cortocircuito vista desde por el relé C15, se calcula el dial con valores secundarios.

$$Dial_2 = \frac{(1,1 \frac{66}{1,2})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,55 = 0,33$$

Para los tiempos de RYB4:

El tiempo que tardaría el reconectador aguas abajo en ver 1,1 veces corriente de pickup del interruptor C15 es el siguiente:

$$t = \frac{0,14}{(1,1 \frac{70}{15})^{0,02} - 1} * 0,41 = 1,72s$$

$$t = 1,72 + 0,2 = 1,94 s$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectores, se calcula la corriente de pickup del RYB4 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{pickup_{RYB4}} = 15 * \frac{1}{RTC} = 15 * \frac{5}{300} = 0,25 A$$

Después de tener la corriente de pickup del RYB4 y C15 vistas por el relé de C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios para el tiempo que demora en realizar un disparo la curva del RYB6 para la corriente de pickup del C15.

$$Dial_3 = \frac{(1,1 \frac{1,2}{0,25})^{0,02} - 1}{0,14} * 1,94 = 0,46 s$$

El tiempo que tardaría el reconectador cuando se presenta la corriente máxima de cortocircuito:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{4229}{15}\right)^{0,02} - 1} * 0,41 = 0,48 \text{ s}$$

$$t = 0,48 + 0,2 = 0,68 \text{ s}$$

Una vez hallado el tiempo en la curva de los reconectadores, se calcula la corriente de máxima del RYB4 vista por relé del interruptor C15 como se muestra a continuación:

$$I_{max_{RYB4}} = 4229 * \frac{1}{RTC} = 4229 * \frac{5}{300} = 71 \text{ A}$$

Después de tener la corriente máxima de cortocircuito del RYB4 vista por el relé del interruptor C15 se hace el cálculo del dial con valores secundarios.

$$Dial_4 = \frac{(1,1 \frac{71}{0,25})^{0,02} - 1}{0,14} * 0,68 = 0,59 \text{ s}$$

Después de evaluar los cuatro puntos se toma el mayor dial, por lo tanto los valores establecidos para el reconectador C15, son $I_{pickup} = 1,2 \text{ A}$, $Dial = 0,59$, estos son valores secundarios.

Finalmente, los ajustes de las protecciones en la rama 1 y rama 2 para los relés de protección a tierra con alimentación C15 se presentan en la tabla 24:

Tabla 25.

Ajustes para los relés de protección a tierra, primer modo de operación.

RELE	PICK UP(A)	DIAL	INSTANTANEO(A)
C15	70	0,59	-----
RYB4	15	0,41	-----
RYB3	10	0,23	-----
RYB2	10	0,05	3950
RYB6	50	0,22	-----
RY2	10	0,05	2950

A continuación, en las figuras 35 y 36 se muestran las curvas de selectividad de los relés de protección a tierra de los ramales 1 y 2 respectivamente, cuando estos son alimentados a través del interruptor C15.

