



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADOS

Proyecto de investigación y desarrollo en opción al Grado Académico de Magister en GESTIÓN DE ENERGÍAS

TITULO:

“ESTUDIO DE LA INESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA DURANTE EL AÑO 2015. DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS”

Autor: ESTRELLA Cevallos Ricardo Santiago

Tutor: PhD. Iliana González Palau

LATACUNGA –ECUADOR

Noviembre–2016



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de investigación de posgrados de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el maestrante: Estrella Cevallos Ricardo Santiago, con el título del proyecto de investigación y desarrollo: “ESTUDIO DE LA INESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA DURANTE EL AÑO 2015. DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS”. Ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa del proyecto de investigación y desarrollo.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Noviembre 14 del 2016

Para constancia firman:


.....
MSc. Manuel Ángel León Segovia
PRESIDENTE


.....
PhD. Secundino Marrero Ramírez
MIEMBRO


.....
PhD. Enrique Torres Tamayo
MIEMBRO


.....
PhD. Héctor Luis Laurencio
OPONENTE

**AVAL DEL DIRECTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y
DESARROLLO.**

Latacunga, 05 de Octubre de 2016

En mi calidad de Director del proyecto de investigación y desarrollo presentado por Estrella Cevallos Ricardo Santiago, Egresado de la Maestría en Gestión de Energías, previa a la obtención del mencionado grado académico, cuyo título es “ESTUDIO DE LA INESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA DURANTE EL AÑO 2015. DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.”

Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del tribunal examinador.

Atentamente.



PhD. Iliana González Palau.

DIRECTOR DEL PROYECTO

**RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DEL PROYECTO DE
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO**

El contenido del presente proyecto de investigación y desarrollo, es original y de mi exclusiva responsabilidad.

Atentamente

.....
Estrella Cevallos Ricardo Santiago
050325296-7

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme salud y permitirme culminar con éxito una etapa más de mi vida.

Mi sincero agradecimiento a mi Director del proyecto de investigación y desarrollo PhD. Iliana González por su aporte y paciencia para sobresalir en las dificultades encontradas.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, por abrirnos la puertas y brindarnos un aprendizaje acorde a los niveles profesionales y académicos requeridos hoy en día.

Finalmente gracias a quienes de una o de otra manera contribuyeron en la elaboración del presente Proyecto.

DEDICATORIA

El presente trabajo dedico con todo amor,

A mis madres Roció Cevallos y Carmen Tapia,

A mi padre José Cevallos.

Quienes han sido el pilar fundamental de mi vida y fuente de inspiración para seguir adelante y vencer todos los obstáculos.

INDICE GENERAL

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO.....	ii
AVAL DEL DIRECTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO.....	ii
RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
INDICE DE TABLAS	ix
INDICE DE FIGURAS.....	xii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT	xv
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	7
MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO.....	7
1.1. Antecedentes de estudio	7
1.2. Fundamentación Legal	8
1.3. Bases teóricas particulares de la investigación	12
1.3.1 Sistema eléctrico de Potencia	12
1.3.2 Grupos Electrógenos.....	12
1.3.2.1 Descripción de los Grupos Electrógenos del Campo Pindo.....	13
1.3.3 Autogeneración del Campo Petrolero Pindo	13
1.3.4 Flujo de carga	14
1.3.5 Sistema de protecciones eléctricas.....	15
1.3.5.1 Cualidades básicas de las protecciones.....	15
1.3.6 Elementos de protecciones	17
1.3.7 Tipos de elementos de protecciones	18
1.3.8 Tipos de falla de cortocircuitos	20
1.3.9 Cálculo de la corriente de cortocircuito	21
1.3.9.1 Cortocircuito trifásico (LLL).....	21
1.3.9.2 Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra (LL)	22
1.3.9.3 Cortocircuito bifásica con contacto a tierra (LLT)	23
1.3.9.4 Cortocircuito Monofásica a tierra (LT).....	24
1.3.9.5 Cortocircuito doble contacto a tierra	25
CAPÍTULO 2	26
METODOLOGÍA.....	26
2.1 Métodos, procedimientos y técnicas	26
2.1.1 Métodos de Investigación	26
2.1.2 Tipos de Investigación.....	27

2.1.3	Modalidad de la investigación.....	27
2.2	Operacionalización de Variables	34
	CAPÍTULO 3	36
	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	36
3.1	Descripción del sistema eléctrico del campo petrolero Pindo.....	36
3.2	Levantamiento de información del sistema eléctrico existente del campo Petrolero Pindo	42
3.3	Análisis de flujos de carga.....	47
3.4	Análisis de corrientes de cortocircuito.	57
	CAPÍTULO 4	60
	PROPUESTA	60
4.1	Título de la propuesta.....	60
4.2	Justificación de la propuesta.....	60
4.3	Objetivos de la propuesta	61
4.3.1	Objetivo general	61
4.3.2	Objetivos específicos	61
4.4	Estructura de la propuesta	61
4.5	Desarrollo de la propuesta.....	62
4.5.1	Calibración y coordinación de las protecciones eléctricas instaladas en las cargas del sistema eléctrico de potencia	62
4.5.1.1	Calibración y coordinación de protecciones de equipos BES "bombas electro sumergibles" y transformadores en los pozos del campo Pindo.....	62
4.5.2	Calibración y coordinación de protecciones del centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1	73
4.5.3	Calibración y coordinación de protecciones de los transformadores de distribución del campo Pindo	78
4.5.3.1	Ajustes de los reconectores	79
4.5.3.2	Ajustes de los disyuntores de estado sólido del centro de generación.....	81
4.5.4	Coordinación de los reconectores con los disyuntores de protección de las barras de distribución	85
4.5.5	Coordinación de protecciones tableros de distribución switchgears.....	89
4.6	Análisis técnico económico ambiental.....	94
4.6.1	Costos de adquisición de equipos.....	94
4.6.2	Costo de ingeniería, pre-comisionado y comisionado de los equipos.....	94
4.6.3	Inversión total.....	95
4.6.4	Depreciación y recuperación de la inversión	96
4.6.5	Análisis financiero de la propuesta.....	98
4.6.5.1	Cálculo del Valor actual neto (VAN)	98
4.6.5.2	Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	99
4.6.5.3	Cálculo del Periodo de Recuperación de Capital (PRC)	99
	CONCLUSIONES.....	101
	RECOMENDACIONES GENERALES.....	102
	BIBLIOGRAFÍA	103
	ANEXOS.....	105

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1.- Grupos Electrógenos centro de generación Campo Pindo	13
Tabla 1.2.- Transformador Elevador.....	14
Tabla 1. 3.- Tipos de fallas de las corrientes de cortocircuito.....	21
Tabla 2. 1.-Técnicas e Instrumentos de la Investigación	28
Tabla 2. 2.- Matriz de operacionalización de variable	35
Tabla 3. 1.- Cargas instaladas en el sistema eléctrico del campo Pindo	43
Tabla 3. 2.- Equipos de Corte del sistema eléctrico campo Pindo	44
Tabla 3. 3.- Seccionadores fusible unipolar tipo abierto del sistema eléctrico campo Pindo	45
Tabla 3. 4.- Valores de demanda instaladas en sistema eléctrico campo Pindo....	46
Tabla 3. 5.- Variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal.....	48
Tabla 3. 6.- Rangos permisibles de tensión de estado estable en un sistema de potencia	48
Tabla 3. 7.- Reporte de simulación de flujos de carga del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo	49
Tabla 3. 8.- Porcentajes de error entre valores medidos y valores simulados.....	50
Tabla 3. 9.- Reporte de alertas de la simulación de flujos de carga en el sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.....	51
Tabla 3. 10.- Reporte de simulación de flujos de carga en los buses del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.....	52
Tabla 3. 11.- Reporte de simulación de flujos de carga en transformadores del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo	53
Tabla 3. 12.- Reporte de simulación de flujos de carga del centro de generación del campo Pindo.	54
Tabla 3. 13.- Reporte de alertas de la simulación de flujos de carga en el sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.....	55
Tabla 3. 14.- Comparación de valores de la simulada inicial y los obtenidos posterior a las mejoras aplicadas	56

Tabla 3. 15.- Regulaciones aplicadas en los transformadores del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.....	57
Tabla 3. 16.- Reporte de corrientes de cortocircuito en las barras del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.....	58
Tabla 4. 1.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas F9-TR-113 y B-BES-113.....	66
Tabla 4. 2.- Calibraciones iniciales y finales de las protecciones eléctricas en plataforma Well Pad Pindo-14.....	67
Tabla 4. 3.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas F8-TR-112 y B-BES-112.....	71
Tabla 4. 4.-Calibraciones finales unidades de disparo disyuntos de protección de motores de las bombas electros sumergibles de los pozos del campo Pindo.	72
Tabla 4. 5.- Características y modelos de los disyuntores iniciales en comparación con los finales.	72
Tabla 4. 6.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas B-BRI-11A, B-BRI-111 y Feeder04. .	75
Tabla 4. 7.-Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas B-BRI-11G, B-BRI-111 y Feeder04. .	77
Tabla 4. 8.- Características y modelos de los disyuntores de protección del centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1 finales.....	78
Tabla 4. 9.- Reporte de secuencia de operación de protecciones para una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución ramal Pindo13	79
Tabla 4. 10.- Reporte de secuencia de operación de protecciones del centro de generación y subestación para una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución ramal Pindo-01.	87
Tabla 4. 11.- Reporte de secuencia de operación de protecciones para una falla trifásica y monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR	93
Tabla 4. 12.- Costos de adquisición de los nuevos dispositivos de protección eléctrica.	94
Tabla 4. 13.- Costo del pre-comisionado y comisionado de los equipos.	95

Tabla 4. 14.- Depreciación de los equipos.	96
Tabla 4. 15.- Determinación del ahorro obtenido con la implementación de la propuesta.	97
Tabla 4. 16.- Cálculo del VAN, TIR y Periodo de Recuperación (PR).....	100

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1.- Cortocircuito Trifásico	22
Figura 1. 2.- Cortocircuito bifásica sin contacto a tierra.....	22
Figura 1. 3.- Cortocircuito bifásica con contacto a tierra.....	23
Figura 1. 4.- Cortocircuito monofásica a tierra	24
Figura 1. 5.- Cortocircuito de doble contacto a tierra.....	25
Figura 2.1.-Conexión del analizador a un sistema de distribución trifásico.....	30
Figura 2. 2.- Diagrama de vectores correspondiente al analizador correctamente conectado.....	31
Figura 3. 1.- Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico campo petrolero Pindo	37
Figura 3. 2.- Diagrama unifilar del centro de control de motores (CCM X1) del campo petrolero Pindo.	41
Figura 3. 3.- Conexión del analizador trifásicoFluke 435 II al transformador E-10003-TR	45
Figura 4. 1.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente transformador E-11302-TR.....	63
Figura 4. 2.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible Pindo-14 calibración inicial	64
Figura 4. 3.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-113, calibración final	65
Figura 4. 4.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente transformador E-11201-TR, iniciales	68
Figura 4. 5.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-112calibración inicial.....	69
Figura 4. 6.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-112calibración final	70
Figura 4. 7.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrifuga de reinyección P-1111-A.....	74

Figura 4. 8.- Curvas iniciales de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrífuga de reinyección P-1111-G.....	74
Figura 4. 9.- Curvas finales de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrífuga de reinyección P-1111-G.....	76
Figura 4. 10.- Diseño general y partes del reconectador “TELARM40E”	80
Figura 4. 11.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101B –FEEDER02 / FEEDER03, falla trifásica en la línea de distribución del pozo Pindo-01.....	85
Figura 4. 12.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101B –FEEDER02 / FEEDER03, falla monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo-01.....	86
Figura 4. 13.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101A –FEEDER02 / FEEDER03, falla trifásica en la línea de distribución del pozo Pindo-09.....	88
Figura 4. 14.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101A –FEEDER02 / FEEDER03, falla monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo-09.....	89
Figura 4. 15.- Simulación de una falla trifásica y monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR.....	90
Figura 4. 16.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente Feeder02 – Disyuntores de protección grupos electrógenos, falla trifásica.....	91
Figura 4. 17.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente Feeder02 – Disyuntores de protección grupos electrógenos, falla monofásica	92

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADOS

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE ENERGÍAS

TÍTULO: “ESTUDIO DE LA INESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA DURANTE EL AÑO 2015. DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.”

AUTOR: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

TUTOR: PhD. Iliana González Palau.

RESUMEN

La presente investigación se realizó con el objetivo de diseñar un sistema de coordinación de protecciones eléctricas, para evitar que las unidades generadoras se desconecte automáticamente del sistema ante fallas en la red de distribución, determinándose que, técnicamente y económicamente, se justifica realizar las modificaciones, tanto en la red de distribución como en las protecciones para eliminar la susceptibilidad del sistema eléctrico, aislado por fallas que pueden ser limitadas a una parte de la red de distribución del campo petrolero Pindo. Inicialmente se desarrollan todos los elementos teóricos necesarios para una educada asimilación de la problemática actual y crear las bases necesarias para su solución, se abordan los efectos de la baja estabilidad del sistema eléctrico de potencia, incluyendo las principales leyes y normas para el control y reducción de estas. Seguidamente, se realiza una detallada descripción de la instalación objeto de análisis, sus partes componentes y sistema de suministro eléctrico, también se hace un análisis pormenorizado de los problemas encontrados, así como de la metodología empleada para su evaluación. Incluye además, todas las mediciones realizadas para poder efectuar las simulaciones y adoptar las variantes más apropiadas para garantizar un sistema eléctrico de potencia estable.

DESCRIPTORES:

SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.



COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY
POSTGRADES DIRECTION
MASTER DEGREE IN MANAGEMENT ENERGY

TOPIC: “STUDY OF INSTABILITY OF THE ELECTRICAL POWER SYSTEM OF THE PINDO OILFIELD IN FRANCISCO DE ORELLANA PORT DURING 2015. SYSTEM DESIGN COORDINATION OF ELECTRICAL PROTECTIONS”.

AUTHOR: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

TUTOR: Ph.D. Iliana González Palau

ABSTRACT

This research was performed with the aim of designing a system of electrical protection coordination to avoid that generating units disconnect automatically of the system in front of failures in the distribution network, determining that technically and economically is justified making modifications, both the distribution and protection to eliminate the susceptibility of the electrical system isolated by faults that may be limited to one part of the distribution network in the oilfield Pindo. At the beginning, it develops all the theoretical elements necessary for a training assimilation of the current problems and creates the necessary basis for its solution, the effects of the low stability of the powerful system standards for the control and reduction are discussed, including the main laws and rules to control and reduce all of these. Next, a detailed description of the system under analysis, its component parts and powerful system is performed, a detailed analysis of the problems encountered are also made, as well as the methodology for evaluation. It also includes all measurements in order to perform simulations and adopt the most appropriate variants to ensure a stable electrical powerful system.

DESCRIPTORS:

ELECTRICAL POWERFUL SYSTEM PROTECTION, COORDINATION OF ELECTRICAL



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica De Cotopaxi, yo MSc Vladimir Sandoval V., con la C.I. 050210421-9.

CERTIFICO

Que he realizado la respectiva revisión de la Traducción del Abstract; con el tema: “ESTUDIO DE LA INESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA DURANTE EL AÑO 2015. DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS”, cuyo autor es: Estrella Cevallos Ricardo Santiago y director de tesis Ph.D. Iliana González Palau.

Latacunga, Octubre 25 del 2016

Docente:

MSc Vladimir Sandoval V.

C.I. 050210421-9.

INTRODUCCIÓN

Las protecciones eléctricas tienen un papel relevante en la seguridad y en la adecuada operación de un sistema eléctrico de potencia. Particularmente, en el caso de la generación y el transporte, por su importancia requieren un eficiente sistema de protecciones que garantice la integridad de sus elementos y la continuidad del servicio eléctrico.

La evolución social, cultural y económica de la humanidad a nivel mundial y en particular de Latinoamérica está relacionada íntimamente con el dominio de la energía eléctrica, la cual es la principal herramienta que utiliza el hombre para su desarrollo. Por otra parte, la creciente tendencia a un automatismo de los procesos industriales y las actividades comerciales exigen cada vez más un suministro de energía con alto grado de confiabilidad, es por ello que se requiere de un sistema de protecciones para evitar o detectar de manera oportuna una situación anormal o de falla.

En los países Europa existen normativas que regulan la calidad de suministro eléctrico en todo el territorio como es la UNE-EN50160. En los países de américa-latina las normativas a aplicar son la ANSI/IEEE para el suministro de electricidad con estándares de voltaje, corriente y factor de potencia que garanticen la estabilidad y continuidad del servicio.

En el Ecuador las industrias petroleras en general emplean sistemas eléctricos de potencia con generación propia, debido a que se genera energía únicamente para cubrir su propia demanda de carga, en este estudio se explicará la temática de la determinación de la estabilidad operacional del sistema eléctrico de potencia.

SITUACIÓN PROBLÉMICA

En el sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva, se tiene la desventaja de la no existencia un sistema de coordinación de protecciones eléctricas, jugando un papel importante, ya que de

los ajustes que estas tengan depende la estabilidad del servicio eléctrico o también el colapso total del sistema provocando interrupciones generales de energía.

Las protecciones operan en diferente forma con el régimen anormal y de corto circuito. En el primer caso la operación de las protecciones será lenta, dando lugar a que el régimen anormal desaparezca sin necesidad de hacer desconexiones; para el segundo caso es necesario que la protección opere con mayor rapidez, ya que los daños serían severos y en algunos casos causaría problemas de estabilidad.

Para esto es necesario un estudio técnico económico, además de conocer las características de los equipos eléctricos. Los equipos se deben proteger contra condiciones anormales de operación (sobrecorrientes, sobrevoltajes, bajo voltaje.) o fallas de operación (corto circuito) lo cual se logra con los dispositivos de protección.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica se mide, básicamente, en términos del número y duración de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y la frecuencia dentro de unos límites prefijados y nominales.

El Estudio de Coordinación de Protecciones tiene un impacto directo sobre sistema eléctrico de potencia del campo petróleo Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande, además de las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la

sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema de potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes

OBJETO Y PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

Objeto de estudio: Sistema de protección del suministro eléctrico.

Formulación del problema de Investigación

¿Cómo incide la coordinación de protecciones eléctricas en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia?

CAMPO DE ACCIÓN Y OBJETIVO GENERAL DE LA INVESTIGACIÓN

Campo de Acción

Sistema de coordinación de protecciones eléctricas.

Objetivo general

- Diseñar un sistema de coordinación de protecciones eléctricas basado en las normas nacionales e internacionales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva de la ciudad de Puerto Francisco de Orellana, parroquia Dayuma, durante el año 2015.

Hipótesis de la investigación

La coordinación de protecciones eléctricas, basada en las normas nacionales e internacionales, permitirá garantizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo de la ciudad de Puerto Francisco de Orellana, parroquia Dayuma, durante el año 2015.

Objetivo Específicos

- Realizar el diagnóstico y análisis técnico del estado actual del sistema eléctrico de potencia.
- Modelar el sistema proyectado a fin de garantizar una correcta disposición de equipos necesarios de protección.
- Determinar la correcta coordinación de los elementos de protección del sistema eléctrico de potencia.
- Proponer soluciones para minimizar la cantidad de disparos automáticos en el sistema eléctrico de potencia y realizar el análisis técnico económico.

Técnicas e instrumentos

Para la realización de la presente investigación se utilizó las siguientes técnicas e instrumentos:

La observación.-Se observó el comportamiento real del sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo y determino de esta manera su estado actual.

Simulación modelación y experimentación.-Mediante el uso del software (Power Etap Versión 6.0); Power Log PC Application Software V3.3.

Se recopiló, analizo e interpreto todos los datos históricos disponibles para investigar el desarrollo que ha tenido el tema (antecedentes) y plantear una propuesta de solución.

Mediciones.- Se recopiló parámetros asociados para el diseño del sistema de coordinación de protecciones. Mediante el analizador de redes tipo trifásico Fluke 435 SERIE II, mismo que permitió obtener prácticamente todos los parámetros del sistema eléctrico donde se realizó el análisis, como son la potencia activa (P), reactiva (Q), aparente (S), voltaje (V), corriente (I), frecuencia (f) y factor de potencia (FP) de la red, este equipo brinda la facilidad de transferir los datos a la PC y de esta manera proceder a realizar el análisis de los datos.

Paradigma o enfoque epistemológico

El paradigma de la investigación fue de orden cuantitativo, ya que el problema de estudio que se planteó es específico, se ejecutaron investigaciones de literatura previa y se sometió a prueba la hipótesis fundando confianza de lo que se propuso.

La metodología para el planteamiento general del tema fue la bibliográfica – documental para comprender la temática y explicar los diferentes componentes que deben de conocerse para realizar una correcta coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de potencia, además se aplicó la de campo permitiendo observar el comportamiento del sistema a través de la recolección de información obtenida directamente con el levantamiento del diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo, afirmar las condiciones reales en que se han conseguido los datos.

Alcance de la investigación

Para desarrollar la investigación se realizaron mediciones individuales del consumo de energía eléctrica de cada carga como son pozos, sistemas de bombeo de agua de formación, unidad de transferencia de crudo y el campamento, se levantó el diagrama unifilar del SEP, obteniéndose una perfil base general con la que se puede establecer el objetivo, bases fundamentales para la estructura de la propuesta del Diseño del Sistema de Coordinación de Protecciones Eléctricas del bloque 65, operado por el Consorcio Petrosud Petroriva.