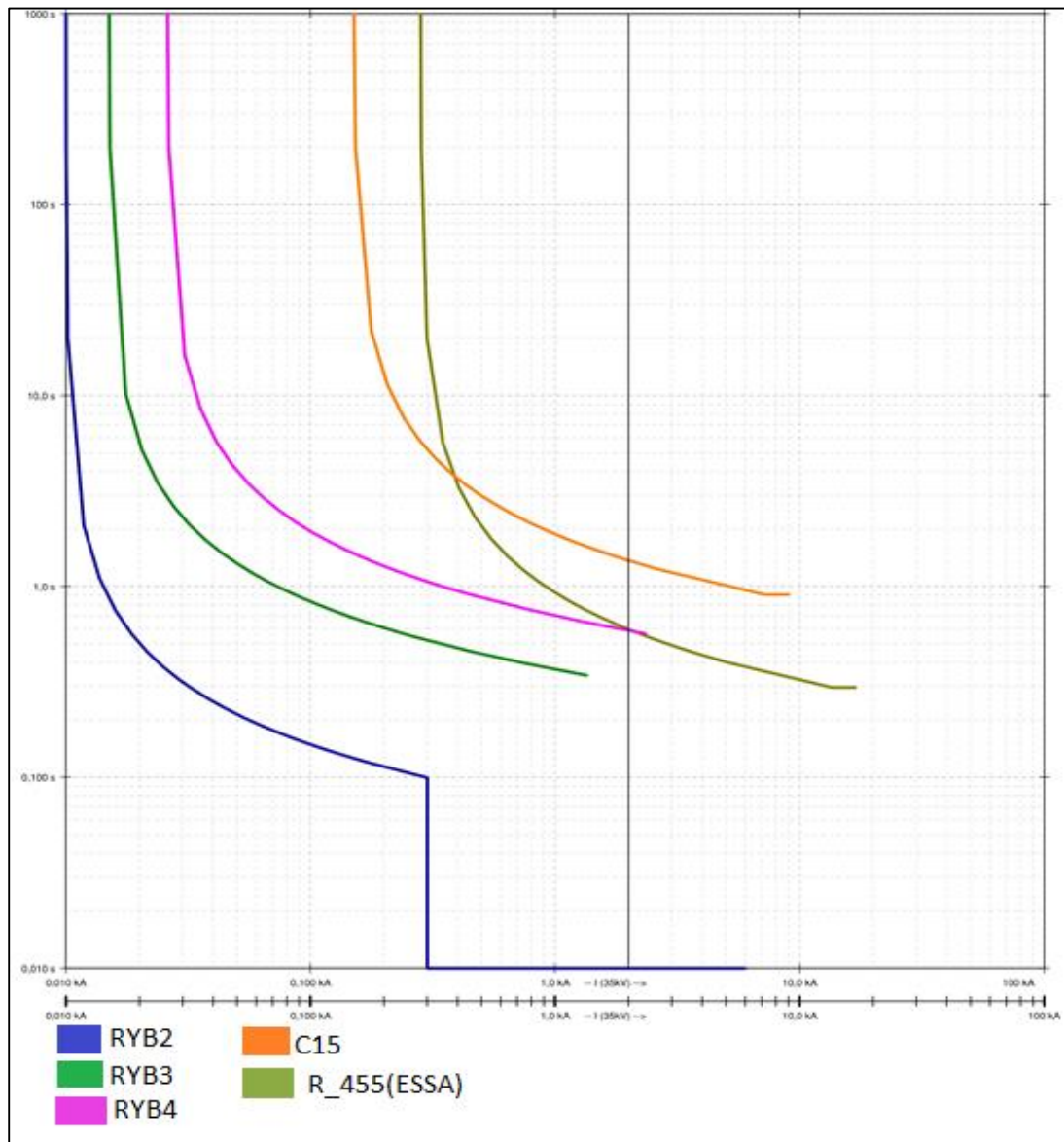


Figura 35. Curvas de selectividad de los relés de protección a tierra del ramal 1 en el primer modo de operación.

En la figura 35 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB2 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB3, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 600 A donde las curvas se traslapan C15 con la protección de cabecera de la ESSA,