Descripción de la estructura del proyecto de investigación y desarrollo

La estructura de la tesis está constituida de la siguiente manera:

En el Capítulo1 se establece los antecedentes investigativos referentes a estudios previos que se constituirán en sustento para el desarrollo del proyecto.

Está establecida la fundamentación legal así como también se pretende realizar una revisión teórica de los aspectos involucrados en este proyecto, es así como se detalla en forma general las partes que conforman un Sistema Eléctrico de Potencia, se muestran las características propias de los equipos existentes en el campo petrolero Pindo y su uso.

El Capítulo 2 contempla la metodología para realizar la investigación. Se operacionalizan las variables. Se determina que parámetros se medirán y la forma como se tomaron las mediciones correspondientes. Se hace un énfasis especial en el uso de métodos de análisis computarizados, que permitan realizar de una manera más rápida y eficaz el análisis de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en cuestión.

En el Capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos del análisis e interpretación de la información arrojada en las mediciones, en base a los resultados se realiza el diagnóstico del Sistema Eléctrico de Potencia. Además se verifica la hipótesis, garantizando la factibilidad de la propuesta. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

El Capítulo 4 se plantea la propuesta como es el Diseño del Sistema de Coordinación de Protecciones Eléctricas del bloque 65, operado por el Consorcio Petrosud Petroriva, en base a los resultados obtenidos en el trabajo de investigación desarrollado.

CAPÍTULO 1

MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO

En el presente capítulo se detalla el objeto de investigación, se describe el marco teórico, antecedentes investigativos en los que se exhiben opiniones y criterios de la problemática planteada en este trabajo investigación; así como también la conceptualización y las fundamentaciones legales respectivas en las que se especifican las bases correspondientes.

1.1. Antecedentes de estudio

El uso de la generación propia, su eficiencia, la determinación de oportunidades de ahorro y la importancia de contar con un Sistema de coordinación de protecciones eléctricas en este tipo de Plantas Generadoras, han sido temas tratados en múltiples investigaciones que han aportado soluciones importantes.

V. Mera, S. Escudero, R. Suarez (2011), en su investigación manifiestan que la sustitución de los relés electromecánicos por relés de tipo numérico, permite un mejor desempeño en el despeje de fallas, además de ser más eficaz debido a la simplicidad de los relés electromecánicos ofrecían una única función y sus características de operación eran muy limitadas. Con la instalación de unidades numéricas, quienes ofrecen diversidad de funciones, se logra prescindir del uso de tantas unidades, se hace uso de una menor cantidad de VT's y CT's, y se pueden omitir unidades externas que sirvan para la medición.

Díaz Santiago, Ludizaca Juan (2010), en su investigación manifiestan que la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de distribución involucra el manejo de una gran cantidad de información por lo tanto en la actualidad es necesario la utilización de un softwares como DIGSILENT, ETAP, que permita la modelación de un sistema. Para lograr los cálculos de las corrientes de cortocircuito de una manera más rápida y confiable. Además mencionan que una coordinación de protecciones es eficiente mediante el acople de cada uno de los

dispositivos con sus respectivas curvas. Para lograr esto, las protecciones deben estar colocadas y propuestas en lugares donde verdaderamente existen derivaciones de carga y requieren de prioridad tanto para la red aérea como para la red subterránea.

1.2 Fundamentación Legal

En la Constitución de la República del Ecuador, existen leyes y reglamentos para centrales de autogeneración de 50 MW o menos las mismas deben ser cumplidas para poder construir e iniciar su operación.

LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Suplemento – Registro Oficial N°43

CAPITULO I.- DISPOSICIONES FUNDAMENTALES

Art. 3.-Medio Ambiente

En todos los casos los generadores, transmisor y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente.

Previo a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán cumplir las normas existentes en el país de preservación del medio ambiente. Para ello deberá contarse con un estudio independiente de evaluación del impacto ambiental, con el objeto de determinar los efectos ambientales, en sus etapas de construcción, operación y retiro; dichos estudios deberán incluir el diseño de los planes de mitigación y/o recuperación de las áreas afectadas y el análisis de costos correspondientes.

El reglamento de orden técnico que dicte el Presidente de la República, preparado por el CONELEC, dentro de los 90 días siguientes a su constitución, determinará los parámetros para la aplicación de esta norma y el mismo prevalecerá sobre cualquier otra regulación secundaria. El CONELEC aprobará los estudios de impacto ambiental y verificará su cumplimiento.

CAPITULO VI.- DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 30.- Permisos para Generación

La construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos, sea que se destinen a la Autogeneración o al servicio público, requerirán solamente de un permiso concedido por el CONELEC, sin necesidad de promoción alguna, por cuanto el permiso no implica el egreso de fondos públicos.

Las personas interesadas en la construcción y operación de este tipo de centrales solicitarán al CONELEC el permiso correspondiente, el que no podrá ser negado sino en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de las leyes sobre protección del medio ambiente; y,
- b) Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el desarrollo de los recursos energéticos del sector eléctrico.

REGULACION No. CONELEC - 006/10

Que, el artículo 3 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que en todos los casos los generadores, transmisor y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente y que, previo a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán cumplir las normas existentes en el país relativas a la preservación del medio ambiente;

CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LOS AUTOGENERADORES PETROLEROS O MINEROS EN SISTEMAS AISLADOS

Por las particularidades que presentan el autogenerador petrolero o minero, ya que se trata de una actividad delegada por el Estado a través del respectivo contrato, se ha determinado que se le permitirán las siguientes consideraciones especiales:

- Disponer de su generación total para su consumo propio, pudiendo tener disponibilidad adicional de energía (reserva).
- Operar independientemente sus instalaciones de generación, de acuerdo a sus necesidades de demanda -consumo propio-.
- Tener libertad para movilizar y/o reubicar los equipos de generación de su área de concesión petrolera o minera,
- La reversión y afectación de los bienes en el ámbito eléctrico, estará sujeta a las disposiciones constantes en el contrato suscrito para el ámbito petrolero o minero.
- Para el caso de los temas ambientales, esté o no ubicado en una zona protegida, la Licencia Ambiental será aquella otorgada para permitirle explorar, explotar y producir en su área de concesión petrolera o minera. El CONELEC procederá a efectuar una revisión y análisis de los estudios presentados en su momento para la obtención de la licencia ambiental, y verificará que las actividades eléctricas estén incluidas en dicha licencia. En caso de no estarlo, el CONELEC gestionará ante el Ministerio del Ambiente dicha inclusión.
- Estará sujeto a las disposiciones y normas ambientales constantes en la normativa y su respectivo contrato de concesión petrolera o minera, en el caso de retiro de equipos de generación.

NORMATIVA

NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC-10

Esta norma establece las cargas mínimas permanentes y accidentales a considerarse en el cálculo y diseño de estructuras.

No se han tomado en cuenta las cargas temporales debidas a los procesos constructivos, ni las cargas dinámicas de viento, sismo, vehículos en movimiento, explosión, hundimiento de cimentaciones y otras debidas a fenómenos naturales.

Este código proporciona solo una guía general para el calculista y diseñador de estructuras. La responsabilidad final de la estabilidad de la estructura recae en el ingeniero calculista. Sin embargo, las construcciones en general deben diseñarse

para resistir por lo menos las cargas permanentes (carga muerta) y las sobrecargas de uso (carga viva) mínimas aquí especificadas. Las memorias de cálculo y diseño deben contar con el estudio realizado para determinar esas cargas y deben adjuntarse siempre a los planos de construcción.

ANSI/IEEE c37.010-1979

Describe la entrada del tiempo de interrupción en ciclos, de los interruptores asociados al punto de falla. Este valor se utiliza para calcular factores característicos del interruptor para el cálculo de Cortocircuito. El tiempo de interrupción se toma de los datos de entrada del interruptor del nodo bajo falla. Si no existen interruptores físicamente en el nodo bajo falla, el tiempo de interrupción se puede ingresar o modificar en este punto.

El número de ciclos, así como el tipo de Cortocircuito, se pueden modificar en la lista de nodos seleccionados.

NORMA IEC 61000430

Define los métodos de medida de los parámetros de calidad de suministro de energía y el modo de interpretar los resultados. En la norma se indica los métodos de medir sin fijar los umbrales. Entre otros parámetros el estándar define los métodos con los cuales se detectan y evalúan, los huecos de tensión, sobretensiones temporales y las interrupciones de la tensión de suministro.

De esta manera define dos formas de utilización de la norma, denominadas clase A y B, la primera clase se refiere a medidas de baja incertidumbre, verificación de cumplimiento de las normas, aplicaciones contractuales. La clase B está destinada a estudios estadísticos, o solución de problemas en instalaciones eléctricas relacionadas con la calidad de energía.

IEEE Std. 242, (1986, 2001)

Establece las recomendaciones para la protección y coordinación de un sistema eléctrico industrial y comercial, mediante la misma se verifica los parámetros necesarios para obtener un buen desempeño de los dispositivos de protección.

1.3 Bases teóricas particulares de la investigación

1.3.1 Sistema eléctrico de Potencia

De acuerdo IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), este define un "sistema eléctrico de potencia como una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red"

Las protecciones deben proteger coordinadamente cada uno de los elementos y equipos que componen cada una de las partes citadas de un sistema eléctrico de potencia. Para ello, se debe tener un conocimiento global del funcionamiento de un sistema eléctrico y del comportamiento de sus elementos, es decir, se debe saber "ver la red" con el fin de poder diseñar las protecciones combinadas con sistemas de automatización que incidan de forma directa en el funcionamiento dinámico del sistema eléctrico.

Dentro de las cinco partes en que se divide el sistema eléctrico de potencia, cabe citar sus elementos más destacados:

- 1. Generación o autogeneración**
- 2. Transporte-Interconexión**
- 3. Transformación**
- 4. Distribución-Consumo**
- 5. Elementos asociados**

1.3.2 Grupos Electrógenos

Los grupos electrógenos, básicamente, cuentan con un motor de tipo térmico (gas, diésel) acoplado a un generador sincrónico de corriente eléctrica (alternador). De este modo la energía química disponible en el combustible es convertida en energía mecánica de rotación en el motor térmico y esta es aprovechada por el generador para obtener energía eléctrica

Chávez (2013), en su tesis manifiesta que la potencia activa que suministra un grupo electrógeno depende del tipo de combustible utilizado, condiciones del lugar, la temperatura ambiente, la temperatura del refrigerante, la altitud y la humedad relativa, también de las características de la carga, como la posibilidad de sobrecarga y variaciones de carga en el tiempo.

1.3.2.1 Descripción de los Grupos Electrónicos del Campo Pindo

El centro de generación del Consorcio Petrosud Petroriva se encuentra conformado por cuatro grupos electrógenos a gas marca Waukesha y dos grupos electrógenos a diésel marca Caterpillar cuyas características se describen en la tabla 1.1.

Tabla 1.1.- Grupos Electrónicos centro de generación Campo Pindo

GRUPOS ELECTRÓGENOS CATERPILLAR											
N° Grupo electrógeno	MOTOR					GENERADOR					
	MARCA	MODELO	SERIE	HP	COMBUSTIBLE	MARCA	MODELO	SERIE	KW	KVA	A
G-1111-A	CATERPILLAR	3512B	1GZ06366	---	DIESEL	CATERPILLAR	SR5	G1K00157	1360	1700	2045
G-1111-B	CATERPILLAR	3516	SBJ00594	2695	DIESEL	CATERPILLAR	3516C	G5Z00393	1825	2281	2744
GRUPOS ELECTRÓGENOS WAUKESHA											
N° Grupo electrógeno	MOTOR					GENERADOR					
	MARCA	MODELO	SERIE	HP	COMBUSTIBLE	MARCA	MODELO	SERIE	KW	KVA	A
G-1110-A	WAUKESHA	VHP7100GSIDE	5283701046	1480	GAS	LEROY SOMER	LS661-03	CFNL10308	1000	1250	1804
G-1110-B	WAUKESHA	VHP5904GSI	C-94229/3	1382	GAS	LEROY SOMER	MTG840	8W4L4121	920	1150	1383
G-1110-D	WAUKESHA	VHP3600GSI	RU18057	---	GAS	LEROY SOMER	PE2363AB	178256731	500	625	725
G-1110-C	WAUKESHA	VHP7100GSID	5283702880	1480	GAS	LEROY SOMER	LS661-03	CJ6L15831	1350	1688	2029

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

1.3.3 Autogeneración del Campo Petrolero Pindo

El centro de generación del Consorcio Petrosud Petroriva está localizada en la provincia de Francisco de Orellana, ciudad Puerto Francisco de Orellana, parroquia Dayuma, estación Pindo, Bloque 65; la misma que tiene una potencia instalada de 6.5 MW (Mega Watts) y una potencia generada de 4.5MW, con cuatro Grupos Electrónicos sincronizados (Swichgear).

Para distribuir la energía eléctrica a cada uno de los pozos (cargas elevadas) se posee dos transformadores elevadores de voltaje (desde 480V hasta 13800V), caracterizados en la tabla 1.2:

Tabla 1.2.- Transformador Elevador

Marca: ABB	Tensión primaria: 480 V
N° serie: 157220	Tensión secundaria: 13800Y/7967 V
Frecuencia: 60 HZ	Corriente primario: 3007,03 A
Potencia Nominal: 2500 kV.A	Corriente secundario: 104,59 A
Numero fases: 3	Conexión: YNd5

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

En cuanto a la distribución con un voltaje de 13800V y mediante un sistema trifásico de tendido eléctrico con un conductor 3#3/0 ACSR+1#2 ACSR, se transporta la energía a la mayoría de locaciones para cada pozo, trece pozos en total, disminuyendo el voltaje junto a la carga a 480V mediante el uso de transformadores reductores para el funcionamiento de los sistemas de bombeo electrosumergibles (BES).

1.3.4 Flujo de carga

Los estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras. En él se define principalmente las potencias activa y reactiva y el vector de tensión en cada bus en el sistema, aunque mucha información adicional estará disponible en la salida por impresora del ordenador del estudio de flujo de potencia típico.

Los principios en los estudios del flujo de potencia son fáciles, pero un estudio relativo a un sistema de potencia real sólo se puede llevar a cabo con un ordenador digital. Entonces la necesidad sistemática de cálculos numéricos requiere que se ejecuten por medio de un procedimiento iterativo; dos de los normalmente más usados son el método Gauss-Seidel y el método Newton-Raphson. Antes de considerar estos métodos numéricos, se ilustra el concepto del flujo de potencia para obtener las expresiones explícitas de la potencia que fluye en una línea corta de transmisión.

El estudio de flujo de carga se utiliza con el fin de establecer si los equipos componentes del sistema eléctrico actual se encuentran operando normalmente, determinar la adecuada regulación de voltaje en todas las barras de la red, determinar flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas, transformadores y determinar las pérdidas de energía en el sistema, además nos permite ajustar las protecciones existentes.

1.3.5 Sistema de protecciones eléctricas

La función principal de las protecciones eléctricas según S. Castaño (2003).

Es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla

1.3.5.1 Cualidades básicas de las protecciones

Los componentes del sistema de protección tienen los objetivos básicos para el sistema de protecciones, determinándose como la filosofía que debe regir los elementos que lo constituyen, para su correcto funcionamiento.

a) Sensibilidad

Según Sueiro José (2006), manifiesta que la protección debe tener la capacidad de detectar cualquier falla que se produzca en la zona de la red que tiene asignada bajo condiciones de carga mínima. La protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son.

b) Selectividad

La selectividad según S. Castaño (2003).

Es la capacidad que debe tener la protección para actuar únicamente cuando la falla tiene lugar sobre el elemento cuya protección tiene asignada. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla.

c) Rapidez

Según Sueiro José (2006), manifiesta que en el momento que se detecta una falla, la protección debe actuar con rapidez despejándola lo más pronto posible. Cuanto mayor sea la rapidez de actuación menor serán las consecuencias que presentan las fallas como: pérdida de estabilidad del sistema, costos altos de mantenimiento correctivo, daño de equipos o poner en riesgo la vida del personal que labora en la empresa.

d) Fiabilidad

Samuel Castano (2003) la fiabilidad de un sistema de protección depende: de la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, de su correcta instalación y del mantenimiento preventivo. La protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación en que se produzca falla en el sistema, en cualquier momento o tiempo.

e) Economía y Simplicidad

Según Sueiro José (2006), manifiesta que la instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de operación anormal del sistema alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio.

1.3.6 Elementos de protecciones

Samuel Castano (2003) manifiesta que:

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relevadores solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relevadores operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección; esto es llamado “protección tipo unitaria”. De otro lado, otros relevadores son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal asociada no opera (Pag.73)

Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia debe estar protegido por protecciones primarios y de respaldo.

1.3.6.1 Protecciones Primarias

Esta protección corresponde a relés cuya función principal es proteger los componentes más relevantes del sistema de potencia, desconectando cuando se presenta un disturbio o falla en la menor cantidad posible de elementos del sistema. Es decir para que la menor cantidad posible de usuarios queden sin el suministro.

1.3.6.2 Protecciones de Respaldo

La protección de respaldo se emplea como protección cuando la primaria falla y origina la desconexión del sistema, actúa solamente en presencia de cortocircuitos.

La protección primaria puede fallar en cualquiera de los siguientes elementos:

- Suministro de corriente o voltaje a los relés.

- Voltaje de alimentación de corriente continua del equipo de protección.
- Relés de protección.
- Mecanismo del interruptor.
- Falla en el interruptor.

La protección de respaldo se emplea únicamente contra cortocircuito debido a que este disturbio representa el tipo de falla predominante en los sistemas eléctricos.

Es utilizada cuando se realiza mantenimiento en las protecciones primarias y las de respaldo deben actuar en presencia de falla.

1.3.7 Tipos de elementos de protecciones

1.3.7.1 Interruptores

Cumplen la función de desconectar los circuitos en condiciones de corriente nominal vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales o anormales. Su operación puede consistir en lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Falla de línea corta.
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Re cierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor se basan en las condiciones de operación mencionadas con anterioridad además de considerar la capacidad de conducción de las corrientes de plena carga del sistema y soportar los esfuerzos electrodinámicos ocasionados por las corrientes de cortocircuito.

Los interruptores no solamente están en capacidad de interrumpir el suministro de energía sino también habilitarlo, generando algunos problemas especialmente cuando el interruptor se encuentra cercano a la falla como un cortocircuito, porque la comente a través del arco producido por la ruptura dieléctrica puede dañar los contactos del interruptor.

1.3.7.2 Fusibles

El fusible es utilizado para la protección contra cortocircuitos y sobrecargas en sistemas de baja tensión, operan con la interrupción automática del circuito que protege cuando se presentan condiciones inadecuadas de funcionamiento del servicio, siendo esta normalmente la sobre corriente, la interrupción se obtiene de la fusión del elemento que en si representa la parte fundamental del fusible y que determina sus principales características.

Las características a considerar y que especifican en un fusible son: Tensión nominal. Corriente nominal. Capacidad de interrupción.

Tensión nominal: Representa el valor de la tensión para la cual se establece la operación del fusible, y es la tensión máxima de diseño del fusible que concierne a la tensión máxima de operación del sistema.

Corriente Nominal: Es el valor de corriente que el fusible funciona sin calentamiento excesivo y a la que debe operar por tiempo indefinido. Este valor asocia al máximo 1.21 y y al mínimo de no fusión 1.6 IN donde 1% es la corriente nominal.

Capacidad de Interrupción: Representa el valor máximo de la corriente que está en posibilidad de interrumpir cuando el fusible está operando con su tensión nominal y en condiciones que han sido establecidas de tensión de restablecimiento y con factor de potencia.

1.3.7.3 Relés

La función principal de los relés utilizados para protección es determinar en menor tiempo posible la presencia de fallas como el cortocircuito en un sistema de

distribución de energía eléctrica, debido a esto la mayoría de los relés operan en más o menos un ciclo de la frecuencia que posee el sistema, esto se da con la finalidad de enviar la señal de disparo al interruptor que le corresponda actuar y despejar la falla.

Características.- Los relés constituyen el principal elemento de un sistema de protección, es por esto que deben cumplir con ciertos requerimientos para su funcionamiento entre las que se pueden mencionar a continuación.

- El relé debe ser insensible a las sobretensiones y a las sobrecargas momentáneas.
- Su operación no debe ser alterada por cambios en la configuración de la red considerados como normales siendo estos: conexión y desconexión de cargas, entrada y salida de líneas.
- El relé debe funcionar cualquiera que sea la naturaleza y situación de la falla para la cual ha sido seleccionado y determinado.

Las magnitudes a las que los relés de protección son sensibles para detectar la presencia de fallas se mencionan a continuación:

- Aumento en la intensidad de la corriente.
- Caída de Tensión.
- Disminución de la impedancia aparente.
- Inversión en el sentido de la potencia.
- Comparación en la magnitud de la corriente de entrada y salida o comparación de la fase.

1.3.8 Tipos de falla de cortocircuitos

El estudio de corrientes de cortocircuito tiene el objetivo de verificar y determinar de manera correcta las capacidades de cortocircuito en los elementos de protección del sistema eléctrico, esfuerzos térmicos y dinámicos que deben soportar cada uno de los componentes ubicados en un sistema eléctrico de potencia.

La norma IEC-60909 de la Comisión Internacional Electrotécnica define a la corriente de cortocircuito como la corriente que circula durante el cortocircuito por el punto de cortocircuito. Esta consta de una corriente alterna a la frecuencia

de servicio y con amplitud variable en el tiempo, además de una corriente continua superpuesta que se atenúa hasta hacerse cero.

En sistemas de distribución se pueden presentar cinco tipos de fallas donde aparecen corrientes de cortocircuito, clasificados en dos categorías: fallas simétricas o asimétricas, como se muestra en la tabla 1.3 a continuación.

Tabla 1.3.- Tipos de fallas de las corrientes de cortocircuito

TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	PORCENTAJE DE OCURRENCIA	CAUSAS MÁS COMUNES
Línea a tierra	Asimétrica	85,00%	-Contaminación. - Descargas atmosféricas. - Vientos y lluvias.
Línea a línea	Asimétrica	8,00%	- Ramas y animales.
Línea-línea-tierra	Asimétrica	5,00%	-Ramas. -Errores humanas durante mantenimiento.
Tripolar o trifásica	Simétrica	2,00%	-Errores humanos durante mantenimiento. - Caída de torres o de postes del tendido eléctrico. - Accidentes de tránsito.
Doble contacto a tierra	Asimétrica	>> 1,00%	- Una falla unipolar a tierra.

Fuente: S. Castaño (2003). Protección de Sistemas Eléctricos

1.3.9 Cálculo de la corriente de cortocircuito

1.3.9.1 Cortocircuito trifásico (LLL)

(Roepel, 1985).En este tipo de cortocircuito las tres tensiones en el punto de cortocircuito son nulas y las tres fases presentan cargas simétricas, dado que las corrientes se encuentran desfasadas en 120° . En este tipo de casos el cálculo de la corriente solo se realiza para una fase, ver figura 1.1.

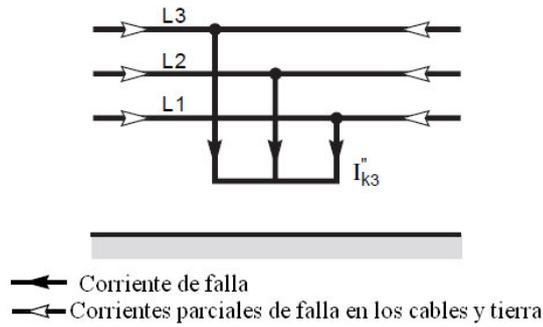


Figura 1. 1.-Cortocircuito Trifásico
Fuente: Cuaderno Técnico Schneider № 158, p. 8

Al ser la falla de tipo simétrica el cálculo es simple y solo se requiere de dos datos, como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$I''_{k3\phi} = \frac{E''}{Z_1} \quad \text{Ec.1.1}$$

Donde:

$I''_{k3\phi}$ = Corriente trifásica de cortocircuito, (kA)

E'' = Fuerza electromotriz subtransitoria (entre fase y neutro), (kV)

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva, (Ω)

1.3.9.2 Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra (LL)

(Roeper, 1985). Se presenta una falla solo en dos de las fases. La magnitud de las corrientes iniciales simétricas depende de la distancia respecto a máquinas asíncronas y/o síncronas, si se encuentra alejado su corriente será menor que la de un circuito trifásico, pero si está en las proximidades puede llegar a ser mucho mayor, ver Figura 1.2.

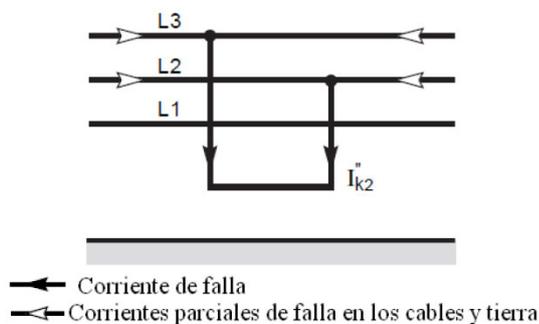


Figura 1. 2.-Cortocircuito bifásica sin contacto a tierra
Fuente: Cuaderno Técnico Schneider № 158, p. 8

Se calcula la corriente de cortocircuito bifásica sin contacto a tierra con la siguiente ecuación:

$$I''_{k2\emptyset} = \frac{\sqrt{3}E''}{Z_1+Z_2} \quad \text{Ec.1.2}$$

Donde:

$I''_{k2\emptyset}$ = Corriente bifásica de cortocircuito, (kA)

E'' = Fuerza electromotriz subtransitoria (entre fase y neutro), (kV)

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva, (Ω)

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa, (Ω)

1.3.9.3 Cortocircuito bifásica con contacto a tierra (LLT)

(Roeper, 1985). Sucede en las mismas circunstancias que el caso anterior, solo que las fases involucradas en la falla se encuentran en contacto con tierra, ver Figura 1.3.

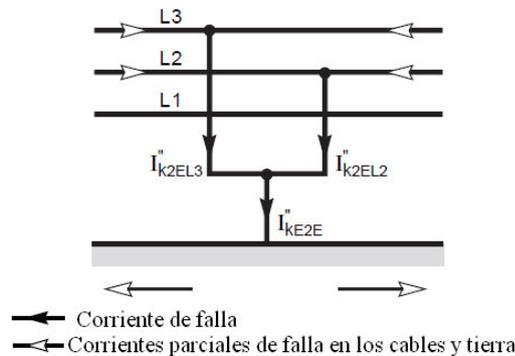


Figura 1. 3.-Cortocircuito bifásica con contacto a tierra

Fuente: Cuaderno Técnico Schneider № 158, p. 8

El cortocircuito bifásico con contacto a tierra se calcula con siguiente ecuación:

$$I''_{k2\emptyset e} = \frac{3E''z_2}{Z_1Z_2+Z_1Z_0+Z_2Z_0} \quad \text{Ec.1.3}$$

Donde:

$I''_{k2\emptyset e}$ = Corriente bifásica con contacto a tierra, (kA)

E'' = Fuerza electromotriz subtransitoria (entre fase y neutro), (kV)

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva, (Ω)

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa, (Ω)

Z_0 = Impedancia de secuencia cero, (Ω)

1.3.9.4 Cortocircuito Monofásica a tierra (LT)

(Roeper, 1985). Son los cortocircuitos más frecuentes, se presentan cuando una de las fases se cortocircuita de alguna manera con la referencia. La corriente que se presenta en estos casos puede superar a la mayor corriente de cortocircuito trifásico, esta falla se presenta en las redes con puesta a tierra rígida o con puesta a tierra a través de una impedancia muy pequeña, ver Figura 1.4.

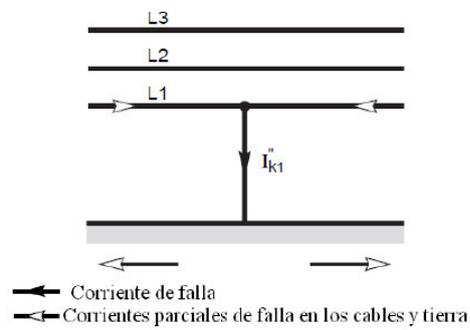


Figura 1. 4.-Cortocircuito monofásica a tierra

Fuente: Cuaderno Técnico Schneider № 158, p. 8

El cortocircuito monofásico a tierra se calcula con siguiente ecuación:

$$I''_{k1\phi} = \frac{3E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \text{Ec.1.4}$$

Donde:

$I''_{k1\phi}$ = Corriente monofásico a tierra, (kA)

E'' = Fuerza electromotriz subtransitoria (entre fase y neutro), (kV)

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva, (Ω)

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa, (Ω)

Z_0 = Impedancia de secuencia cero, (Ω)

1.3.9.5 Cortocircuito doble contacto a tierra

(Roeper, 1985). Esta falla se presenta en las redes con neutro aislado o en aquellas con puesta a tierra compensante. Este tipo de corriente en conjunto con el anterior debe de ser tomada en cuenta al determinar la tensión de contacto, resolver problemas de interferencias y durante el dimensionamiento de puestas a tierra, ver Figura 1.5.

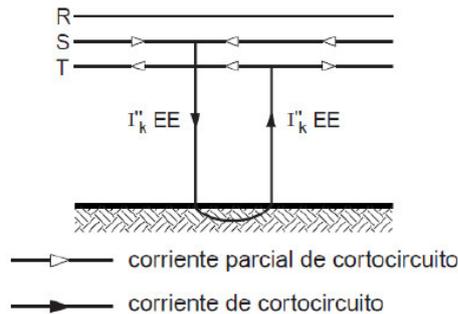


Figura 1. 5.-Cortocircuito de doble contacto a tierra

Fuente: Cuaderno Técnico Schneider Nº 158, p. 8

El cortocircuito doble contacto a tierra se calcula con siguiente ecuación:

$$I''_{kEE} = \frac{3E''}{6Z_{1a} + 2Z_{1b} + Z_{0b}} \quad \text{Ec.1.5}$$

Donde:

I''_{kEE} = Cortocircuito de doble contacto a tierra, (kA)

E'' = Fuerza electromotriz subtransitoria (entre fase y neutro), (kV)

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva, (Ω)

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa, (Ω)

Z_0 = Impedancia de secuencia cero, (Ω)

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

En este capítulo, contempla la metodología para realizar la investigación. Se operacionalizan las variables. Se determina que parámetros se medirán y la forma como se tomaron las mediciones correspondientes. Se hace un énfasis especial en el uso de métodos de análisis computarizados, que permitan realizar de una manera más rápida y eficaz el análisis de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en cuestión.

2.1 Métodos, procedimientos y técnicas

2.1.1 Métodos de Investigación

Método Inductivo

Si parte de situaciones concretas y espera encontrar información de las mismas para analizarlas en un marco teórico general.

Mediante este método identificamos las áreas, equipos o instalaciones susceptibles de mejora con una lista de posibles medidas a aplicar, realizamos el estudio y análisis de los flujos de energía para diseñar la propuesta de coordinación de protecciones eléctrica a implementar.

Métodoanalítico

Si quiere explicar un fenómeno iniciando su estudio por las partes más específicas (efectos) y a partir de ellas llegar a una explicación total el problema

Este método permite describir las partes o elementos y realidad del sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva, adquiriendo un dominio para explicar, hacer analogías y comprender mejor su comportamiento y establecer nuevas teorías sobre el problema de estudio.

2.1.2 Tipos de Investigación

Para la realización de la presente investigación se aplicará los siguientes tipos de investigación.

Exploratoria

Pone al investigador en contacto con la realidad, visión aproximada del área, elementos y relaciones del objeto de estudio. Nivel superficial de conocimiento.

Por lo tanto mediante esta se realizó una observación de los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo.

Descriptivo

Conocimiento detallado de los rasgos externos del problema, se interesa por describir, no le preocupa explicar, Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables.

Se aplicó con el propósito de desarrollar y describir como incide las protecciones eléctricas en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva, evaluando las características del fenómeno en mención, es decir se encargara de describir y medir con la mayor precisión posible el mismo, tomando en cuenta espacio tiempo.

2.1.3 Modalidad de la investigación

Bibliográfica- documental

Jesús Ferrer (2010) manifiesta que esta modalidad permite la recopilación de información para enunciar las teorías que sustentan el estudio de los fenómenos y procesos. Incluye el uso de instrumentos definidos según la fuente documental a que hacen referencia.

Por lo tanto para comprender la temática y explicar los diferentes componentes que deben de conocerse para realizar una correcta coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de potencia fue necesario la recopilación bibliográfica, esta se enfoca principalmente en revisar manuales de fabricantes, documentos y

publicaciones explicativos sobre los equipos, su uso y la selección de los mismos; además de trabajos anteriores en universidades nacionales e internacionales relacionados con análisis de corrientes de cortocircuito y su empleo para realizar una coordinación óptima entre los equipos.

De campo

Jesús Ferrer (2010), manifiesta que esta modalidad permite la observación en contacto directo con el objeto de estudio, y el acopio de testimonios que permitan confrontar la teoría con la práctica en la búsqueda de la verdad objetiva.

Se empleó en la observación del comportamiento del sistema a través de la recolección de información obtenida directamente con el levantamiento del diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo, permitiéndome afirmar las condiciones reales en que se han conseguido los datos.

2.1.4 Técnicas e instrumentos

Para la realización de la presente investigación se utilizó las siguientes técnicas e instrumentos:

Tabla 2. 1.-Técnicas e instrumentos de la investigación

TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
OBSERVACIÓN	FICHA DE OBSERVACIÓN
MEDICIÓN	ANALIZADOR DE ENERGÍA PARA REDES ELÉCTRICAS FLUKE 435 SERIE II, MULTÍMETRO, AMPERÍMETRO
SIMULACIÓN MODELACIÓN Y EXPERIMENTACIÓN	SOFTWARE
CÁLCULO	ECUACIONES

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

Técnica de observación.-Jesús Ferrer (2010), manifiesta que es una técnica que consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis. Es un elemento fundamental de todo proceso investigativo; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos. Gran parte del acervo de conocimientos que constituye la ciencia ha sido lograda mediante la observación.

En la investigación, esta técnica se empleo para observar el comportamiento real del sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo y determinar de esta manera su estado actual, mediante el análisis de la información recolectada.

Técnica Medición.- Stevens (1951), manifiesta que medir es asignar números, símbolos o valores a las propiedades de objetos, según reglas establecidas, permite cuantificar datos o indicadores.

En la investigación se recopiló los parámetros asociados para el diseño del sistema de coordinación de protecciones. Mediante el analizador de redes tipo trifásico Fluke 435 SERIE II, mismo que permite obtener prácticamente todos los parámetros del sistema eléctrico donde se realizó el análisis, como son la potencia activa (P), reactiva (Q), aparente (S), voltaje (V), corriente (I), frecuencia (f) y factor de potencia (FP) de la red, este equipo brinda la facilidad de transferir los datos a la PC y de esta manera proceder a realizar el análisis de los datos.

Instrumento de medición

Para la medición de los parámetros del sistema eléctrico del campo Pindo se utilizó el analizador trifásico Fluke 435 II, que ofrece un conjunto potente y completo de medidas para comprobar sistemas de distribución eléctrica cuentan con características adicionales tales como parpadeo, transitorios, onda de potencia, transmisión de señales, evento de onda, evento de rms y precisión de la entrada de tensión del 0,1%.

El procedimiento para la obtención de datos medidos fue el siguiente:

1. Siempre que sea posible, desactive los sistemas de alimentación antes de realizar las conexiones. Utilice siempre el equipo de protección personal apropiado, evite trabajar solo. Para el sistema trifásico en análisis, realice las conexiones como se muestra en la figura 2.1

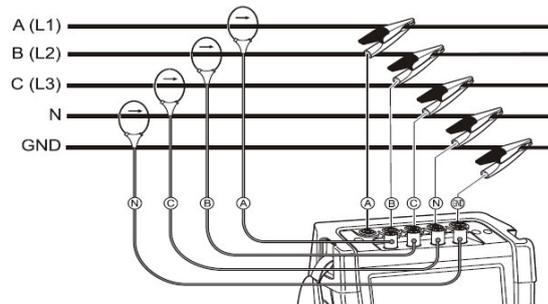


Figura 2. 1.- Conexión del analizador a un sistema de distribución trifásico

Fuente: Manual de Fluke 435 II, (2012)

2. Sitúe las pinzas amperimétricas alrededor de los conductores de fase A (L1), B (L2), C (L3) y N (neutro). Las pinzas están marcadas con una flecha que indica la polaridad de señal correcta.
3. A continuación, realice las conexiones de tensión: comience por la conexión a tierra y, después, en sucesión N, A (L1), B (L2) y C (L3). Para obtener resultados de medida correctos, conecte siempre la entrada de conexión a tierra. Compruebe siempre dos veces las conexiones. Compruebe que las pinzas amperimétricas están firmemente fijadas y completamente cerradas alrededor de los conductores.
4. Antes de realizar medidas, configure el analizador según la tensión de línea, la frecuencia y la configuración del cableado del sistema de alimentación que desee medir.
5. Manéjelas pantallas de osciloscopio y fasor para comprobar si los cables de tensión y las pinzas amperimétricas están conectados correctamente. En el diagrama de vectores, las tensiones de fase y las corrientes A (L1), B (L2) y C (L3) deben aparecer en secuencia al observarlas en el sentido de las agujas del reloj como se muestra en el ejemplo de la figura 2.2

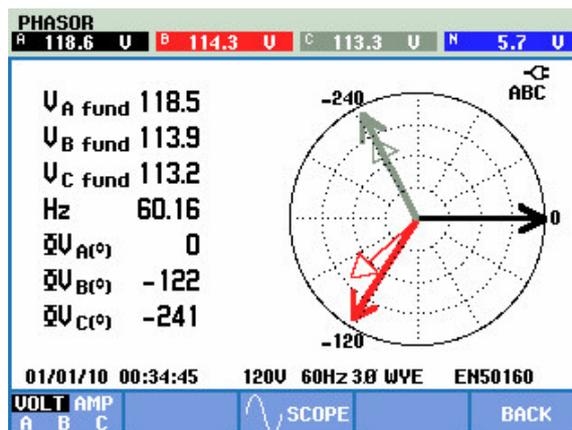


Figura 2. 2.- Diagrama de vectores correspondiente al analizador correctamente conectado

Fuente: Manual de Fluke 435 II, (2012)

Acorde el procedimiento anterior todas las mediciones se realizaron a un nivel de 0,48 kV, en la barra de generación, alimentadores de los pozos de producción y en cada una de las plataformas.

Para transferir los datos registrados al PC se utilizó el software Power Log 5.0, este visualiza los datos en opciones de ventana como: Resumen, Tabla, Tensión y Corriente, Estadísticas, Armónicos, Frecuencia/Desequilibrio, Potencia, Pantallas, Energía, Transitorios, Flicker, Señal Portadora, Armónicos Potencia. Para crear la base de datos se organizó la información que fue exportada del equipo de medición a la hoja de cálculo, estos datos comprenden la totalidad de los registros de voltajes, corrientes, potencias, armónicos entre otros.

Técnica Simulación modelación y experimentación.- Mediante el uso de software (Power Etap Versión 6.0); Power Log PC Application Software V3.3.

Se recopiló, analizo e interpreto todos los datos históricos disponibles para investigar el desarrollo que ha tenido el tema (antecedentes) y plantear una propuesta de solución.

El software ETAP 6.0 (Electrical Power System), nos permite realizar análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales.

El software además ofrece una Suite de programas totalmente integrados (módulos de análisis) estos son:

- Análisis de Redes, integra Sistemas en CA y CC.
- Monitoreo y simulación en tiempo real.
- Dispositivos de protección - Coordinación de los dispositivos / Selectividad.
- Pruebas automáticas de relays y simulador de transitorios.
- Tableros - ANSI e IEC
- Sistemas de Red de Tierras.
- Modelos Dinámicos definidos por el Usuario
- Análisis Térmico de Cables.
- Sistemas de Control.
- Intercambio de Datos.
- Mapas GIS.

Su diseño modular permite que sea configurado de acuerdo a las necesidades de cualquier empresa, desde sistemas de potencia pequeños o grandes.

El procedimiento que se seguirá en este análisis es el siguiente:

1. Levantamiento de información completa de todos los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia del campo Pindo. Los datos a recolectar se fundamentaran en, datos de placa, manuales, hojas técnicas de especificaciones. Adicionalmente se mantendrá reuniones con representantes de las áreas de Mantenimiento, Operaciones y Proyectos, con el propósito de obtener información faltante y solicitar aclaraciones adicionales respecto a la operación del sistema.
2. Modelado y simulación del Sistema Eléctrico de Potencia bajo el software ETAP. Para el desarrollo de esta sección se utilizara toda la información compilada y verificada en campo durante el levantamiento. Bajo este esquema, los equipos que se modelaran serán los siguientes:

Generadores: Se ingresaran datos de placa: voltaje, corriente, potencia aparente, potencia activa, factor de potencia, tipo de conexión, reactancias transitorias, reactancias subtransitorias, tiempos, inercias y toda la información necesaria.

Switchgears y Motor Control Centers: Se incluye los datos de voltaje nominal, corriente nominal, capacidad de cortocircuito, para las barras principales que conforman el sistema.

Equipo de maniobra: Los disyuntores, interruptores de bajo voltaje, breakers termomagnéticos, fijos o desenchufables, seccionadores, fusibles, se modelaran en ETAP de acuerdo con la norma que rige su operación, a partir de lo cual se ingresaran datos de: corriente nominal, corriente de cortocircuito, tiempos de apertura y/o cierre.

Se debe mencionar que la librería de ETAP posee una gran cantidad de fabricantes de circuit breakers y por lo tanto se tomaran los parámetros de la misma previa verificación de los valores tomados de campo.

Transformadores: Se ingresaran los datos de placa: voltajes primario-secundario, corrientes primario-secundario, tipo de conexión, posición del tap, potencia aparente; impedancias, reactancias, clase y tipo de refrigeración, entre otros.

Alimentadores aéreos: Se modelaran a partir de la disposición geométrica de los conductores en la estructura, incluyendo el ingreso de la distancia de los alimentadores y el tipo de conductor utilizado. Debe mencionarse que las características técnicas y parámetros específicos de los cables: resistencia AC, resistencia DC, reactancia inductiva, reactancia capacitiva, radio medio geométrico, fueron tomados de la librería de ETAP, la misma que goza de una amplia gama de fabricantes de cables aéreos, previa verificación con los cables instalados en campo.