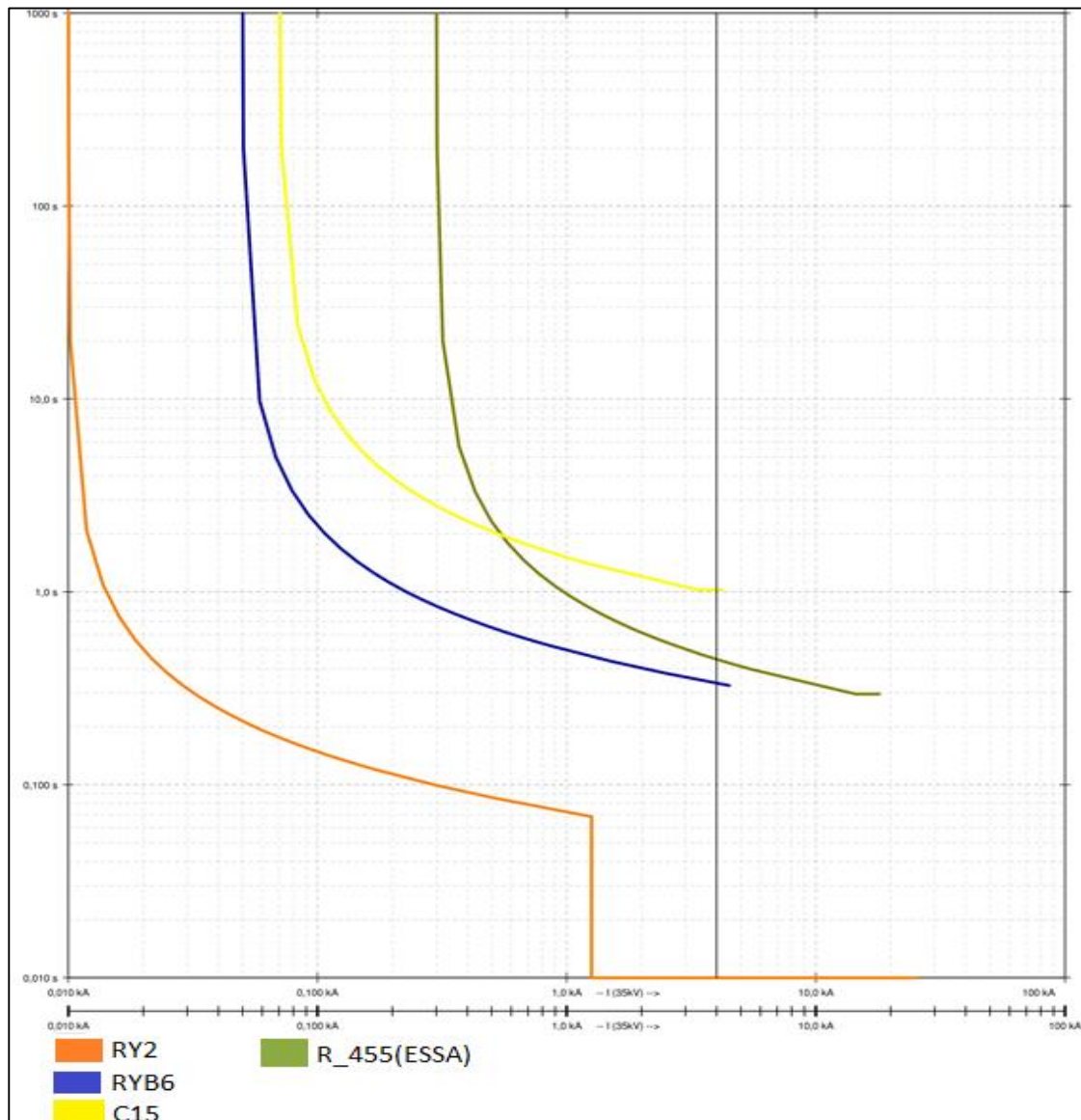


Figura 36. Curvas de selectividad de los relés de protección a tierra del ramal 2 en el primer modo de operación.

En la figura 36 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB2 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB3, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 600 A donde las curvas se traslapan C15 con la protección de cabecera de la ESSA,

4.2. Alimentación C2.

En la figura 37 se representa las condiciones existentes en de cada uno de los reconectadores e interruptores para las fallas de tierra (Izquierda) y para fijar los relés de protección de fase (Derecha) cuando se alimenta a través del interruptor C2.

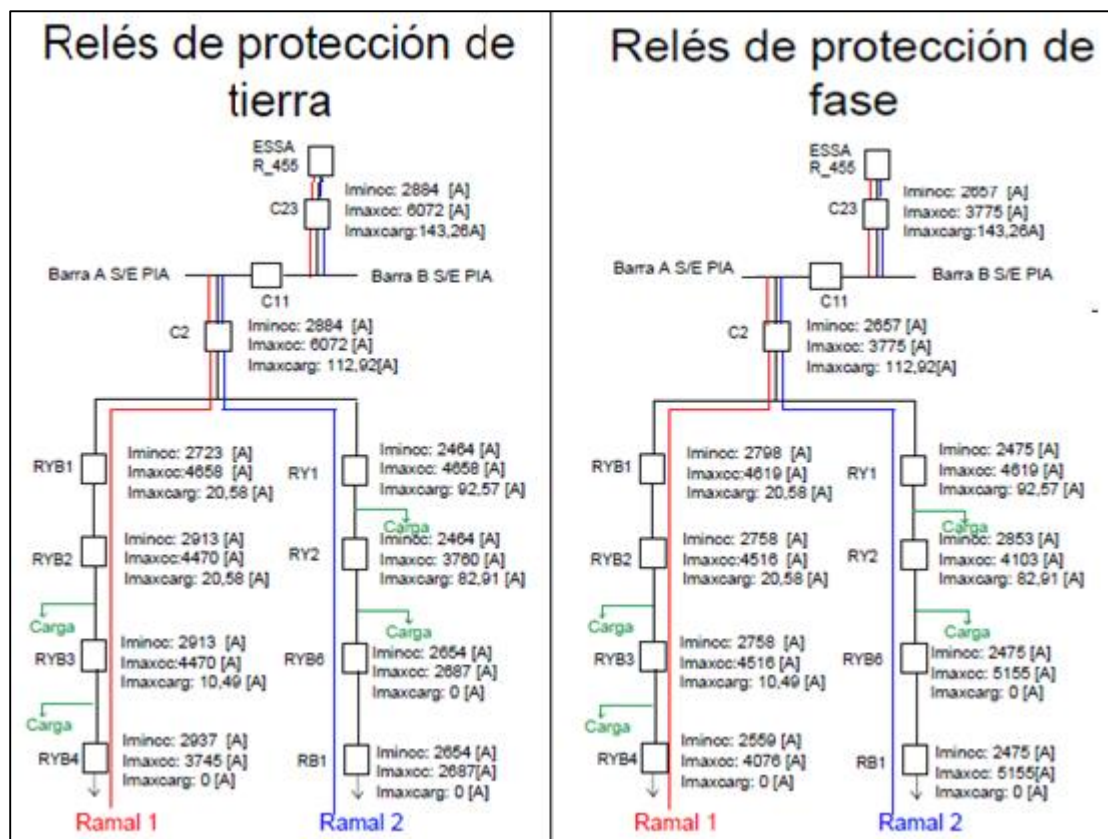


Figura 37. Corrientes máxima de carga, corrientes máximas y mínimas de cortocircuito vistas por los reconectadores e interruptores, segundo modo de operación.

La coordinación de protecciones cuando es alimentado por el interruptor C2 se lleva a cabo igual que cuando es alimentado a través del C15, tanto para los relés de protección de fase y los relés de protección a tierra.

➤ **Ramal 1**

Para la coordinación del ramal 1 no se ajustan las protecciones del reconectador RYB4 pues no discrimina, ni del interruptor C23 pues es irrelevante tener dos protecciones de cabecera basta con C15.A continuación en la figura 38 se muestra cómo quedaría el ramal a coordinar.

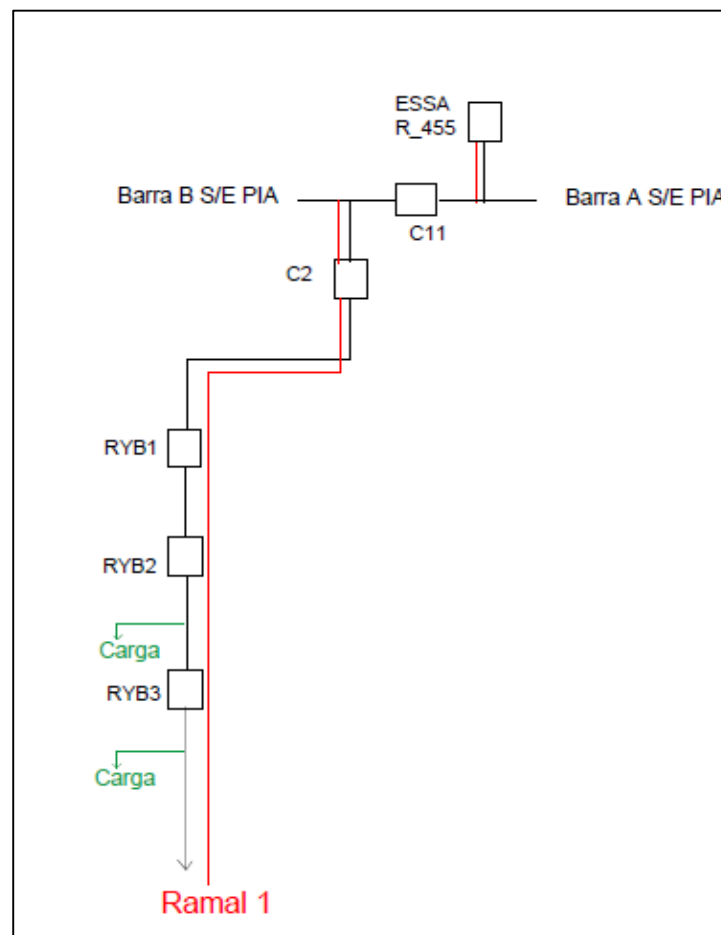


Figura 38. Relés para el ramal 1 en el primer modo de operación.

➤ Ramal 2

Para la coordinación del ramal 2 no se ajustan las protecciones del reconectador RB1 pues no discrimina, ni del interruptor C23 pues es irrelevante tener dos protecciones de cabecera basta con C15.A continuación en la figura 39 se muestra cómo quedaría el ramal a coordinar.

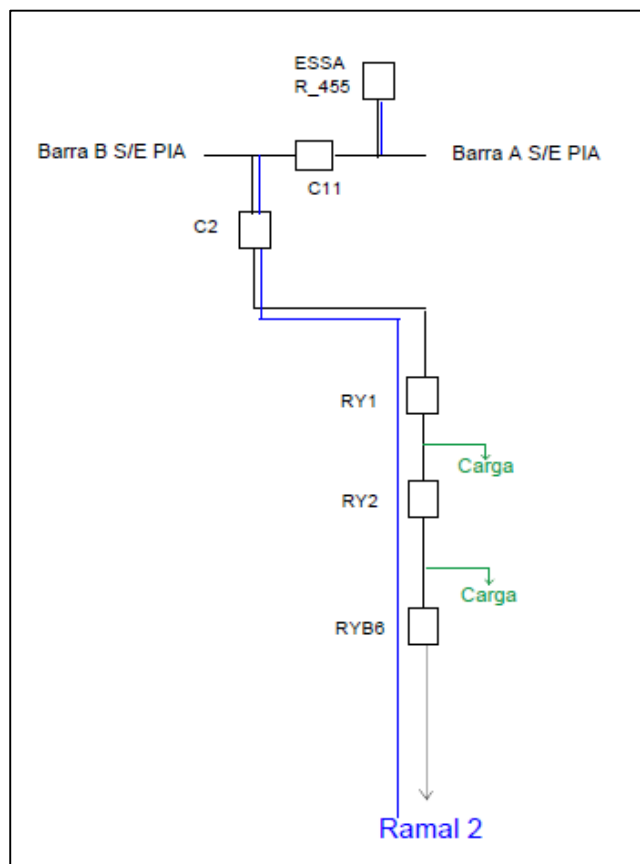


Figura 39. Relés para el ramal 1 en el segundo modo de operación.

A continuación, en la tabla 26 se muestra los ajustes establecidos para los relés de protección de fase de los dos ramales cuando se alimenta a través del interruptor C2.

Tabla 26.

Ajustes para los relés de protección de fase, segundo modo de operación.

RELE	PICK UP	DIAL	INSTANTANEO
C2	150	0,44	-----
RYB1	50	0,30	-----
RYB2	50	0,18	-----
RYB3	30	0,05	4700
RY1	140	0,35	-----
RY2	120	0,18	-----
RYB6	20	0,05	5300

A continuación, en la tabla 27 se muestran los ajustes establecidos para los relés de protección a tierra de los dos ramales cuando a través del interruptor C2.

Tabla 27.

Ajustes para los relés protección a tierra, segundo modo de operación.

RELE	PICK UP	DIAL	INSTANTANEO
C2	80	0,50	-----
RYB1	30	0,36	-----
RYB2	30	0,22	-----
RYB3	15	0,05	4500
RY1	70	0,36	-----
RY2	60	0,22	-----
RYB6	10	0,05	2700

A continuación, en la figura 40 y 41 se muestran las curvas de selectividad de los relés de fase de los ramales 1 y 2 respectivamente, cuando estos son alimentados a través del interruptor C2.