VSD: Se ingresaran los datos de potencia nominal y nivel de voltaje de los variadores de velocidad existentes en las líneas de producción.

Cargas: Se modelaran las cargas principales como: pozos de producción, motores de potencia considerable (motores de inducción).

3. Seguidamente se realizara el análisis de flujos de potencia sobre el sistema eléctrico actual. El propósito de éste análisis es determinar si los equipos componentes del SEP actual se encuentran operando normalmente y si la generación disponible está acorde a la carga total consumida por los motores de las Plataformas.
4. Realizar el análisis de cortocircuitos sobre el sistema eléctrico de distribución actual, se simularan fallas trifásicas, línea a tierra, línea a línea y línea - línea a tierra, en cada una de las barras. Este análisis permitirá verificar que las capacidades de cortocircuito en los equipos del sistema eléctrico existente, soportan cualquier condición anormal (perturbación y/o falla) que pudiera presentarse.

Éste análisis también tendrá validez para el sistema eléctrico propuesto ya que se conservan las mismas características operativas del sistema existente y su topología no cambia.

Técnica de Cálculos.- Bassanezi y Bimbengut (1997); explican que es un proceso dinámico que ayuda a entender cierto problema, permiten una comprensión profunda de diversas situaciones, a través de la descripción del mundo real en términos matemáticos.

El principal instrumento utilizado en esta técnica son las ecuaciones, procesadas en la hoja de cálculo Excel.

2.2 Operacionalización de Variables

Para la operacionalización de variables se exhibe la siguiente matriz.

Tabla 2.2.- Matriz de operacionalización de variable

VARIABLE INDEPENDIENTE:		Coordinación de protecciones eléctricas			
Concepto	Categoría	Indicadores	Item	Técnicas	Instrumentos
Las protecciones deben proteger coordinadamente cada uno de los elementos y equipos que componen cada una de las partes citadas de un sistema eléctrico. Para ello, se debe tener un conocimiento global del funcionamiento de un sistema eléctrico y del comportamiento de sus elementos	Dimensión de las protecciones	Corrientes nominales	A	Cálculos	Ecuaciones
		Corrientes de falla	A	Cálculos	Ecuaciones
	Protección de voltaje	Sobretensiones	kV	Cálculos	Analizador de redes / Software
	Prefactibilidad	Costo	\$	Cálculos	Ecuaciones
VARIABLE DEPENDIENTE:		Inestabilidad del Sistema eléctrico de potencia			
Concepto	Categoría	Indicadores	Item	Técnicas	Instrumentos
Red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red	Análisis de cortocircuito	Corriente	kA	Cálculos y simulación	Ecuaciones / Software
	Capacidad interruptiva de las protecciones	Corriente	kA	Cálculos y simulación	Ecuaciones / Software
	Transformadores	Tensión primaria y secundaria	V	Medición	Analizador de redes
		Corriente primaria y secundaria	A	Medición	Analizador de redes
	Flujos de Potencia	Potencia reactiva	kVAR	Cálculos	Ecuaciones
		Potencia de carga	kW	Cálculos y simulación	Ecuaciones / Software

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El sistema eléctrico del Consorcio Petrosud Petroriva ubicado en el campo Pindo – Bloque 65, es un sistema trifásico de tendido eléctrico aéreo a nivel de medio voltaje para distribución, equipos y máquinas eléctricas. El análisis del sistema eléctrico, alcanza su descripción, levantamiento de información de los equipos y se establecen sus capacidades operativas mediante los análisis de flujos de carga y cortocircuitos realizados sobre éste sistema.

Se evalúa las condiciones actuales en las que opera el sistema eléctrico y se determinan los problemas existentes para posteriormente dar soluciones aplicables al diseño del sistema de coordinación de protecciones eléctricas propuesto.

3.1 Descripción del sistema eléctrico del campo petrolero Pindo

El sistema eléctrico Campo Petrolero Pindo que tiene una potencia instalada de 6.5 MW (Mega Watts) y una potencia generada de 4.5MW, con cuatro Grupos Electrónicos sincronizados mediante switchgears a 480V, 60Hz. Junto al centro de generación se encuentra el cuarto de control donde están ubicados los *Switchgears*, *Feeders* y el *CCM*.

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico Campo Petrolero Pindo.

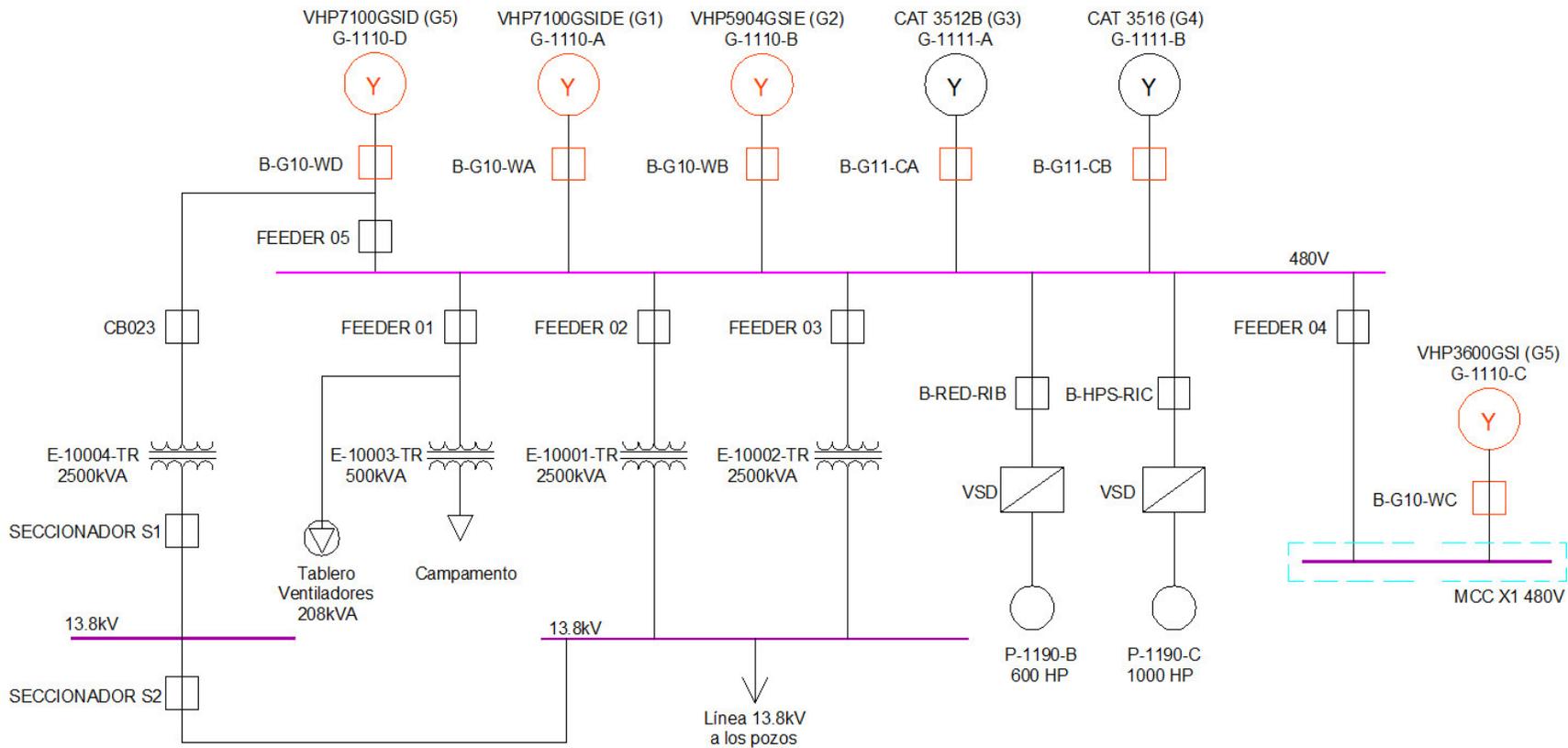


Figura 3. 1.- Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico campo petrolero Pindo

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

El Grupo Electrónico (G-1110-A), mediante el módulo Woodward's easYgen-3200™ es sincronizado al sistema y a la vez protegido, el mismo está ubicado en el switchgears (SWGR X1-G-1110-A) que además contiene un disyuntor(B-G10-WA) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 2000A continuos; 65kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1110-A).

El Grupo Electrónico (G-1110-B), mediante el módulo Woodward's easYgen-3200™ es sincronizado al sistema y a la vez protegido, el mismo está ubicado en el switchgears (SWGR X1-G-1110-B) que además contiene un disyuntor(B-G10-WB) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 2000A continuos; 65kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1110-B)

El Grupo Electrónico (G-1111-A), mediante el módulo Woodward's EasYgen-3200™ es sincronizado al sistema y a la vez protegido, el mismo está ubicado en el switchgears (SWGR X1-G-1111-A) que además contiene un disyuntor(B-G11-CA) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 2000A continuos; 65kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1111-A)

El Grupo Electrónico (G-1111-B), mediante el módulo Woodward's EasYgen-3200™ es sincronizado al sistema y a la vez protegido, el mismo está ubicado en el switchgears (SWGR X1-G-1111-B) que además contiene un disyuntor(B-G11-CB) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 3200A continuos; 75kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1111-B)

El Grupo Electrónico (G-1110-D), mediante el módulo Woodward's EasYgen-3200™ es sincronizado a las barras de distribución del (CCM X1) y mediante el disyuntor (B04-CCM1) es ingresado a las barras de distribución del centro de generación. El switchgears (SWGR X1-G-1110-D) además dispone de un disyuntor (B-G10-WD) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 2000A continuos; 65kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1110-D).

El Grupo Electrónico (G-1110-C), mediante el módulo Woodward's EasYgen-3500™ es sincronizado al sistema y a la vez protegido el mismo, está ubicado en el switchgears (SWGR X1-G-1110-C) que además dispone de un disyuntor (B-G10-WC) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 2000A continuos; 65kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado al disyuntor para protección del Grupo Electrónico (G-1110-C).

En el **Anexo A**, se muestra los diagramas de conexión y características técnicas del módulo Woodward's EasYgen-3200/3500™ de sincronización y protección de cada uno de los grupos electrónicos del centro de generación del Campo Petrolero Pindo.

La potencia generada es distribuida mediante cuatro alimentadores "Feeder" como se describe a continuación:

Desde el **Feeder01**, cuyo modulo contiene el disyuntor extraíble (B01-T500) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 1000A continuos; 42kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR331/P LSI integrado al disyuntor, se deriva la línea de distribución que se dirige hacia el transformador (E-10003-TR) reductor de voltaje 480/220V, el mismo que distribuye a todos los servicios complementarios de la estación Pindo.

Desde el *Feeder 02* y *Feeder 03*, cuyos módulos contienen el disyuntor (B02-T2500 /B03-T2500) respectivamente de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 4000A continuos; 100kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR121/P LSI integrado a los disyuntores, se derivan las líneas de distribución que se dirige hacia la subestación donde se encuentran los transformadores de distribución (E-10001-TR / E-10002-TR) elevadores de voltaje 480/13800V, el secundario de cada transformador cuenta con seccionadores fusible unipolares tipo abierto que alimentan a las barras de distribución, conectando en paralelo dichos transformadores.

Desde la barras distribución de la subestación con un voltaje de 13800V y mediante un sistema trifásico de tendido eléctrico con un conductor 3#3/0 ACSR+1#2 ACSR, se transporta la energía a la mayoría de locaciones para cada pozo, trece pozos en total, disminuyendo el voltaje junto a la carga a 480V mediante el uso de transformadores reductores para el funcionamiento de los sistemas de bombeo electrosumergibles (BES).

Desde *Feeder 04*, cuyo módulo contiene el disyuntor (B04-CCM1) de protección automática de bastidor abierto a capacidad nominal de voltaje 690V; 1000A continuos; 42kA de corriente de falla y un relé electrónico de sobrecorriente SACE PR331/P LSI integrado al disyuntor, se deriva la línea de distribución que se dirige hacia el Centro de Control de Motores (MCC X1) y mediante módulos que contienen disyuntor automáticos en caja moldeada se conectan las siguientes cargas: 2 bombas horizontales de reinyección, 6 bombas centrifugas "Booster de reinyección", 3 bombas centrifugas "Booster de transferencia" , una bomba horizontal de transferencia, 2 bombas centrifugas sumidero principal / separadores, un compresor de aire y un transformador de distribución (E-10008-TR) reductor 480/220-120V que distribuye a las diferentes cargas del campamento.

En la Figura 3.2 de muestra el diagrama unifilar del Centro de Control de Motores (CCM X1) del Campo petrolero Pindo.

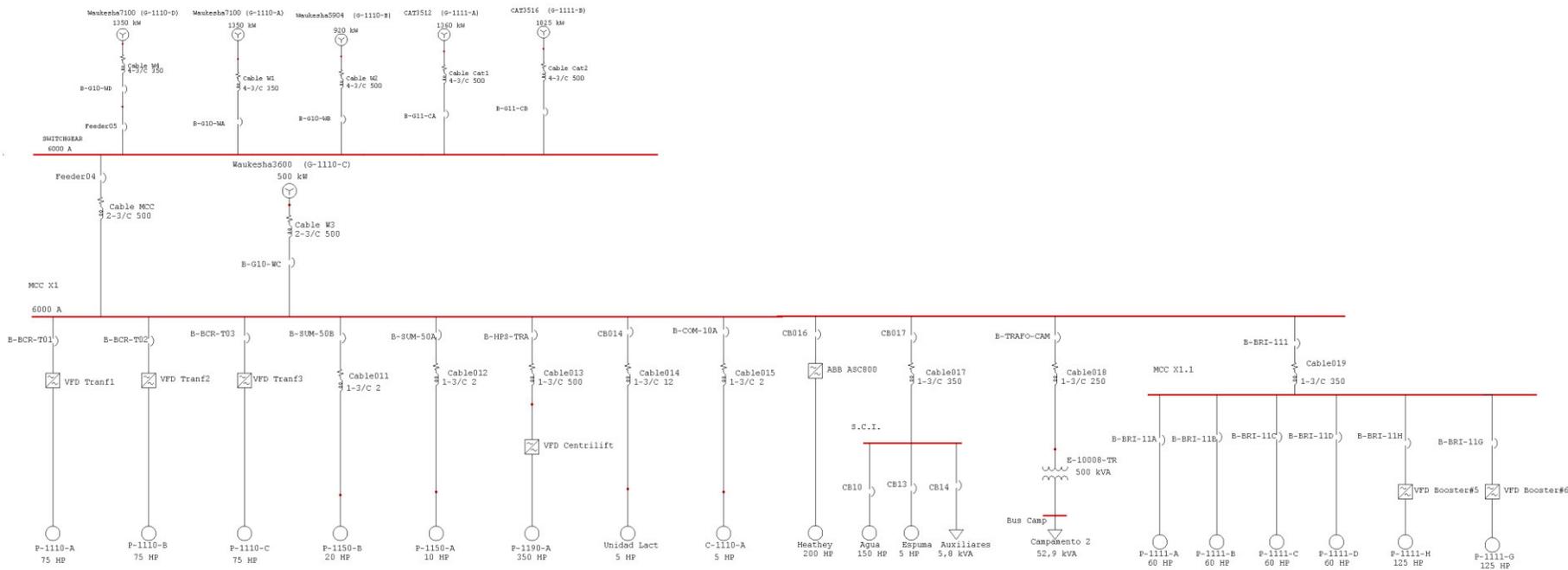


Figura 3. 2.- Diagrama unifilar del centro de control de motores (CCM X1) del campo petrolero Pindo

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

Las especificaciones de los disyuntores modulares y equipos que protegen mencionados anteriormente, así como también las características de las cargas de los pozos con sus respectivas protecciones se muestran en la **sección 3.3** correspondiente al levantamiento de información en las **Tablas 3.1** hasta la **Tabla 3.5**.

En el **Anexo B** se muestra las tablas de los valores medidos de las puestas a tierra tanto de estructuras y transformadores del sistema eléctrico del campo Petrolero.

En el **Anexo C** se muestra el diagrama Unifilar del sistema eléctrico del campo Petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva.

3.2 Levantamiento de información del sistema eléctrico existente del campo Petrolero Pindo

Para realizar estudio de la inestabilidad del sistema eléctrico de potencia del campo petrolero Pindo se realizó el levantamiento de las cargas instaladas indicadas en la Tabla 3.1 y sus respectivas protecciones indicadas en las Tabla 3.2, Tabla 3.3 dichas características y modelos fueron tomas de las placas de características de referencia de cada equipo. Así como también los valores obtenidos en las mediciones realizadas.

Tabla 3. 1.-Cargas instaladas en el sistema eléctrico del campo Pindo

ÍTEM	CÓDIGO DE UBICACIÓN	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	EQUIPOS QUE CONTROLA	POTENCIA NOMINAL	MARCA	DENOMINACIÓN
		V	In (A)	kA		HP		
1	MCC X1	690	1000	42	P-1110-A	75	WEG	Booster Trans 1
					P-1110-B	75	EMERSON	Booster Trans 2
					P-1110-C	75	EMERSON	Booster Trans 3
					P-1190-A	350	SIEMENS	HPS Trans
					P-1190-B	600	SIEMENS	REDA RI
					P-1190-C	1000	SIEMENS	HPS RI
					P-1150-A	10	HIDROMAC	B. Sumidero Separadores
					P-1150-B	20	HIDROMAC	B. Sumidero Principal
				C-1110-A	40	KAESER	Compresor Aire	
2	MCC X1.1	690	400	40	P-1111-A	60	RELIANCE ELECTRIC	Booster RI 1
					P-1111-B	60	RELIANCE ELECTRIC	Booster RI 2
					P-1111-C	60	RELIANCE ELECTRIC	Booster RI 3
					P-1111-D	60	RELIANCE ELECTRIC	Booster RI 4
					P-1111-H	125	US MOTOR	Booster RI 5
					P-1111-G	125	US MOTOR	Booster RI 6
3	FEEDER 02 FEEDER 03	690	4000	100	P-BES-101	220	CENTRILIFT	Pozo PIN01
					P-BES-106	336	CENTRILIFT	Pozo PIN06
					P-BES-107	168	CENTRILIFT	Pozo PIN07
					P-BES-109	304	CENTRILIFT	Pozo PIN09
					P-BES-110	480	CENTRILIFT	Pozo PIN11
					P-1190-C1	1000	SIEMENS	HPS RI PIN12
					P-1190-B1	600	TECO-Westinghouse	REDA RI PIN12
					P-BES-112	432	CENTRILIFT	Pozo PIN13
					P-BES-113	550	CENTRILIFT	Pozo PIN14
					P-BES-113A	432	CENTRILIFT	Pozo PIN15D
					P-BES-113B	252	CENTRILIFT	Pozo PIN16D
					P-BES-113C	220	CENTRILIFT	Pozo PIN17D
					P-BES-113D	216	CENTRILIFT	Pozo PIN19D
					P-BES-113E	270	CENTRILIFT	Pozo PIN20D
P-BES-113F	216	CENTRILIFT	Pozo PIN21D					

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

En la tabla 3.1 se muestra las cargas instaladas en el sistema eléctrico del campo Pindo, estas características nos permitirán realizar el estudio de flujo de carga para determinar flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores.

Tabla 3. 2.- Equipos de corte del sistema eléctrico campo Pindo

ITEM	CÓDIGO DE UBICACIÓN	EQUIPO QUE CONTROLA	MARCA	MODELO	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	EQUIPO QUE PROTEGE
					Max. V	In (A)	kA	
1	SWGR X1-G-1110-A	B-G10-WA	ABB	SACE E2S 20	690	2000	65	G-1110-A
2	SWGR X2-G-1110-B	B-G10-WB	ABB	SACE E2S 20	690	2000	65	G-1110-B
3	SWGR X3-G-1111-A	B-G11-CA	ABB	SACE E2S 20	690	2000	65	G-1111-A
4	SWGR X4-G-1111-B	B-G11-CB	ABB	SACE E3S 32	690	3200	75	G-1111-B
5	SWGR X6-G-1110-D	B-G10-WD	ABB	SACE E2S 20	690	2000	65	G-1110-D
6	SWGR X5-G-1110-C	B-G10-WC	ABB	SACE E2S 20	690	2000	65	G-1110-C
7	FEEDER 01	B01-T500	ABB	SACE X1N 10	690	1000	42	E-10003-TR
8	FEEDER 02	B02-T2500	ABB	SACE E4H 40	690	4000	100	E-10001-TR
9	FEEDER 03	B03-T2500	ABB	SACE E4H 40	690	4000	100	E-10002-TR
10	FEEDER 04	B04-MCC1	ABB	SACE X1N 10	690	1000	42	MCC X1
11	FEEDER 05	B05-G10-WD	ABB	SACE E3S 32	690	3200	75	G-1110-D
12	MCC X1	B-BCR-T01	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-A
		B-BCR-T02	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-B
		B-BCR-T03	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-C
		B-HPS-TRA	ABB	Tmax T5H 400	690	400	40	P-1190-A
		B-RED-RIB	ABB	SACE T6S 800	690	800	22	P-1190-B
		B-HPS-RIC	ABB	Tmax T7S 1250	690	1250	20	P-1190-C
		B-TRAFO-CAM	ABB	Tmax T5N 630	690	630	20	E-10008-TR
		B-SUM-50A	ABB	Tmax T2S 160	690	40	7	P-1150-A
		B-SUM-50B	ABB	Tmax T2S 160	690	40	7	P-1150-B
B-COM-10A	ABB	Tmax T2S160	690	40	7	C-1110-A		
B-BRI-111	ABB	Tmax T5H 400	690	400	40	MCC X1.1		
13	MCC X1.1	B-BRI-11A	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-A
		B-BRI-11B	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-B
		B-BRI-11C	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-C
		B-BRI-11D	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-D
		B-BRI-11H	ABB	Tmax T5N 400	690	320	20	P-1111-H
		B-BRI-11G	ABB	Tmax T5N 400	690	320	20	P-1111-G
14	E-10001-TR E-10002-TR	B-BES-101	SIEMENS	VL630N	690	500	20	P-BES-101
		B-BES-106	SIEMENS	VL800N	690	800	20	P-BES-106
		B-BES-107	SIEMENS	VL1600N	690	1600	20	P-BES-107
		B-BES-109	SIEMENS	VL630N	690	500	20	P-BES-109
		B-BES-110	SIEMENS	VL800N	690	800	20	P-BES-110
		B-HPS-111A	SIEMENS	3VT4	690	1000	20	P-1190-C1
		B-RED-111B	SIEMENS	VL1250N	690	800	20	P-1190-B1
		B-BES-112	MERIN GERIN	NB600N	690	500	18	P-BES-112
		B-BES-113	SIEMENS	3VT4	690	1600	20	P-BES-113
		B-BES-113A	SIEMENS	3VT4	690	1250	20	P-BES-113A
		B-BES-113B	SIEMENS	3VT4	690	1250	20	P-BES-113B
		B-BES-113C	SIEMENS	3VT4	690	800	20	P-BES-113C
		B-BES-113D	SIEMENS	3VT4	690	800	20	P-BES-113D
		B-BES-113E	SIEMENS	VL800N	690	800	20	P-BES-113E
B-BES-113F	SIEMENS	VL630N	690	630	20	P-BES-113F		

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

Las características técnicas de los equipos de corte que se muestran en la tabla 3.2, serán utilizados para realizar el estudio cortocircuito y coordinación de protecciones eléctricas permitiéndonos determinar si las protecciones existentes son las adecuadas, se encuentran bien seleccionadas y calibrados para proteger a los equipos ante una falla.

Tabla 3. 3.- Seccionadores fusible unipolar tipo abierto del sistema eléctrico campo Pindo

ITEM	CÓDIGO DE UBICACIÓN	MARCA	MODELO	CAPACIDAD NOMINAL			EQUIPO QUE PROTEGE	
				Max. kV	In (A)	CAPACIDAD DE DISPARO NOMINAL (kA)	CÓDIGO	DENOMINACIÓN
1	SF1-TR-101	ABB	NCX, cuchilla desconect	15	100	12,5	E-10001-TR	TRAFO SUBESTACIÓN 2500 kVA
2	SF2-TR-101	ABB	NCX, cuchilla desconect	15	100	12,5	E-10002-TR	TRAFO SUBESTACIÓN 2500 kVA
3	F1-TR-101	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-10101-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-01, 500kVA
4	F2-TR-105	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-10501-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-05, 300kVA
5	F3-TR-106	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-10601-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-06, 800kVA
6	F4-TR-107	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-10701-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-07, 800kVA
7	F5-TR-109	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-10901-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-09, 500kVA
8	F6-TR-110	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-11001-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-11, 500kVA
9	F7-TR-111	Cooper	Bay-O-Net, C9	15,5	25	2,5	E-11101-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-12, 1600kVA
10	F8-TR-112	Cooper	Bay-O-Net, C7	15,5	15	2,5	E-11201-TR	TRAFO REDUCTOR PIN-13, 400kVA
11	F9-TR-113	Cooper	Bay-O-Net, C14	15,5	65	2,5	E-11302-TR	TRAFO REDUCTOR Well Pad 14, 2000kVA
12	F10-TR-113	Cooper	Bay-O-Net, C14	15,5	65	2,5	E-11303-TR	TRAFO REDUCTOR Well Pad 14, 2000kVA
13	SF3-TR-113	ABB	NCX, cuchilla desconect	15	100	12,5	E-11302-TR	TRAFO REDUCTOR Well Pad 14, 2000kVA
14	SF4-TR-113	ABB	NCX, cuchilla desconect	15	100	12,5	E-11303-TR	TRAFO REDUCTOR Well Pad 14, 2000kVA

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

Para obtener los valores de demanda de las cargas instaladas se realizó mediciones con ayuda del analizador de carga trifásico Fluke 435 II. En la figura 3.3 se muestra el analizador conectado al transformador E-10003-TR.

En la tabla 3.4 se muestra el resumen de los valores obtenidos en las mediciones.



Figura 3. 3.- Conexión del analizador trifásico Fluke 435 II al transformador E-10003-TR

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

Tabla 3. 4.- Valores de demanda instaladas en sistema eléctrico campo Pindo

POZO / HPS	FRECUENCIA SETEADA DE OPERACIÓN VSD	CORRIENTE NOMINAL	VOLTAJE (V)			CORRIENTE (A)			POTENCIA APARENTE	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	FACTOR DE POTENCIA	CARGA REAL
	Hz		A	VAB	VAC	VBC	IA	IB	IC	(kVA)	(kW)	(kVAR)	%
PINDO-01 (P-BES-101)	58,5	469	464,08	461,13	461,58	228	227	225	181,20	155,20	66,10	0,86	87,78%
PINDO-06 (P-BES-106)	47,5	945	471,64	471,12	474,66	109	109,9	113	91,20	61,40	53,80	0,67	23,28%
PINDO-07 (P-BES-107)	47,2	469	467,58	466,23	470,65	105	106	114	83,20	52,43	46,30	0,63	35,59%
PINDO-09 (P-BES-109)	51,5	469	472,14	471,87	475,32	237	234	233	192,40	162,50	77,20	0,84	67,76%
PINDO-11 (P-BES-110)	58,0	624	467,58	466,23	470,65	443	449	449	359,20	308,70	137,60	0,86	81,77%
PINDO-13 (P-BES-112)	54,0	469	474,61	473,94	477,42	291	296	294	242,60	184,00	136,10	0,76	53,99%
PINDO-14 (P-BES-113)	69,0	900	469,48	468,74	473,92	276	297	295	234,90	205,30	70,90	0,87	47,55%
PINDO-15 (P-BES-113A)	60,0	624	470,00	469,19	474,93	379	379	382	309,50	274,50	61,40	0,89	80,60%
PINDO-16 (P-BES-113B)	47,0	900	467,65	466,31	470,79	105	106	114	88,30	52,90	53,60	0,60	26,78%
PINDO-17 (P-BES-113C)	61,4	624	469,58	469,77	473,86	241	245	249	200,00	175,40	45,20	0,88	101,00%
PINDO-19 (P-BES-113D)	52,5	469	471,07	472,53	475,02	118	125	117	97,80	77,90	41,20	0,80	45,71%
PINDO-20 (P-BES-113E)	49,2	624	468,33	465,99	472,38	263	269	252	210,80	145,10	131,70	0,69	68,12%
HPS TRANSFERENCIA (P-1190-A)	52,0	313	478,63	478,15	480,2	111	113	113	92,00	58,10	54,70	0,63	21,00%
HPS REINYECCION PIN-12 (P-1190-C1)	48,5	1203	473,43	474,42	472,02	697	689	684	576,30	462,80	334,80	0,80	59,00%
BOOSTER RI 6 (P-1111-G)	60,0	144	479,43	479,17	481,28	73	72	76	61,50	49,80	5,60	0,81	43,79%
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS	TIPO DE OPERACIÓN	CORRIENTE NOMINAL	VOLTAJE (V)			CORRIENTE SECUNDARIO (A)			POTENCIA APARENTE	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	FACTOR DE POTENCIA	CARGA
	kV	A	VAB	VAC	VBC	IA	IB	IC	(kVA)	(kW)	(kVAR)	%	%
TRAFO 2000kVA (E-11302-TR)	Reductor (13.8 /0.48)	2405,63	474,230	472,48	476,50	1613	1655	1662	1349,0	1203,0	527,50	0,89	67,45%
TRAFO # 01 2500kVA (E-10001-TR)	Elevador(0.48/13.8)	3007,00	483,010	481,03	481,53	1571	1657	1682	1367,0	1142,0	719,40	0,84	54,68%
TRAFO # 02 2500kVA (E-10002-TR)	Elevador(0.48/13.8)	3007,00	480,500	479,65	481,87	1639	1628	1603	1350,0	1131,0	707,20	0,84	54,00%
TRAFO 500kVA (E-10003-TR)	Reductor (0.48/0.22)	601,40	208,090	207,67	208,22	80	62	34	39,7	36,2	16,00	0,87	7,94%
TRAFO 500kVA (E-10008-TR)	Reductor (0.48/0.22)	601,40	220,030	221,48	219,31	135	156	73	52,9	47,4	8,70	0,89	10,58%

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

3.3 Análisis de flujos de carga

Con el propósito de conocer las magnitudes eléctricas se realiza el análisis de flujos de carga en el sistema eléctrico; conformada por redes de topología radial y para ello se emplea el Software “ETAP Power Station”. Las simulaciones se realizan bajo dos escenarios que se describen a continuación:

- Primer escenario: Se realiza el análisis de flujos de carga en el sistema eléctrico de distribución del CPSPR en las condiciones de operación iniciales.
- Segundo escenario: Se realiza el análisis de flujos de carga en el sistema eléctrico de distribución del CPSPR con las mejoras propuestas.

Cabe recalcar que las cargas de los MCC no operan todos simultáneamente ya que muchos de ellos son unidades de respaldo.

Los propósitos de éste análisis es establecer si los equipos componentes del sistema eléctrico actual se encuentran operando normalmente, determinar la adecuada regulación de voltaje en todos los buses de la red, determinar flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores y determinar las pérdidas de energía en el sistema.

Para verificar lo antes indicado, se siguen recomendaciones realizadas por la **REGULACION No. CONELEC – 004/01: CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**

Dicha regulación indica que los límites de variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal deben estar dentro de los rangos indicados en la tabla 3.5.

Tabla 3. 5.- Variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal

Valor Nominal	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0%	± 5,0%
Medio Voltaje	± 10,0%	± 8,0%
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0%	± 8,0%
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0%	± 10,0%

Fuente: REGULACION No. CONELEC – 004/01: CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Además se hace referencia a la **Norma Americana IEEE 141-1993/ ANSI C84.1**, la mismas que especifica las tolerancias en la tensión de estado estable en un sistema de potencia.

En la tabla 3.6 se muestra los rangos permisibles de tensión de estado estable en un sistema de potencia

Tabla 3. 6.- Rangos permisibles de tensión de estado estable en un sistema de potencia

Valor nominal	Rango deseable	Rango aceptable
120	126 - 114	127 - 110
208	218 - 197	220 - 191
240	252 - 228	254 - 220
277	291 - 263	293 - 254
480	504 - 456	508 - 440
2,4	2,525 – 2,340	2,540 – 2,280
4,16	4,370 – 4,050	4,400 – 3,950
4,8	5,040 – 4,680	5,080 – 4,560
13,8	14,490 – 13,460	14,520 – 13,110
34,5	36,230 – 33,640	36,510 – 32,780

Fuente: Norma ANSI C84.1 sistemas de energía eléctrica y equipos -tensiones nominales (60hz)

3.3.1 Análisis de flujos de carga en las condiciones de operación iniciales

La siguiente corrida de flujo de carga se realiza bajo las condiciones actuales de operación.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación en las siguientes tablas, considerándose la variante inicial para la comparación de los resultados.

Tabla 3. 7.- Reporte de simulación de flujos de carga del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

ID	Potencia nominal	Voltaje nominal	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Corriente	Factor de potencia
		kV	kW	kV.AR	A	%
Auxiliares	5,8 kVA	0,48	5,752	0	6,959	100
C-1110-A	5 HP	0,46	4,632	2,884	6,612	84,89
Campamento 1	38,5 kVA	0,22	37,113	13,371	102,2	94,08
Campamento 2	52,9 kVA	0,22	47,987	24,584	140,2	89
P-1110-C	75 HP	0,46	48,912	21,784	78,5	91,35
P-1111-G	125 HP	0,46	48,91	21,551	64,75	91,51
P-1150-A	10 HP	0,46	8,515	5,317	12,19	84,82
P-1150-B	20 HP	0,46	17,077	9,124	23,55	88,2
P-1190-A	350 HP	0,46	57,834	71,291	111,8	63
P-1190-C1	1000 HP	0,46	462	347	706,4	80
P-BES-101	220 HP	0,48	156	68,344	202,6	91,56
P-BES-106	336 HP	0,48	60,661	67,212	110,1	67
P-BES-107	168 HP	0,48	52,984	35,816	77,81	82,85
P-BES-109	304 HP	0,48	163	70,747	217,3	91,74
P-BES-110	480 HP	0,48	310	132	422,2	91,97
P-BES-112	432 HP	0,48	184	137	281,4	80,2
P-BES-113	550 HP	0,48	203	85,703	267,3	92,12
P-BES-113A	432 HP	0,48	272	118	362,4	91,82
P-BES-113B	252 HP	0,48	51,354	68,472	103,7	60
P-BES-113C	220 HP	0,48	175	75,292	232,2	91,88
P-BES-113D	216 HP	0,48	76,684	57,513	116,2	80
P-BES-113E	270 HP	0,48	145	126	234	75,37
Tablero Ventiladores	208 kVA	0,48	177	109	257,1	85
Unidad Lact	5 HP	0,46	2,316	1,442	3,331	84,89

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Tabla 3. 8.-Porcentajes de error entre valores medidos y valores simulados

POZO / HPS	VALORES MEDIDOS		VALORES SIMULADOS		VALORES MEDIOS VS. SIMULADOS
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	ERROR
	(kW)	(kV.AR)	(kW)	(kV.AR)	%
(P-BES-101)	155,20	66,10	156,00	68,34	1,52%
(P-BES-106)	61,40	53,80	60,66	67,21	6,34%
(P-BES-107)	52,43	46,30	52,98	35,81	4,97%
(P-BES-109)	162,50	77,20	163,00	70,74	2,98%
(P-BES-110)	308,70	137,60	310,00	132,00	2,15%
(P-BES-112)	1840,00	136,10	184,00	137,00	0,45%
(P-BES-113)	205,30	70,90	203,00	85,70	6,25%
(P-BES-113A)	274,50	61,40	272,00	118,00	27,05%
(P-BES-113B)	52,90	53,60	51,35	68,47	6,66%
(P-BES-113C)	175,40	45,20	175,00	75,29	14,85%
(P-BES-113D)	77,90	41,20	76,68	57,51	7,55%
(P-BES-113E)	145,10	131,70	145,00	126,00	2,90%
(P-1190-A)	58,10	54,70	57,83	71,29	8,16%
(P-1190-C1)	462,80	334,80	462,00	347,00	5,70%
(P-1111-G)	49,80	5,60	48,91	21,55	7,53%
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	VALORES MEDIOS VS. SIMULADOS
	(kW)	(kV.AR)	(kW)	(kV.AR)	%
(E-11302-TR)	1203,00	527,50	933,00	570,00	2,28%
(E-10001-TR)	1142,00	719,40	1180,00	782,00	1,01%
(E-10002-TR)	1131,00	707,20	1187,00	802,00	1,51%
(E-10003-TR)	36,19	16,00	37,14	13,51	0,02%
(E-10008-TR)	47,36	8,70	48,11	24,91	0,17%
				PROMEDIO	5.50%

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

La tabla 3.8 se compara los valores medidos mostrados en la tabla 3.4 contrastados con los valores simulados de la tabla 3.7, obteniéndose un error promedio del 5.50% es mismo que se puede considerar como despreciable, de esta

manera se demuestra que los resultados de la modelación en el programa ETAP del SEP del CPSPR es lo más cercano a la realidad por lo que las restantes simulaciones realizadas para el estudio son confiables.

Tabla 3. 9.- Reporte de alertas de la simulación de flujos de carga en el sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

<u>Critical Report</u>							
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
F6-TR-110	Fuse	Overload	15.000	Amp	15.063	100.4	3-Phase
F8-TR-111	Fuse	Overload	25.000	Amp	25.863	103.5	3-Phase
<u>Marginal Report</u>							
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus Vent	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.467	97.2	3-Phase
Bus28	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.461	96.0	3-Phase
Bus8	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.420	97.2	3-Phase
BusP01_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.411	97.2	3-Phase
BusP05_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.382	97.0	3-Phase
BusP05_2	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.465	97.0	3-Phase
BusP06_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.401	97.1	3-Phase
BusP06_2	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.401	97.1	3-Phase
BusP07_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.361	96.8	3-Phase
BusP09_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.415	97.2	3-Phase
BusP11_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.338	96.7	3-Phase
BusP11_2	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.338	96.6	3-Phase
BusP11_3	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	96.3	3-Phase
BusP11_5	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.460	95.9	3-Phase
BusP12_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.404	97.1	3-Phase
BusP12_2	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.404	97.1	3-Phase
BusP13_1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.321	96.5	3-Phase
BusP13_2	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.321	96.5	3-Phase
BusWP_2	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.303	96.4	3-Phase
Pindo 1	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.411	97.2	3-Phase
Pindo 11	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.341	96.7	3-Phase
Pindo 13	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.323	96.5	3-Phase
Pindo 5	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.382	97.0	3-Phase
Pindo 6	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.402	97.1	3-Phase
Pindo 7	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.361	96.8	3-Phase
Pindo 9	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.415	97.2	3-Phase
SUBESTACION	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.420	97.2	3-Phase
Well Pad	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.304	96.4	3-Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En la tabla 3.9 correspondiente al reporte de alertas nos refleja que los seccionadores fusible unipolar tipo abierto F6-TR-110 / F7-TR/111 se encuentran operando sobre su capacidad de operación por lo cual se deben ser sustituidos por unos de mayor capacidad.

El porcentaje de pérdidas de tensiones reflejadas en el reporte de alertas no sobrepasan los límites preestablecidos en la regulación de CONELEC – 004/01 y la Norma Americana ANSI C84.1, sin embargo los niveles de tensión de distribución pueden ser mejorados regulando los Taps de los transformadores del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo.

Tabla 3. 10.- Reporte de simulación de flujos de carga en los buses del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

Bus ID	Voltaje Nominal	Voltaje de operación	Porcentaje de voltaje	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Corriente
	kV	KV	%	kW	kV.AR	A
Bus8	13,80	13,420	97,25	637,00	446,00	33,45
Bus Camp	0,22	0,222	101,13	48,05	24,65	140,20
Bus Cat01	0,48	0,480	100,00	706,00	544,00	1072,00
Bus Cat02	0,48	0,480	100,00	706,00	544,00	107,00
BusP01_4	0,48	0,484	100,88	156,00	68,34	202,60
BusP06_5	0,48	0,475	98,96	60,66	67,21	110,10
BusP07_4	0,48	0,475	98,86	52,98	35,82	77,81
BusP09_4	0,48	0,472	98,40	163,00	70,75	217,30
BusP12_7	0,48	0,472	98,38	462,00	347,00	706,40
BusP13_5	0,48	0,471	98,09	184,00	137,00	281,40
BusP14_2	0,48	0,476	99,12	203,00	85,70	267,30
BusP15_2	0,48	0,473	98,46	272,00	118,00	362,40
BusP16_2	0,48	0,477	99,28	51,35	68,47	103,70
BusP17_2	0,48	0,474	98,83	175,00	75,29	232,20
BusP19_2	0,48	0,476	99,25	76,68	57,51	116,20
BusP20_2	0,48	0,474	98,79	145,00	126,00	234,00
Bus W01	0,48	0,480	100,00	635,00	362,00	879,50
Bus W02	0,48	0,480	100,00	810,00	433,00	1105,00
Bus WP_2	0,48	0,477	99,42	928,00	535,00	1296,00
MCC X1	0,48	0,477	99,45	255,00	159,00	363,80
MCC X1.1	0,48	0,477	99,29	48,91	21,55	64,75
Pindo 12	0,48	0,483	100,64	471,00	358,00	706,40
S.C.I.	0,48	0,477	99,41	5,75	0,00	6,96
Subestación	13.80	13.421	97.25	2357.00	1490.00	120.00
Switchgear	0.48	0.478	99.62	2848.00	1875.00	4116.00
Well Pad	13.80	13.305	96.41	933.00	570.00	47.46

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En la tabla 3.10, el porcentaje de pérdidas de tensiones de los buses (barras) reflejados en el reporte de flujo de carga no sobrepasan los límites preestablecidos en la regulación de CONELEC – 004/01 y la Norma Americana ANSI C84.1.