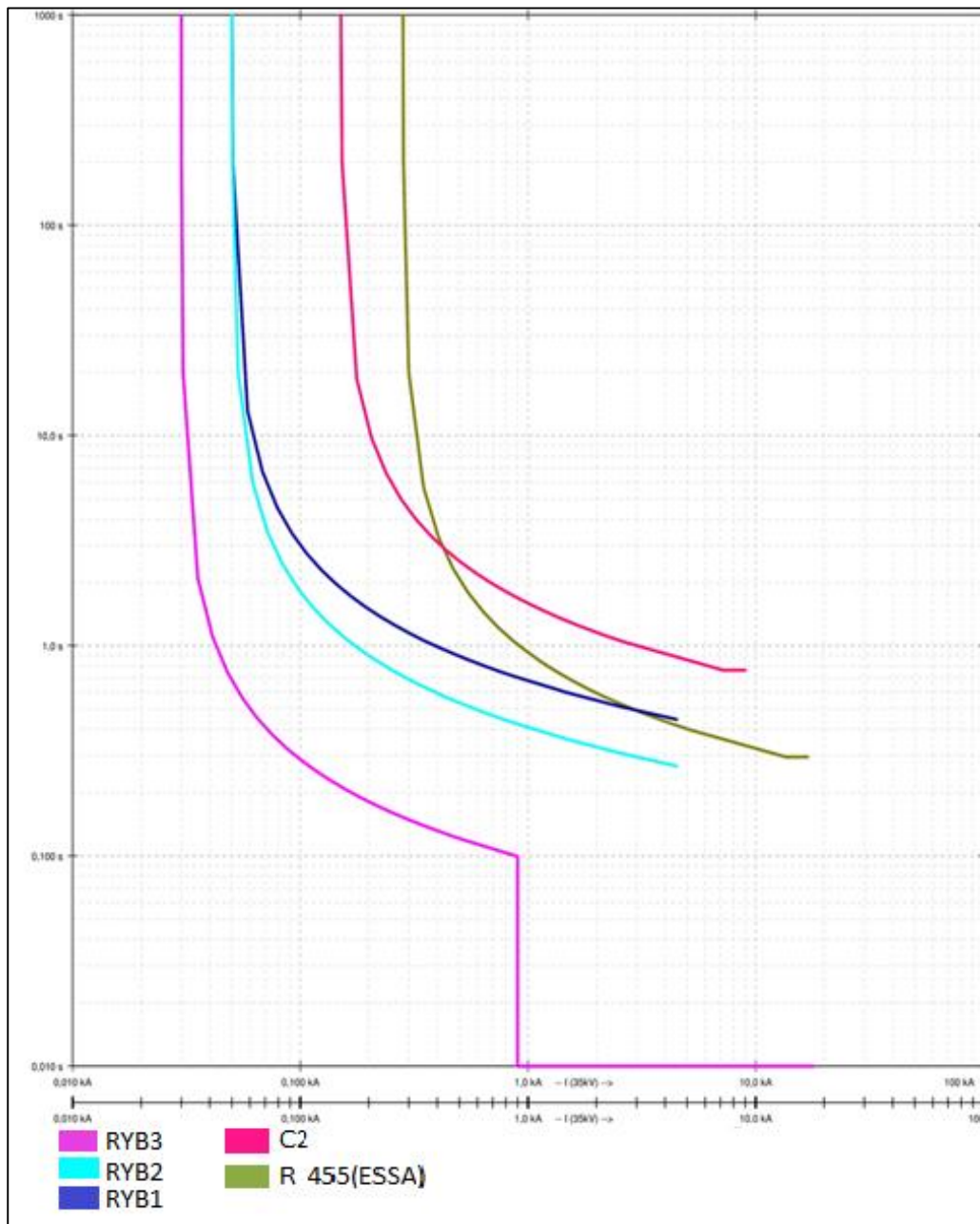


Figura 40. Curvas de selectividad para relés de fase del ramal 1 en el segundo modo de operación.

En la figura 40 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB3 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB2, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 400 A donde las curvas se traslapan C15 con la protección de cabecera de la ESSA.