Tabla 3. 11.- Reporte de simulación de flujos de carga en transformadores del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

ID	Voltaje nominal	Potencia nominal	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Corriente	Factor de potencia	Carga
	kV	kVA	kW	kVAR	A	%	%
E-10001-TR	0,48 /13,80	2500	1180,00	782	1715,00	83,35	55,5
E-10002-TR	0,48 /13,80	2500	1187,00	802	1734,00	82,85	56,1
E-10003-TR	0,48 / 0,22	500	37,14	13,514	48,06	93,97	7,9
E-10008-TR	0,48 / 0,22	500	48,12	24,916	65,89	88,80	10,8
E-10101-TR	13,80 /0,48	500	157,00	71,658	7,418	90,94	34,0
E-10501-TR	13,80 /0,48	300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
E-10601-TR	13,80/ 0,48	800	60,809	67,87	3,93	66,73	11,3
E-10701-TR	13,80/ 0,48	800	53,086	36,17	2,78	82,64	8,0
E-10901-TR	13,80/ 0,48	500	164	75,55	7,75	90,78	35,6
E-11001-TR	13,80/ 0,48	500	315	147,00	15,06	90,62	67,6
E-11101-TR	13,80/ 0,48	1600	472	371,00	25,86	78,67	36,9
E-11201-TR	13,80/ 0,48	400	188	146,00	10,30	78,95	44,4
E-11302-TR	13,80/ 0,48	2000	933	570,00	47,46	85,33	53,6

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En la tabla 3.11 correspondiente al reporte flujos de carga en transformadores nos refleja que los transformadores se encuentran operando en condiciones normales sin sobrecargar su capacidad de operación.

Existen transformadores sobre dimensionados esto se debe a las condiciones operativas del CPSPR durante reacondicionamientos de los pozos de producción al elegir el equipo BES el cual depende del aporte del yacimiento, en muchas ocasiones se realiza el cambio de un equipo BES de menor caudal/potencia

quedando el transformador seleccionado al inicio de operación de pozo sobredimensionado.

Tabla 3. 12.- Reporte de simulación de flujos de carga del centro de generación del campo Pindo.

ID	Potencia nominal	Voltaje nominal	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Corriente	Factor de potencia	Carga
	kW	kV	kW	kVAR		%	%
CAT3512 (G-1111-A)	1360	0,48	706	544	1072	79,23	51,9
CAT3516 (G-1111-B)	1825	0,48	706	544	1072	79,23	38,7
Waukesha5904 (G-1110-B)	920	0,48	810	433	1105	88,20	88,0
Waukesha7100 (G-1110-A)	1350	0,48	635	362	879,5	86,85	47,0

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En la tabla 3.12 se observa que flujo de carga en el grupo electrógeno CAT3516 (G-1111-B) se encuentra operando al 38,7% de su capacidad máxima, dicho porcentaje de carga se encuentra bajo el recomendado por el Fabricante (40%) lo cual puede afectar a su funcionamiento mecánico.

Se recomienda cambiar el modo de operación del grupo electrógeno de *modo Base* a *modo Isochronous*, con este cambio el sistema aumenta su potencia rodante y el grupo trabajara sobre el 40% de carga recomendado.

Se debe mencionar que la operación de los grupos electrógenos es variante debido a condiciones operativas del campo y no siempre se encuentran operando en la condición inicial del estudio.

3.3.2 Análisis de flujos de carga con las mejoras aplicadas

La siguiente corrida de flujo de carga se realiza después de aplicar las mejoras.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación en las siguientes tablas:

Tabla 3. 13.- Reporte de alertas de la simulación de flujos de carga en el sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

<u>Alert Summary Report</u>							
		<u>% Alert Settings</u>					
		<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>				
<u>Loading</u>							
Bus		100.0	95.0				
Cable		100.0	95.0				
Reactor		100.0	95.0				
Line		100.0	95.0				
Transformer		100.0	95.0				
Panel		100.0	95.0				
Protective Device		100.0	95.0				
Generator		100.0	95.0				
<u>Bus Voltage</u>							
OverVoltage		105.0	102.0				
UnderVoltage		95.0	98.0				
<u>Generator Excitation</u>							
OverExcited (Q Max.)		100.0	95.0				
UnderExcited (Q Min.)		100.0					
<u>Marginal Report</u>							
<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
Bus Vent	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.467	97.2	3-Phase

Fuente:Reporte Power Etap Versión 6.0

En la tabla 3.13 correspondiente al Reporte de Alertas, podemos observar que únicamente el bus correspondiente a los ventiladores de los grupos electrógenos Waukesha presenta un 2.8% de pérdida de tensión, valor que no sobrepasa los límites preestablecidos en la regulación de CONELEC – 004/01 y la Norma Americana ANSI C84.1.

Tabla 3. 14.- Comparación de valores de la simulada inicial y los obtenidos posterior a las mejoras aplicadas

BUS ID	NOMINAL kV	SIMULACIÓN ESCENARIO 1 ESTADO INICIAL		SIMULACIÓN ESCENARIO 2 MEJORAS	
		OPERATING kV	% OPERATING	OPERATING kV	% OPERATING
Bus8	13,8	13.421	97,25	13.756	99,68
Bus Camp	0,22	0,222	101,13	0,222	101,13
Bus Cat01	0,48	0,48	100	0,48	100
Bus Cat02	0,48	0,48	100	0,48	100
BusP01_4	0,48	0,484	100,88	0,484	100,75
BusP06_5	0,48	0,475	98,96	0,487	101,47
BusP07_4	0,48	0,475	98,86	0,487	101,38
BusP09_4	0,48	0,472	98,4	0,484	100,93
BusP11_5	0,48	0,46	95,89	0,473	98,49
BusP12_7	0,48	0,472	98,38	0,472	98,25
BusP13_5	0,48	0,471	98,09	0,484	100,76
BusP14_2	0,48	0,476	99,12	0,475	99,04
BusP15_2	0,48	0,473	98,46	0,472	98,37
BusP16_2	0,48	0,477	99,28	0,476	99,2
BusP17_2	0,48	0,474	98,83	0,474	98,75
BusP19_2	0,48	0,476	99,25	0,476	99,17
BusP20_2	0,48	0,474	98,79	0,474	98,71
Bus W01	0,48	0,48	100	0,48	100
Bus W02	0,48	0,48	100	0,48	100
Bus WP_2	0,48	0,477	99,42	0,477	99,33
MCC X1	0,48	0,477	99,45	0,477	99,45
MCC X1,1	0,48	0,477	99,29	0,477	99,29
Pindo 1	13,8	13.411	97,18	13.746	99,61
Pindo 5	13,8	13.382	96,97	13.719	99,41
Pindo 6	13,8	13.403	97,12	13.738	99,55
Pindo 7	13,8	13.361	96,82	13.698	99,26
Pindo 9	13,8	13.415	97,21	13.750	99,64
Pindo 11	13,8	13.342	96,68	13.679	99,12
Pindo 12	0,48	0,483	100,64	0,482	100,51
Pindo 13	13,8	13.323	96,54	13.662	99
S,C,I,	0,48	0,477	99,41	0,477	99,41
Subestación	13,8	13.421	97,25	13.756	99,68
Switchgear	0,48	0,478	99,62	0,478	99,62
Well Pad	13,8	13.305	96,41	13.643	98,86
		% Perdidas promedio=	1,61	% Perdidas promedio=	0,39

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

Como se aprecia en la tabla 3.14, el porcentaje de pérdidas de tensiones del SEP inicial en comparación del SEP obtenido posterior a las mejoras aplicadas se puede observar que disminuyó de 1,61% a 0,39%, mejora que se consiguió de la regulación de los Tap en los transformadores elevadores **E-10001-TR / E-10002-TR** ubicados en la subestación y en los transformadores reductores **E-10101-TR / E-11001-TR / E-11302-TR** ubicados en los pozos, en la tabla 3.15 se muestra la regulaciones aplicadas en los transformadores mencionados.

Tabla 3. 15.- Regulaciones aplicadas en los transformadores del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

TRANSFORMADORES SUBESTACIÓN				
ID	Voltaje nominal	Potencia nominal	Tap inicial	Tap final
	kV	kVA	Secundario	Secundario
E-10001-TR	0,48/ 13,80	2500	0	2,5
E-10002-TR	0,48/ 13,80	2500	0	2,5
TRANSFORMADORES REDUCTORES POZOS				
ID	Voltaje nominal	Potencia nominal	Tap inicial	Tap final
	kV	kVA	Primario	Primario
E-10101-TR	13,80/ 0,48	500	-5	-2,5
E-11001-TR	13,80/ 0,48	500	-5	-2,5
E-11302-TR	13,80/ 0,48	2000	-5	-2,5

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

3.4 Análisis de corrientes de cortocircuito

El presente análisis de corrientes de cortocircuito se realiza en el sistema eléctrico de distribución, mediante el Software “ETAP Power Station”, se hará énfasis en la simulación de fallas trifásicas y línea a tierra en cada una de las barras por ser la primera de mayor corriente que circulación en el sistema y la segunda por tener un porcentaje mayor de ocurrencia.

El objetivo de este análisis de corrientes de cortocircuito es verificar y determinar de manera correcta las capacidades de cortocircuito en los elementos de protección del sistema eléctrico, esfuerzos térmicos y dinámicos que deben soportar cada uno de los componentes ubicados en el sistema eléctrico de potencia.

Finalmente los resultados obtenidos del análisis serán utilizados en el Capítulo 4, para realizar la calibración y coordinación las diferentes protecciones que se propondrán como son los fusibles, disyuntores de seccionamiento automático (circuit breakers) y relés, conservando las mismas características operativas de los equipos existentes.

Los resultados obtenidos del análisis se muestran a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 3. 16.- Reporte de corrientes de cortocircuito en las barras del sistema eléctrico de potencia del campo Pindo

Short-Circuit Summary Report													
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents													
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage													
Bus	Voltaje	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus8	13.80	0.129	-1.302	1.309	0.162	-1.643	1.651	1.128	0.111	1.133	1.019	1.223	1.592
Bus10	0.48	3.399	-11.059	11.569	4.824	-15.160	15.909	9.577	2.943	10.019	-13.698	9.097	16.443
Bus11	0.48	3.399	-11.059	11.569	4.824	-15.160	15.909	9.577	2.943	10.019	-13.698	9.097	16.443
Bus011	0.48	4.481	-1.348	4.679	3.640	-1.230	3.842	1.167	3.881	4.052	-0.363	4.438	4.453
Bus012	0.48	3.251	-0.878	3.368	2.643	-0.825	2.769	0.761	2.815	2.916	-0.351	3.196	3.215
Bus013	0.48	7.398	-10.743	13.044	4.949	-8.414	9.761	9.303	6.407	11.296	7.476	9.841	12.358
Bus014	0.48	0.384	-0.032	0.385	0.316	-0.020	0.317	0.028	0.332	0.334	-0.162	-0.326	0.364
Bus015	0.48	3.466	-0.926	3.587	2.821	-0.880	2.955	0.802	3.001	3.107	-0.385	3.410	3.431
Bus28	0.48	2.427	-7.574	7.953	2.678	-8.014	8.450	6.559	2.102	6.888	-8.046	2.151	8.329
Bus Camp	0.22	7.038	-11.647	13.609	7.580	-14.645	16.491	10.087	6.096	11.785	6.268	15.740	16.942
Bus Camp1	0.22	5.327	-18.331	19.090	5.539	-20.500	21.235	15.875	4.613	16.532	13.032	16.226	20.811
Bus Camp2	0.48	8.834	-7.880	11.838	6.420	-6.634	9.232	6.825	7.651	10.252	4.331	10.481	11.341
Bus Cat01	0.48	7.299	-60.825	61.261	7.118	-57.495	57.934	52.676	6.321	53.054	-56.144	20.933	59.919
Bus Cat02	0.48	6.327	-62.618	62.937	6.207	-59.857	60.178	54.229	5.479	54.505	-57.271	23.185	61.786
Bus F1	0.48	12.990	-26.931	29.901	9.580	-21.261	23.320	23.323	11.250	25.895	19.544	20.023	27.981
BusF2	0.48	7.918	-60.026	60.546	8.035	-55.913	56.487	51.984	6.857	52.434	-56.014	19.301	59.246
Bus F3	0.48	7.542	-60.871	61.336	7.685	-57.026	57.541	52.716	6.532	53.119	-56.587	20.282	60.112
BusP01_1	13.80	0.139	-1.296	1.303	0.181	-1.628	1.638	1.122	0.120	1.129	-1.251	0.974	1.585
BusP01_2	0.48	2.201	-8.123	8.416	2.504	-8.774	9.124	7.035	1.906	7.288	-8.477	2.861	8.947
BusP01_3	0.48	2.218	-8.034	8.335	2.511	-8.628	8.986	6.958	1.921	7.218	-8.395	2.736	8.830
BusP01_4	0.48	2.234	-7.947	8.255	2.516	-8.487	8.852	6.883	1.934	7.149	-8.314	2.616	8.716
BusP05_1	13.80	0.172	-1.274	1.285	0.239	-1.579	1.597	1.103	0.149	1.113	-1.289	0.888	1.565
BusP05_2	0.48	1.566	-5.320	5.546	1.692	-5.584	5.834	4.608	1.356	4.803	-5.526	1.581	5.748
BusP06_1	13.80	0.180	-1.268	1.281	0.254	-1.565	1.586	1.098	0.156	1.109	-1.297	0.865	1.559
BusP06_2	13.80	0.181	-1.267	1.280	0.255	-1.564	1.585	1.097	0.156	1.108	-1.298	0.863	1.558
BusP06_3	0.48	1.890	-11.630	11.783	2.162	-13.096	13.273	10.072	1.637	10.204	-11.333	5.855	12.756
BusP06_4	0.48	2.013	-11.420	11.596	2.322	-12.720	12.930	9.890	1.743	10.043	-11.257	5.432	12.499
BusP06_5	0.48	2.172	-11.127	11.337	2.516	-12.207	12.463	9.636	1.881	9.818	-11.120	4.877	12.142
BusP07_1	13.80	0.194	-1.257	1.272	0.277	-1.542	1.567	1.089	0.168	1.102	-1.309	0.826	1.548
BusP07_2	0.48	1.930	-11.598	11.757	2.195	-13.068	13.251	10.044	1.672	10.182	-11.316	5.811	12.721
BusP07_3	0.48	2.260	-10.693	10.929	2.554	-11.491	11.771	9.261	1.957	9.465	-10.720	4.249	11.532
BusP07_4	0.48	2.398	-10.221	10.499	2.667	-10.728	11.055	8.852	2.077	9.092	-10.343	3.565	10.940
BusP09_1	13.80	0.143	-1.293	1.301	0.188	-1.622	1.633	1.120	0.124	1.127	-1.256	0.963	1.583
BusP09_2	0.48	0.284	-7.347	7.353	0.263	-7.891	7.895	6.363	0.246	6.368	6.247	4.506	7.703
BusP09_3	0.48	0.468	-7.153	7.168	0.508	-7.566	7.583	6.195	0.406	6.208	-6.472	3.609	7.410
BusP09_4	0.48	0.602	-6.998	7.024	0.676	-7.313	7.344	6.061	0.521	6.083	-6.442	3.307	7.241

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Short-Circuit Summary Report													
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents													
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage													
Bus	Voltage	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BusP11_1	13.80	0.231	-1.226	1.247	0.338	-1.474	1.512	1.062	0.200	1.080	-1.330	0.718	1.512
BusP11_2	13.80	0.232	-1.225	1.247	0.339	-1.473	1.511	1.061	0.201	1.080	-1.330	0.716	1.511
BusP11_3	0.48	2.315	-7.978	8.307	2.591	-8.658	9.038	6.909	2.005	7.194	-8.377	2.727	8.810
BusP11_5	0.48	2.464	-7.420	7.818	2.699	-7.778	8.233	6.426	2.134	6.771	-7.912	1.951	8.149
BusP12_1	13.80	0.181	-1.267	1.280	0.255	-1.563	1.584	1.097	0.157	1.108	-1.298	0.862	1.558
BusP12_2	13.80	0.182	-1.266	1.279	0.257	-1.562	1.583	1.097	0.157	1.108	-1.298	0.860	1.557
BusP12_3	0.48	3.681	-13.861	14.341	4.201	-14.473	15.070	12.004	3.188	12.420	-14.407	4.373	15.056
BusP12_5	0.48	3.755	-13.481	13.994	4.219	-13.890	14.516	11.675	3.252	12.119	-14.045	3.901	14.576
BusP12_7	0.48	3.407	-11.038	11.552	4.831	-15.081	15.836	9.560	2.951	10.005	-13.673	8.937	16.335
BusP13_1	13.80	0.252	-1.207	1.233	0.368	-1.434	1.481	1.045	0.218	1.068	-1.336	0.658	1.489
BusP13_2	13.80	0.252	-1.206	1.232	0.369	-1.433	1.480	1.045	0.219	1.067	-1.335	0.656	1.488
BusP13_3	0.48	1.961	-6.569	6.856	2.157	-7.059	7.381	5.689	1.699	5.937	-6.886	2.115	7.203
BusP13_4	0.48	2.036	-5.765	6.114	2.114	-5.838	6.209	4.993	1.764	5.295	-6.091	1.192	6.206
BusP13_5	0.48	2.048	-5.700	6.057	2.119	-5.747	6.125	4.936	1.774	5.245	-6.032	1.123	6.136
BusP14_1	0.48	4.271	-16.142	16.697	5.002	-18.049	18.729	13.979	3.698	14.460	-16.980	6.530	18.192
BusP14_2	0.48	4.380	-15.574	16.178	5.052	-17.062	17.795	13.487	3.793	14.011	-16.452	5.634	17.390
BusP15_1	0.48	4.620	-13.599	14.362	4.983	-13.941	14.805	11.777	4.001	12.438	-14.467	3.145	14.805
BusP15_2	0.48	4.663	-12.379	13.228	4.797	-12.223	13.130	10.720	4.038	11.456	-13.182	1.994	13.332
BusP16_1	0.48	4.339	-15.797	16.382	5.037	-17.445	18.158	13.681	3.758	14.187	-16.663	5.976	17.702
BusP16_2	0.48	4.443	-15.195	15.831	5.066	-16.428	17.191	13.159	3.847	13.710	-16.086	5.086	16.871
BusP17_1	0.48	4.641	-13.254	14.043	4.940	-13.440	14.319	11.478	4.019	12.161	-14.106	2.793	14.380
BusP17_2	0.48	4.661	-12.607	13.441	4.838	-12.534	13.435	10.918	4.037	11.641	-13.425	2.191	13.602
BusP19_1	0.48	4.370	-15.629	16.229	5.049	-17.157	17.884	13.535	3.784	14.054	-16.504	5.718	17.467
BusP19_2	0.48	4.474	-14.986	15.639	5.068	-16.084	16.864	12.978	3.874	13.544	-15.880	4.799	16.589
BusP20_1	0.48	4.600	-13.867	14.610	5.011	-14.339	15.190	12.009	3.984	12.653	-14.746	3.434	15.141
BusP20_2	0.48	4.661	-12.607	13.441	4.838	-12.534	13.435	10.918	4.037	11.641	-13.425	2.191	13.602
Bus Vent	0.48	10.711	-7.107	12.855	8.215	-5.773	10.041	6.155	9.276	11.132	2.828	11.701	12.038
Bus W01	0.48	8.555	-60.214	60.819	8.356	-56.816	57.427	52.147	7.408	52.671	-56.222	19.481	59.502
Bus W02	0.48	8.197	-59.143	59.708	7.959	-55.268	55.838	51.219	7.099	51.709	-55.077	18.835	58.209
Bus WP_2	0.48	3.519	-18.767	19.094	4.161	-23.216	23.586	16.253	3.047	16.536	13.729	18.258	22.844
BusWP_2	13.80	0.266	-1.193	1.222	0.389	-1.405	1.458	1.033	0.230	1.058	-1.336	0.616	1.471
MCC X1	0.48	11.078	-52.678	53.830	10.392	-47.074	48.208	45.621	9.594	46.618	-50.498	11.677	51.830
MCC X1.1	0.48	13.760	-21.436	25.473	10.251	-17.336	20.140	18.564	11.917	22.060	14.502	19.178	24.044
Pindo 1	13.80	0.138	-1.297	1.304	0.179	-1.630	1.640	1.123	0.119	1.129	-1.250	0.977	1.586
Pindo 5	13.80	0.171	-1.274	1.286	0.238	-1.580	1.598	1.104	0.148	1.114	-1.289	0.890	1.566
Pindo 6	13.80	0.148	-1.290	1.299	0.197	-1.616	1.628	1.118	0.128	1.125	-1.262	0.952	1.581
Pindo 7	13.80	0.193	-1.258	1.273	0.276	-1.543	1.568	1.089	0.167	1.102	-1.308	0.829	1.549
Pindo 9	13.80	0.142	-1.294	1.302	0.187	-1.623	1.634	1.120	0.123	1.127	-1.255	0.965	1.584
Pindo 11	13.80	0.214	-1.241	1.259	0.311	-1.506	1.538	1.074	0.186	1.090	-1.322	0.768	1.529
Pindo 12	0.48	2.482	-17.456	17.631	2.978	-20.984	21.194	15.117	2.149	15.269	13.256	15.299	20.243
Pindo 13	13.80	0.238	-1.220	1.243	0.347	-1.462	1.503	1.057	0.206	1.076	-1.332	0.700	1.505
S.C.L.	0.48	8.122	-9.183	12.259	5.649	-7.456	9.354	7.952	7.034	10.617	5.818	10.141	11.692
SUBESTACION	13.80	0.128	-1.303	1.309	0.160	-1.644	1.652	1.129	0.111	1.134	1.021	1.224	1.594
SWITCHGEAR	0.48	4.442	-66.404	66.553	4.566	-64.563	64.724	57.508	3.847	57.636	-59.843	27.563	65.885
Well Pad	13.80	0.265	-1.194	1.223	0.388	-1.407	1.459	1.034	0.230	1.059	-1.336	0.618	1.472

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 3.16 el reporte de corrientes de cortocircuito en las barras de los equipos de distribución se encuentra dimensionadas apropiadamente por tanto los niveles de cortocircuito seleccionados son los adecuados, por ende no existe alarmas del análisis realizado.