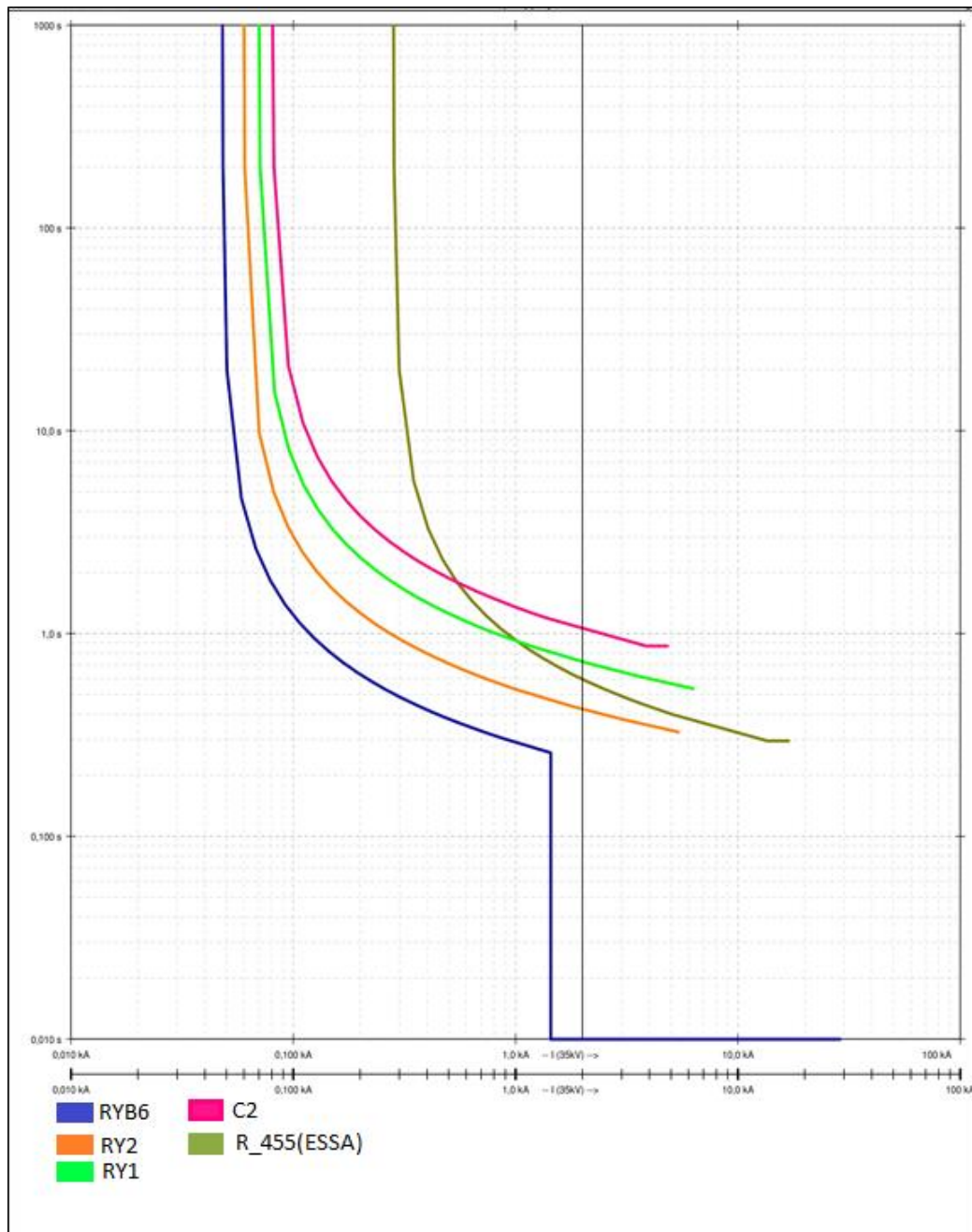


Figura 41. Curvas de selectividad para relés de protección de fase del ramal 2 en el segundo modo de operación.

En la figura 41 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB6 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RY2, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 550 A donde se traslapan la curva del C15 con la protección de cabecera de la ESSA,

A continuación, en la figura 42 y 43 se muestran las curvas de selectividad de los relés de protección a tierra de los ramales 1 y 2 respectivamente, cuando estos son alimentados a través del interruptor C2.

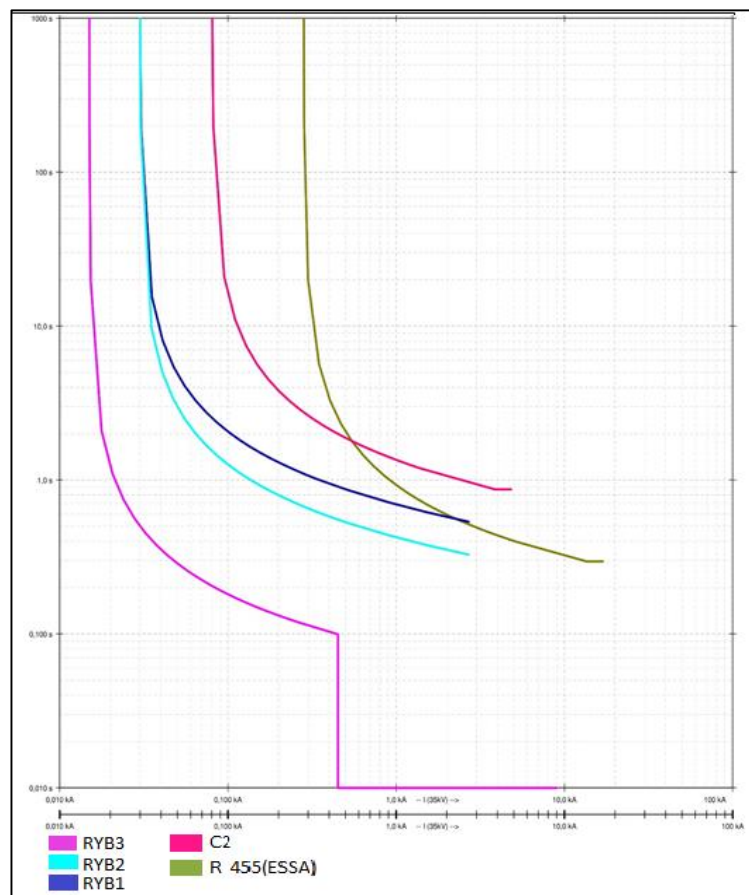


Figura 42. Curvas de selectividad para relés de protección a tierra del ramal 1 en el segundo modo de operación.