CAPÍTULO 4

PROPUESTA

4.1 Título de la propuesta

DISEÑO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL CAMPO PETROLERO PINDO DE LA CIUDAD DE PUERTO FRANCISCO DE ORELLANA.

4.2 Justificación de la propuesta

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital en el sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo, debido a que de su correcto funcionamiento depende su estabilidad por ende la producción continua de Petróleo y su primordial función la prevención de lesiones humanas.

Por lo cual al seleccionar un equipo de protección este debe poseer una capacidad de interrupción adecuada para no exponer al personal a explosiones, fuego, arcos eléctricos o descargas.

Un dispositivo de protección también debe tener la capacidad de actuar con rapidez ante una falla y perturbaciones externas o internas, asimismo debe ser capaz de minimizar la corriente de cortocircuito y aislar la zona afectada, para impedir que el daño se propague a todo el sistema eléctrico, y de esta manera evitar que los daños sean considerables.

Mediante la correcta calibración y coordinación de los dispositivos de protección se optimizarán los recursos económicos tanto en los mantenimientos como en la adquisición de nuevos equipos.

4.3 Objetivos de la propuesta

4.3.1 Objetivo general

- Diseñar un sistema de coordinación de protecciones eléctricas basado en las normas nacionales e internacionales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo.

4.3.2 Objetivos específicos

- Determinar la correcta coordinación de los elementos de protección del sistema eléctrico de potencia.
- Proponer soluciones para minimizar la cantidad de disparos automáticos en el sistema eléctrico de potencia.
- Realizar el análisis técnico económico y ambiental del sistema de coordinación de protecciones eléctricas.

4.4 Estructura de la propuesta

En base a los datos existentes de los dispositivos de protección y a los resultados obtenidos en el análisis de flujos de carga y corriente de cortocircuito del Capítulo III, se realizara la calibración y coordinación de las distintas protecciones eléctricas instaladas como son los fusibles, disyuntores de seccionamiento automático (circuit breakers) y relés, conservando las mismas características operativas de los equipos existentes.

Para el estudio de coordinación de los dispositivos de protección se emplea el Software “ETAP Power Station”, como resultado del estudio de la propuesta se presentaran curvas de coordinación Tiempo-Corriente (TCC's) obtenidas de la simulación y tablas con las nuevas calibraciones de los equipos.

Por último se hará un análisis económico para demostrar la factibilidad de la implementación del sistema de coordinación de protecciones eléctricas en el sistema eléctrico de potencia del campo Petrolero Pindo del Consorcio Petrosud Petroriva.

4.5 Desarrollo de la propuesta

4.5.1. Calibración y coordinación de las protecciones eléctricas instaladas en las cargas del sistema eléctrico de potencia

La calibración y coordinación del estudio se realizara en base a la siguiente configuración.

- La corriente de sobrecarga de los disyuntores se configurara a 125% de la corriente nominal de la carga, no se considerara corriente de arranque debido a que todas las cargas de los pozos disponen de variadores de frecuencia por ende el arranque de los motores es suave.
- La capacidad de sobrecarga de los fusibles se dimensionaran según las curvas TCC del fabricante tomando en cuenta las recomendaciones de tipo de aplicación.

4.5.1.1 Calibración y coordinación de protecciones de equipos BES "bombas electro sumergibles" y transformadores en los pozos del campo Pindo

Se iniciara el estudio por el pozo más lejano a la subestación llamado Well Pad Pindo 14, donde se halla la mayor carga del sistema ya que se tiene un total de 6 pozos operando, seguidamente se avanzara hasta el punto de degeneración ubicado en la estación central Pindo.

Las bombas electro sumergibles son alimentadas desde un variador de frecuencia el mismo que es energizado desde la subestación de la plataforma.

Las protecciones existentes para cada motor de las bombas corresponden a un disyuntor de baja tensión y un seccionador fusible que protege al transformador.

En la figura 4.1 se muestra las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente del fusible F9-TR-113 y transformador E-11302-TR de la sub estación de la plataforma Well Pad Pindo-14

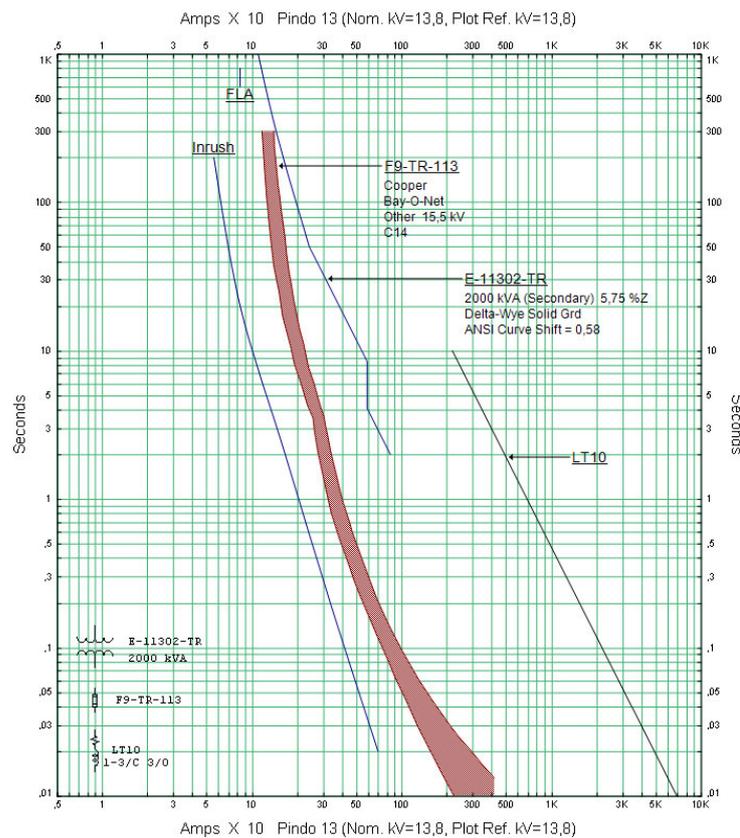


Figura 4. 1.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente transformador E-11302-TR

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.1, la curva del fusible F9-TR-113 de 65A cubre la curva de arranque y curva térmica del transformador E-11302-TR protegiendo al transformador de una sobre carga y a la vez permite manejar la corriente a plena carga del transformador.

Al realizar el análisis de las protecciones existentes en las bombas electro sumergibles de la plataforma Well Pad Pindo-14, se determinó que las unidades de disparo de los disyuntores de protección están sobredimensionadas.

Se realiza la calibración y coordinación de las protecciones del pozo Pindo 14 como modelo, debido a que existen similitudes eléctricas entre circuitos y el análisis realizado es idéntico para los demás pozos.

En el Anexo D se muestra las curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente "TCC" bombas electros sumergibles de los pozos de la plataforma Well Pad Pindo-14 en su calibración final, además los reporte de simulación de coordinación de protecciones y su secuencia de operación de las protecciones.

A continuación se muestra las curvas de protección para la bomba electro sumergible P-BES-113 en su calibración inicial y final.

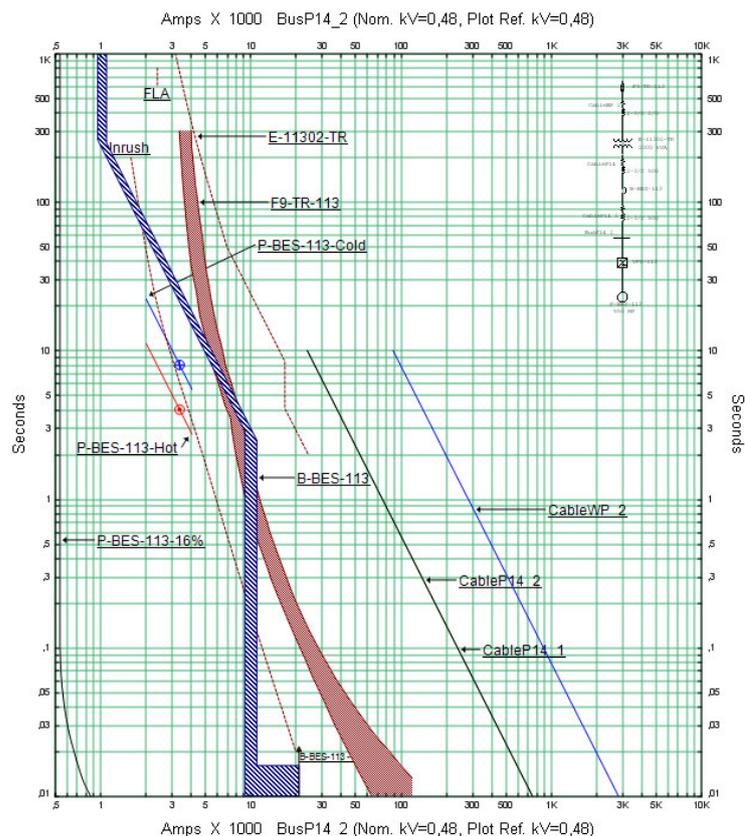


Figura 4. 2.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible Pindo-14 calibración inicial

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.2, la curva TCC del disyuntor de estado sólido B-BES-113 no protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga, debido a que su unidad de disparo se encuentra calibrada a una corriente de sobrecarga de 1250A con una corriente de instantánea de fallo de 7500 A.

Para garantizar la integridad del motor de la bomba, la corriente de sobrecarga de la unidad disparo del disyuntor B-BES-113 se debe recalibrar al 125% de corriente nominal del motor, quedando configurado el disyuntor con los siguientes parámetros: Corriente de sobrecarga 722A con una corriente de instantánea de fallo de 2500A, en la figura 4.3 se muestran las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente de la bomba electro sumergible P-BES-113 del pozo Pindo-14 con la calibración final.

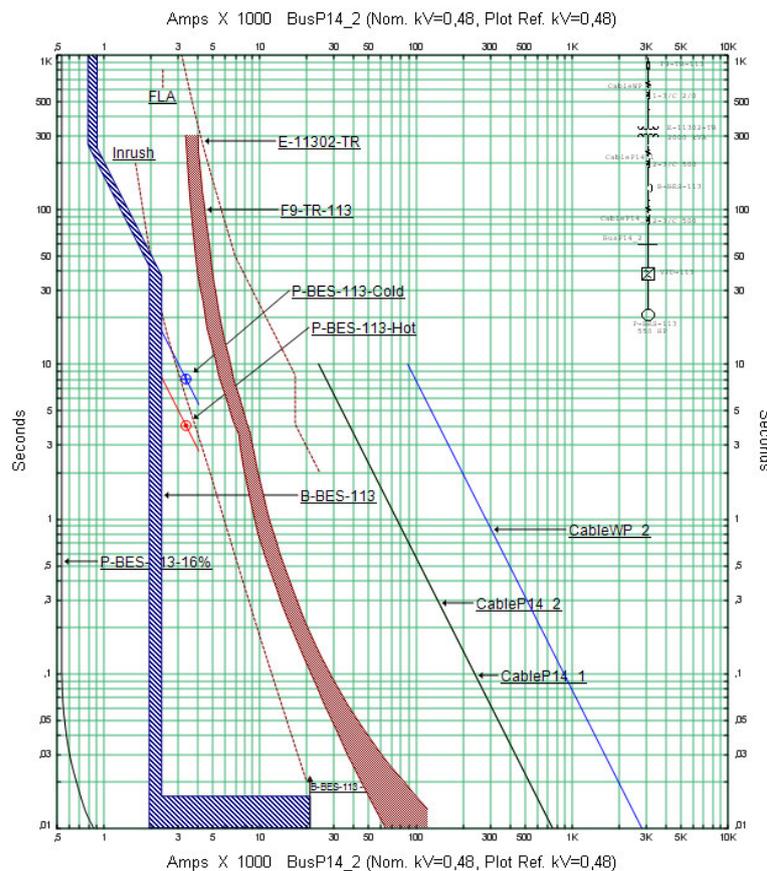


Figura 4. 3.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-113, calibración final
Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.3, la curva TCC con la nueva calibración de la unidad de disparo del disyuntor de estado sólido B-BES-113 protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga.

En la Tabla 4.1 se muestra el reporte de secuencia de operación del fusible F9-TR-113 y disyuntor de estado sólido B-BES-113 tanto para una falla trifásica y monofásica.

Tabla 4. 1.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas F9-TR-113 y B-BES-113

The image contains two screenshots of a software report window titled "Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled".

The top screenshot shows a "3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BusP14_2". It includes the following data: Data Rev.: Base, Config: Normal, Date: 06-23-2016. The event table is as follows:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	B-BES-113	12,973	10,0	16,0	Phase
582	F9-TR-113	0,463	298	582	

The bottom screenshot shows a "Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: BusP14_2". It includes the following data: Data Rev.: Base, Config: Normal, Date: 06-23-2016. The event table is as follows:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,0	B-BES-113	16,168	10,0	16,0	Phase
1977	F9-TR-113	0,333	796	1977	

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 4.1 al ocurrir una falla trifásica o monofásica en la barra P14-2 el disyuntor de estado sólido B-BES-113 que protege al motor de la bomba electro sumergible P-BES-113 actúa a los 16 milisegundos despejando la falla para ambos casos. Existiendo una apropiada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones.

A continuación en la tabla 4.2 se muestra los ajustes alcanzados de las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente de cada unidad de disparo de los disyuntos de protección de los motores de las bombas electros sumergibles en la plataforma Well Pad Pindo-14.

Tabla 4. 2.-Calibraciones iniciales y finales de las protecciones eléctricas en plataforma Well Pad Pindo-14

ITEM	DISYUNTOR ID.	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	EQUIPO QUE PROTEGE		UNIDAD DE DISPARO CALIBRACIÓN INICIAL		UNIDAD DE DISPARO CALIBRACIÓN FINAL	
		Max. V	In (A)		kA	ID	In (A)	IR (A)	Ii (A)	IR (A)
1	B-BES-113	690	1600	20	P-BES-113	563,7	1600	12800	720	2160
2	B-BES-113A	690	1250	20	P-BES-113A	446	750	6250	550	1875
3	B-BES-113B	690	1250	20	P-BES-113B	396	866	7500	500	1875
4	B-BES-113C	690	800	20	P-BES-113C	227,6	800	1600	315	800
5	B-BES-113D	690	800	20	P-BES-113D	256,2	800	1600	315	800
6	B-BES-113E	690	800	20	P-BES-113E	279,3	800	5600	360	1200

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

Como el análisis, calibración y coordinación de las protecciones existentes en las bombas electro sumergibles de los pozos restantes existen similitudes eléctricas entre circuitos, donde las unidades de disparo de los disyuntores de protección están sobredimensionadas en su gran mayoría. El análisis a realizarse en el pozo Pindo-13 servirá como modelo.

En el Anexo Dse muestra las curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente "TCC" bombas electros sumergibles de los pozos de la plataformas restantes del campo Pido en su calibración inicial y final, además los reporte de simulación de coordinación de protecciones y su secuencia de operación de las protecciones.

Bomba electro sumergible pozo de producción Pindo-13

La bomba electro sumergible P-BES-112 es alimentada desde un variador de frecuencia que es energizado desde el transformador reductor E-11201-TR de la

plataforma. La protección existente para el motor de la bomba corresponde a un disyuntor de baja tensión B-BES-112 y un seccionador fusible F8-TR-112 que protege al transformador.

En la figura 4.4 se muestra las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente del fusible F8-TR-112 y transformador E-11201-TR del pozo Pindo-13.

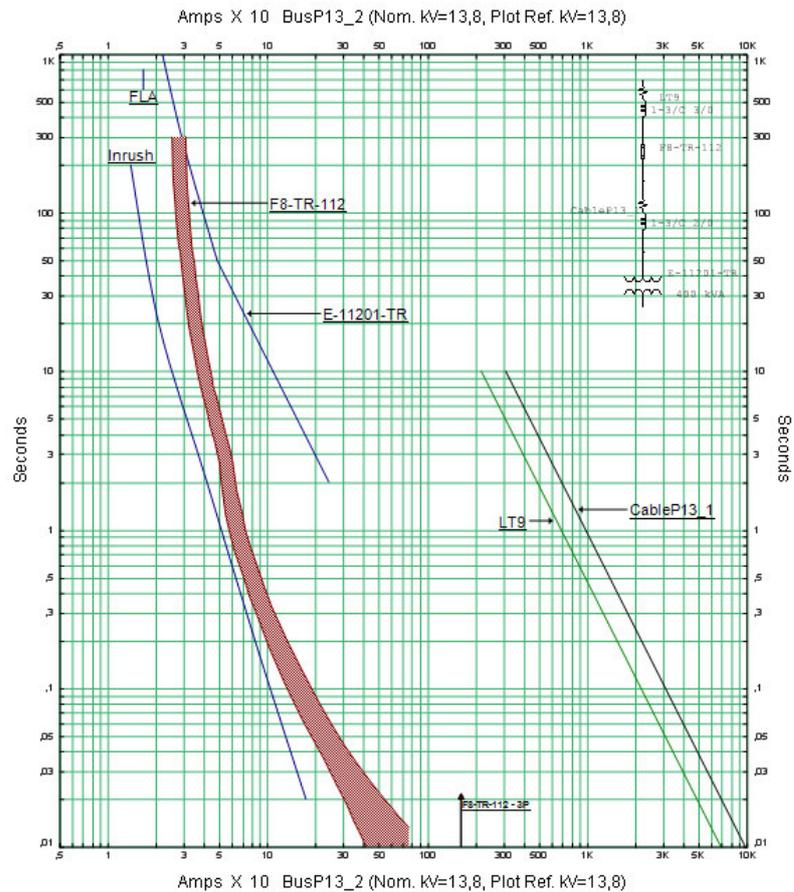


Figura 4. 4.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente transformador E-11201-TR, iniciales

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.4, la curva del fusible F8-TR-112 de 15A cubre la curva de arranque y curva térmica del transformador E-11201-TR protegiendo al transformador ante una sobre carga y a la vez permite manejar la corriente a plena carga del transformador.

A continuación se muestra las curvas de protección para la bomba electro sumergible P-BES-112 en su calibración inicial y final.

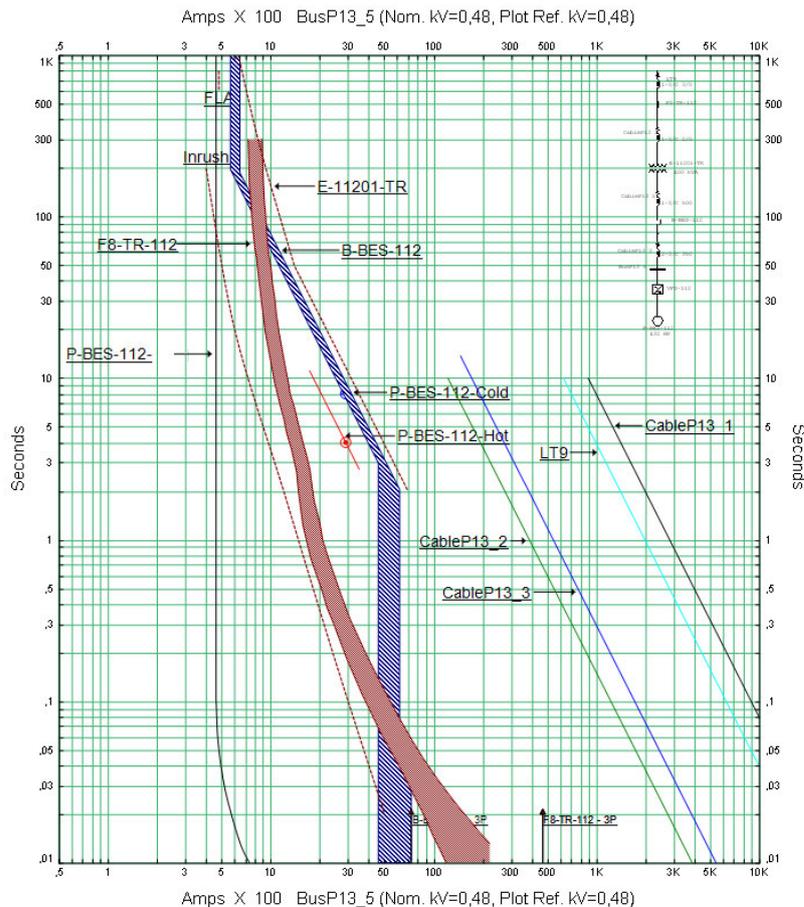


Figura 4. 5.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-112calibración inicial

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.5, la curva TCC del disyuntor de estado sólido B-BES-112 no protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga, debido a que su unidad de disparo se encuentra calibrada a una corriente de sobrecarga de 500A con una corriente de instantánea de fallo de 5000 A.

Como el disyuntor de estado sólido B-BES-112 actual no dispone de unidad de disparo para calibrar la corriente de sobrecarga e instantánea es necesario reemplazarlo por un disyuntor marca Siemens VL630N en el cual se realizara la nueva calibración y garantizar la integridad del motor de la bomba.

La corriente de sobrecarga de la unidad disparo del nuevo disyuntor B-BES-112se debe calibrar al 125% de corriente nominal del motor, quedando configurado con los siguientes parámetros: Corriente de sobrecarga 535A con una corriente de instantánea de fallo de 2142A, en la figura 4.6 se muestran las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente de la bomba electro sumergible P-BES-112 del pozo Pindo-13 con la calibración final.