En la figura 42 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB3 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RYB2, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 580 A donde se traslapan la curva del C2 con la protección de cabecera de la ESSA,

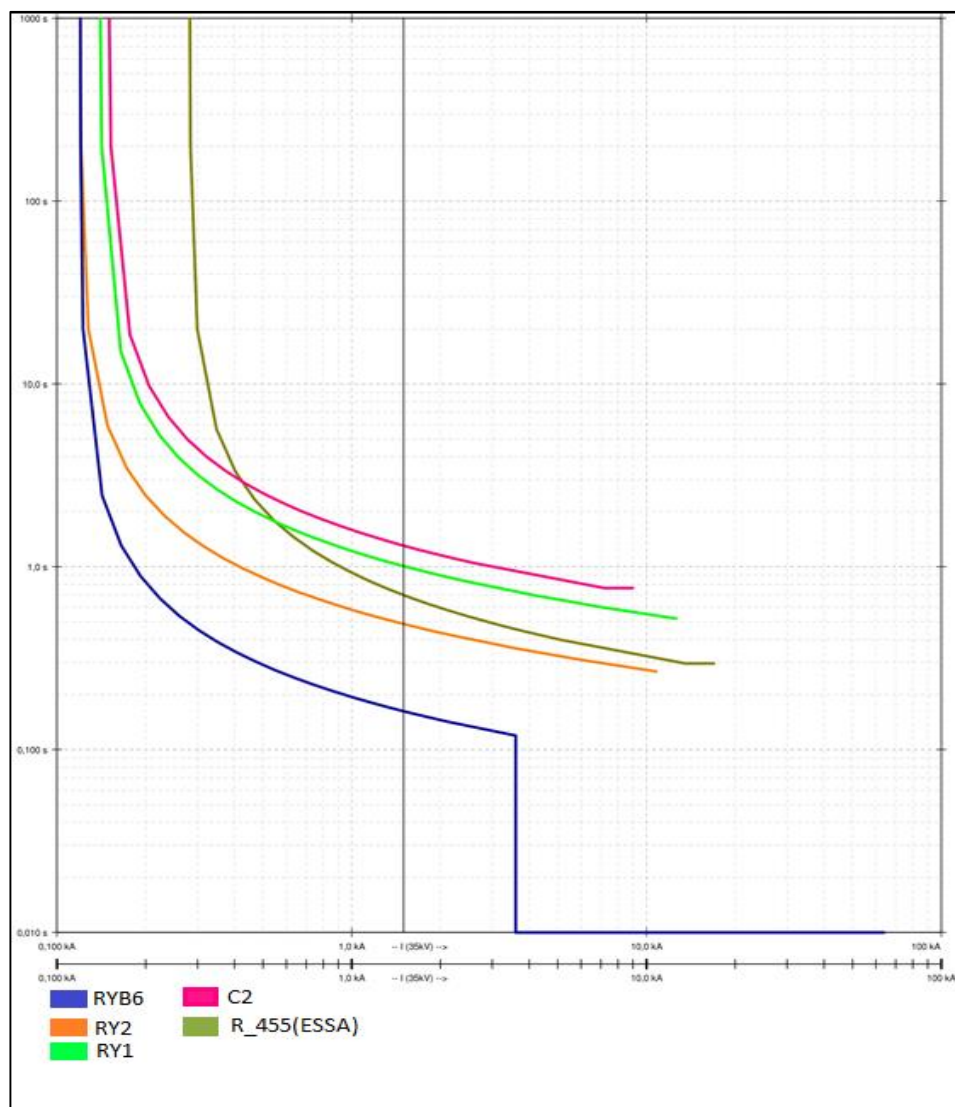


Figura 43. Curvas de selectividad para relés de protección a tierra del ramal 2 en el segundo modo de operación.

En la figura 43 se puede observar que al ocurrir una falla en el extremo actúa la protección principal RYB6 y al no actuar esta actúa la protección de respaldo RY2, con tiempos de diferencia que aseguran selectividad y seguridad, esto hasta 100 A donde se traslapan la curva del C2 con la protección de cabecera de la ESSA.