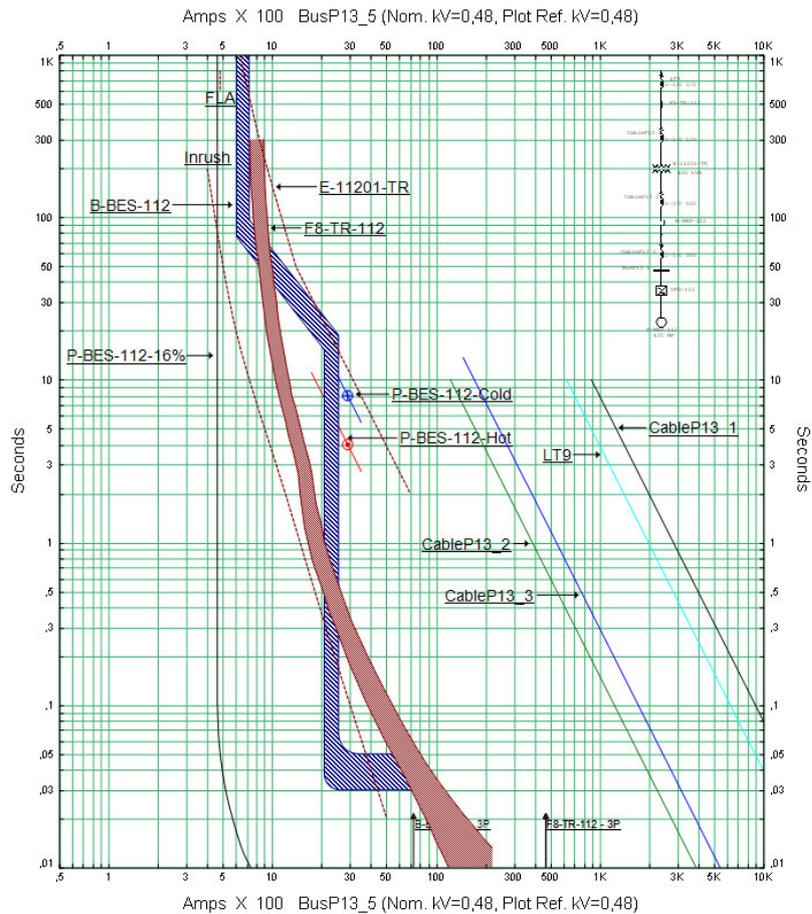


Figura 4. 6.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba electro sumergible P-BES-112calibración final

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.6, la curva TCC del nuevo disyuntor de estado sólido B-BES-112 y aplicado la calibración en la unidad de disparo protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga.

En la Tabla 4.3 se muestra el reporte de secuencia de operación del fusible F8-TR-112 y disyuntor de estado sólido B-BES-112 tanto para una falla trifásica y monofásica posterior a la calibración final.

Tabla 4. 3.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas F8-TR-112 y B-BES-112

The image displays two screenshots of a software report window titled "Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled".

The top screenshot shows a "3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BusP13_5". Below the title, it indicates "Data Rev.: Base", "Config: Normal", and "Date: 06-27-2016". A table lists the sequence of events:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50,0	B-BES-112	5,673	30,0	50,0	Phase
79,8	F8-TR-112	0,208	39,9	79,8	

The bottom screenshot shows a "Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: BusP13_5". It also indicates "Data Rev.: Base", "Config: Normal", and "Date: 06-27-2016". A table lists the sequence of events:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50,0	B-BES-112	5,975	30,0	50,0	Phase
212	F8-TR-112	0,126	106	212	

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 4.3 al ocurrir una falla trifásica o monofásica en la barra P13-5 el disyuntor de estado sólido B-BES-112 que protege al motor de la bomba electro sumergible P-BES-112 actúa a los 50 milisegundos despejando la falla para ambos casos. Además la selectividad de las protecciones es apropiada, manteniendo una secuencia de operación y tiempos propicios para la apertura de las protecciones.

A continuación en la tabla 4.4 se muestra las calibraciones finales alcanzadas de las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente de cada unidad de disparo de los disyuntos de protección de los motores de las bombas electros sumergibles de todos los pozos del campo Pindo.

Tabla 4. 4.-Calibraciones finales unidades de disparo disyuntos de protección de motores de las bombas electros sumergibles de los pozos del campo Pindo

ITEM	DISYUNTOR ID.	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	EQUIPO QUE PROTEGE		UNIDAD DE DISPARO CALIBRACIÓN INICIAL		UNIDAD DE DISPARO CALIBRACIÓN FINAL	
		Max. V	In (A)	kA	ID	In (A)	IR (A)	Ii (A)	IR (A)	Ii (A)
1	B-BES-101	690	500	20	P-BES-101	233,1	500	2500	300	900
2	B-BES-106	690	800	20	P-BES-106	344,4	800	5600	440	880
3	B-BES-107	690	500	20	P-BES-107	193,2	1440	2400	250	750
4	B-BES-109	690	500	20	P-BES-109	314,5	400	2400	400	800
5	B-BES-110	690	800	20	P-BES-110	493,7	720	5040	640	1280
6	B-HPS-111A	690	1000	20	P-1190-C1	1229	900	8000	1000	4000
7	B-RED-111B	690	800	20	P-1190-B1	641,1	800	5600	800	1600
8	B-BES-112	690	630	20	P-BES-112	446,9	500	5000	535	2142
9	B-BES-113	690	1600	20	P-BES-113	563,7	1600	12800	720	2160
10	B-BES-113A	690	1250	20	P-BES-113A	446	750	6250	550	1875
11	B-BES-113B	690	1250	20	P-BES-113B	396	866	7500	500	1875
12	B-BES-113C	690	800	20	P-BES-113C	227,6	800	1600	315	800
13	B-BES-113D	690	800	20	P-BES-113D	256,2	800	1600	315	800
14	B-BES-113E	690	800	20	P-BES-113E	279,3	800	5600	360	1200

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

En la tabla 4.4 los ítem 3 y 4 los disyuntores de estado sólido B-BES-107 y B-BES-112 fueron reemplazados ya que sus unidades de disparo no permiten calibrar la corriente de sobrecarga e instantánea calculada para proteger y garantizar la integridad del motor de la bombas.

En la siguiente tabla se muestra las características y modelos de los disyuntores iniciales en comparación con los finales.

Tabla 4. 5.- Características y modelos de los disyuntores iniciales en comparación con los finales

ITEM	DISYUNTOR ID.	MARCA	MODELO	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	
				Max. V	In (A)	kA	
1	B-BES-107	SIEMENS	VL1600N	690	1600	20	INICIAL
		SIEMENS	VL630N	690	500	20	FINAL
2	B-BES-112	MERIN GERIN	NB600N	690	500	18	INICIAL
		SIEMENS	VL630N	690	630	20	FINAL

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

4.5.1.2 Calibración y coordinación de protecciones del centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1

El centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1 se encuentra ubicado junto a la plataforma de generación de la estación Pindo, en dichos módulos o tableros se hallan alojados variadores o arrancadores suaves para los motores y protecciones para los distintos tipos de circuitos, centralizando de esta manera la operación de las cargas menores del sistema eléctrico.

El análisis realizado para las cargas de MCC X1.1 sirve como modelo para las cargas instaladas en el MCCX1.

El estudio de las protecciones de los motores de las bombas P-1111-A, P-1111-B, P-1111-C y P-1111-D se lo realizara únicamente de una debido a que son eléctricamente idénticas, de igual manera para las bombas P-1111-H y P-1111-G del MCC X1.1.

A continuación se muestra las curvas de protección para la bomba centrífuga de reinyección P-1111-A y P-1111-G en su calibración inicial y final.

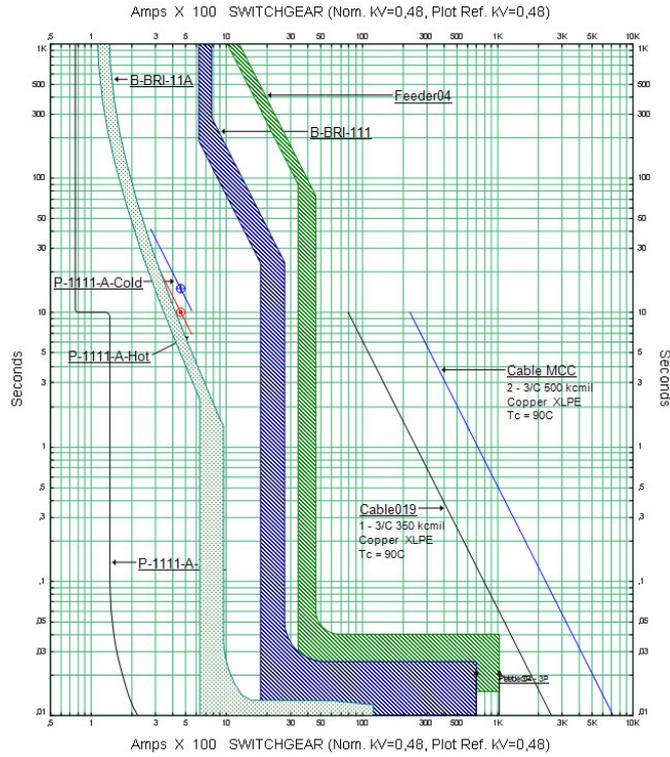


Figura 4. 7.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrífuga de reinyección P-1111-A

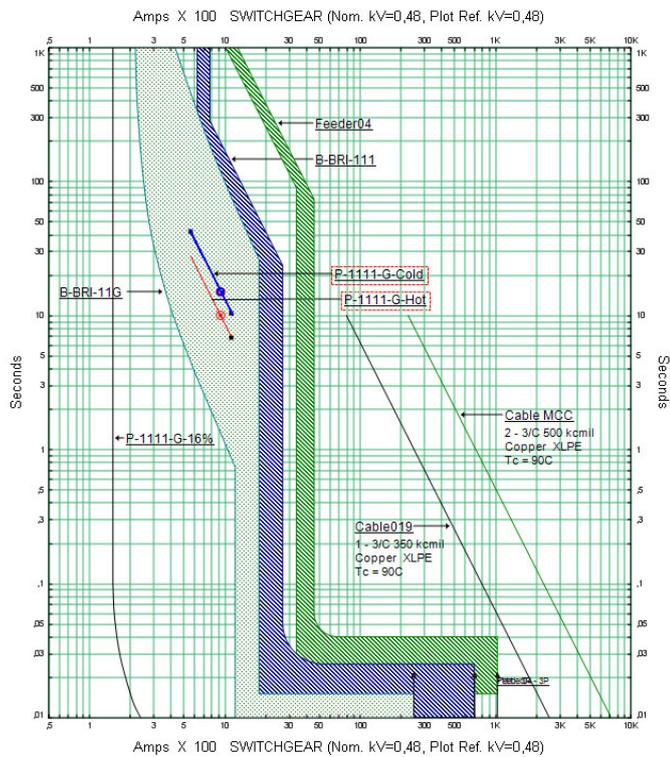


Figura 4. 8.- Curvas iniciales de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrífuga de reinyección P-1111-G
Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.7, la curva TCC del disyuntor de estado sólido B-BRI-11A, protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga.

A continuación se muestra en la tabla 4.6 el reporte de secuencia de operación de los disyuntores del MCC X1 tanto para una falla trifásica y monofásica.

Tabla 4. 6.- Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas B-BRI-11A, B-BRI-111 y Feeder04

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between P-1111-A & B-BRI-11A. Adjacent bus: MCC X1.1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 07-25-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
15,0	B-BRI-11A	17,72	0,0	15,0	
25,0	B-BRI-111	17,72	10,0	25,0	Phase
40,0	Feeder04	17,72	15,0	40,0	Phase
6592	B-G11-CA	4,434	4394	6592	Phase
6719	B-G10-WA	4,392	4479	6719	Phase
7874	B-G11-CB	5,842	2400	7874	Phase
8030	B-G10-WB	3,053	5354	8030	Phase

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between P-1111-A & B-BRI-11A. Adjacent bus: MCC X1.1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 07-25-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1,0	B-BRI-11A	18,756	< 1,0	< 1,0	
25,0	B-BRI-111	18,756	10,0	25,0	Phase
40,0	Feeder04	18,756	15,0	40,0	Phase
5909	B-G11-CA	4,683	1459	5909	Phase
6006	B-G10-WA	4,645	1483	6006	Phase
6907	B-G11-CB	6,238	2105	6907	Phase
7355	B-G10-WB	3,19	4903	7355	Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 4.6 al ocurrir una falla trifásica o monofásica cuyas magnitudes son 18756A y 17720A respectivamente, en la acometida de alimentación de la bomba P-1111-A el disyuntor de estado sólido B-BRI-11A que protege al motor de la bomba actúa a menos de 1 milisegundos despejando la falla trifásica y para una falla monofásica actúa a los 15 milisegundos, cuya secuencia de operación se encuentra coordinado con el disyuntor B-BRI-111 y Feeder04 manteniendo tiempos propicios para la apertura de las protecciones.

Como se observa en la figura 4.8, la curva TCC del disyuntor de estado sólido B-BRI-11G no protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga, debido a que se encuentra sobredimensionado a 320 A, por ende es necesario reemplazarlo por un disyuntor marca Siemens 3VF3.

La corriente de sobrecarga del nuevo disyuntor B-BES-112 se calcula al 125% de corriente nominal del motor, dando como resultado la corriente de sobrecarga de 200 A, en la figura 4.9 se muestran las Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente de la bomba la bomba centrífuga P-BRI-11G con la con el nuevo disyuntor seleccionado.

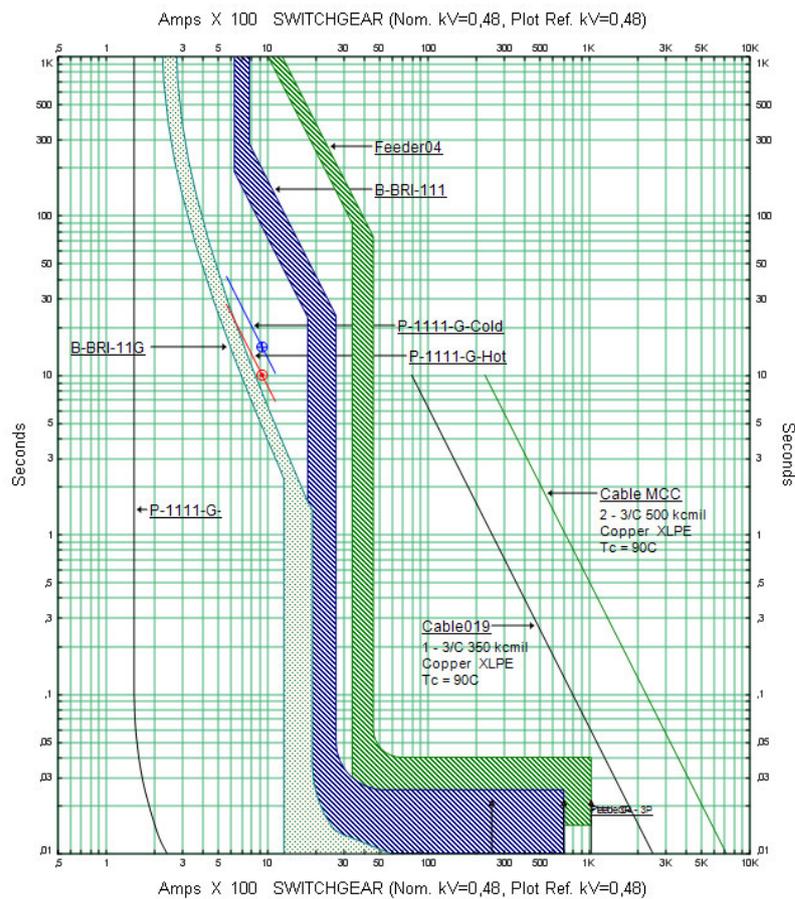


Figura 4. 9.- Curvas finales de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente bomba centrífuga de reinyección P-1111-G

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se observa en la figura 4.9, la curva TCC del nuevo disyuntor de estado sólido B-BRI-11G, protege al motor de la bomba al presentarse calentamiento por arranques repetitivos o exceder la curva térmica del motor por sobrecarga.

En la tabla 4.7 se muestra el reporte de secuencia de operación de los disyuntores del MCC X1 tanto para una falla trifásica y monofásica.

Tabla 4. 7.-Reporte de secuencia de operación para una falla trifásica y monofásica de las protecciones eléctricas B-BRI-11G, B-BRI-111 y Feeder04

The image shows two screenshots of a software report titled "Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled".

The first screenshot shows a "3-Phase (Symmetrical) fault on connector between VFD Booster#6 & P-1111-G. Adjacent bus: MCC X1.1". It includes a table with the following data:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,3	B-BRI-11G	18,756	1,0	12,3	
25,0	B-BRI-111	18,756	10,0	25,0	Phase
40,0	Feeder04	18,756	15,0	40,0	Phase
5909	B-G11-CA	4,683	1459	5909	Phase
6006	B-G10-WA	4,645	1483	6006	Phase
6907	B-G11-CB	6,238	2105	6907	Phase
7355	B-G10-WB	3,19	4903	7355	Phase

The second screenshot shows a "Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between VFD Booster#6 & P-1111-G. Adjacent bus: MCC X1.1". It includes a table with the following data:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,3	B-BRI-11G	17,72	1,0	12,3	
25,0	B-BRI-111	17,72	10,0	25,0	Phase
40,0	Feeder04	17,72	15,0	40,0	Phase
6592	B-G11-CA	4,434	4394	6592	Phase
6719	B-G10-WA	4,392	4479	6719	Phase
7874	B-G11-CB	5,842	2400	7874	Phase
8030	B-G10-WB	3,053	5354	8030	Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 4.7 al ocurrir una falla trifásica o monofásica donde su magnitudes son 18756 A y 17720 A respectivamente, en la acometida de alimentación de la bomba P-1111-G el disyuntor de estado sólido B-BRI-11G que protege al motor de la bomba actúa a 12,3 milisegundos despejando la falla se trifásica o monofásica, además se observa una adecuada selectividad de protecciones manteniendo una secuencia y tiempos de operación apropiados para la apertura de las protecciones.

A continuación en la tabla 4.8 se muestra las características y modelos finales de cada disyuntor de protección de los motores de las bombas y cargas instaladas en el centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1.

Tabla 4. 8.- Características y modelos de los disyuntores de protección del centro de control de motores MCC X1 y MCC X1.1 finales.

ITEM	CÓDIGO DE UBICACIÓN	EQUIPO QUE CONTROLA	MARCA	MODELO	CAPACIDAD NOMINAL		CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	EQUIPO QUE PROTEGE
					Max. V	In (A)	kA	
1	MCC X1	B-BCR-T01	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-A
		B-BCR-T02	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-B
		B-BCR-T03	ABB	Tmax T2S 160	690	125	7	P-1110-C
		B-HPS-TRA	ABB	Tmax T5H 400	690	400	40	P-1190-A
		B-RED-RIB	ABB	SACE T6S 800	690	800	22	P-1190-B
		B-HPS-RIC	ABB	Tmax T7S 1250	690	1250	20	P-1190-C
		B-TRAFO-CAM	ABB	Tmax T5N 630	690	630	20	E-10008-TR
		B-SUM-50A	ABB	Tmax T2S 160	690	40	7	P-1150-A
		B-SUM-50B	ABB	Tmax T2S 160	690	40	7	P-1150-B
		B-COM-10A	ABB	Tmax T2S160	690	40	7	C-1110-A
2	MCC X1.1	B-BRI-11I	ABB	Tmax T5H 400	690	400	40	MCC X1.1
		B-BRI-11A	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-A
		B-BRI-11B	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-B
		B-BRI-11C	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-C
		B-BRI-11D	SCHNEIDER	NSX 100F	690	100	35	P-1111-D
		B-BRI-11H	SIEMENS	3VF3	690	200	20	P-1111-H
		B-BRI-11G	SIEMENS	3VF3	690	200	20	P-1111-G

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

4.5.1.3 Calibración y coordinación de protecciones de los transformadores de distribución del campo Pindo

Los transformadores de distribución E-10001-TR y E-10002-TR de 2500 kV.A tienen como protecciones instaladas reconectores TELARM40E en el lado de 13,8kV pero no se encuentran habilitados siendo de vital importancia la calibración y puesta en operación de los mismos para garantizar la integridad de las líneas de distribución y transformadores.

En las condiciones actuales del sistema de distribución al presentarse una falla trifásica o monofásica en las líneas de distribución las protecciones que actúan son los Feeder02 y Feeder03 que protegen las barras de distribución para despejar la falla. Como se aprecia en la Tabla 4.9 del reporte de secuencia de operación de las protecciones en el centro de generación ante una falla trifásica y monofásica en las líneas de distribución ramal Pindo13.

Tabla 4. 9.- Reporte de secuencia de operación de protecciones para una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución ramal Pindo13

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40,0	Feeder02	12,049	15,0	40,0	Phase
40,0	Feeder03	12,185	15,0	40,0	Phase
3540	B-G11-CA	6,051	2360	3540	Phase
20022	B-G11-CB	8,06	13348	20022	Phase
28782	B-G10-WA	6,002	19188	28782