5. Conclusiones

- Una vez realizado la identificación de los circuitos con sus equipos asociados, se encontró con que el modelo NEPLAN y el diagrama unifilar se encuentran desactualizados respecto a las cargas del sistema, con los datos tomados en campo se pudo actualizar la información
- Una vez realizado la identificación de los equipos de sobrecorriente y los equipos de protección de sobrecorriente, se pudo comprobar que las líneas no cuentan con cajas cortacircuitos a lo largo de las mismas.
- Las protecciones del sistema estudiado están presentando traslapes en las curvas de protección y diferencia de tiempos de menos de 200 ms entre ellas lo cual sacrifica selectividad y confiabilidad en el sistema.
- Los reconectores ubicados en el sistema estudiado cuentan con la posibilidad de activar distintos grupos de protecciones para distinta dirección de alimentación. En el sistema se utilizan dos grupos de protecciones (A y B), estos grupos de protecciones están mal configurados, pues parece que los ajustes de la coordinación A están como grupo de protección B de algunos reconectores, y viceversa.

6. Recomendaciones

- Se requiere solicitar a la ESSA, cambiar los ajustes del dial por los siguientes: para los relés de tierra dial= 0,6 y para los relés de tierra dial=0,55, ya que el sistema el interruptor S4H5 (R_455) de la ESSA a través del cual se alimenta tiene los ajustes del relé muy bajitos, es decir el dial está limitando a que el sistema no cuente con el tiempo suficiente para coordinar las protecciones
- Se recomienda reubicar algunos reconectores pues el sistema cuenta con muchas protecciones para líneas tan cortas, algunos de los reconectores no son necesarios pues no discriminan carga y la protección de la línea puede darse por otro, ubicado en el mismo sitio. Es innecesario tener tantos reconectores cuando se puede proteger el sistema con menos.
- Se recomienda una vez que se vayan a establecer los ajustes hallados se verifique, qué cada grupo de protección activo en los reconectores (Grupo A o B) sea el definido para el modo de operación.

Referencias bibliográficas

- Álvarez, Francisco y Vega, José. (2008). *Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Amaya Patarrollo, L. P. (2018). *Planes de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de media tensión del Campo Petrolero Casabe en la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del río, de la vicepresidencia regional central Ecopetrol S.A. Yondó - Antioquia*. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander - Facultad de Ingeniería Eléctrica y de Telecomunicaciones
- Blas, Rey, (2004). *Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “ing. Gustavo Galindo Velasco”* Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Carrillo Caicedo, Gilberto. (1987). *Protecciones Eléctricas*. Publicaciones UIS. Universidad Industrial de Santander UIS.
- Cholet, Henri. (2000). *Well Production*. Paris. Technip. 283-286 p.
- Cooper Power Systems. (2005). *Electrical Distribution - System Protection. Protective Equipment*. Obtenido de <https://doi.org/Applications and Coordination>.
- EcuRed. (2017). *Transformador*. Ecuador. Obtenido de: <https://www.ecured.cu/Transformador>
- Electricidad Sena Codensa. (2017). *Cortacircuitos*. Bogotá, Colombia. Obtenido de: <http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com.co/p/cortacircuitos.html>
- Galván, Rosas y Santana (2009). *Coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial*. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F.
- Golan, Michael. (sf). *Well Performance*. 2 ed. 472 p.

- Imedexsa – Industrias Mecánicas de Extremadura S.A. (2008). *Productos en catálogo: Pórticos*. Cáceres, España. Obtenido de: <http://www.imedexsa.es/public/seccion02.asp?ids=2&idss=14>
- Kindermann, G. (2005). *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. (2a ed.). Santa Catarina, Brasil: Geraldo Kindermann.
- León, Andrés y Villón, Javier. (2001). *Estudio de coordinación de las protecciones para la empresa eléctrica península de Santa Elena (EMEPE)*. Escuela superior politécnica del litoral, Guayaquil-Ecuador.
- Mena, I., y Noroña, D., (2013). *Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.* (tesis de pregrado). Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
- Mendoza, S., Rozo C., Chaparro W., Ortiz. (sf). *Manual de protecciones para sistemas eléctricos de potencia*
- Multilin, Ge. (2005). “F650 Controlador Digital de Posición.” Obtenido de <https://www.mendeley.com/viewer/?fileId=7c4caf38-877f-b159-77c7-b434352c1da1&documentId=f89e56bb-bad4-3029-a23a-a3da3136e648>.
- Noriega, Jhon Jara. (2015). Optimización de la protección eléctrica de la subestación tierra colorada, Piura, noviembre de 2015.
- Raga, Juan. (2001). *Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción poza rica región norte*, Universidad Veracruzana, Veracruz.
- Rivas González, Carlos E. (octubre 2013). *Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico, tipo intemperie, 630 a, 27 kV, acero inoxidable, marca Schneider nu-lec, serie U, caja de control flex-vue*. Universidad Simón Bolívar, Camurí Grande.

Schneider Electric, Nu- Lec Industries Pty Ltd. (2009). “*Manual_Operación_Controladores ADVC.*” Obtenido de: <https://www.mendeley.com/viewer/?fileId=7ae5a7ef-aca9-82bf-2fa1-9e109b5864e5&documentId=eaaf78af-d75b-301a-ae3a-3a26247a5d42>.

Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2006). *Curso Virtual de Redes Eléctricas: Tipos de estructuras*. Bogotá, Colombia. Obtenido de: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2testru cturas22.php>

Velazco, Miguel. (2013). *Análisis del proceso de selección de sistemas artificiales de producción en el campo poza rica*. Universidad Veracruzana, Veracruz.

Ramírez, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia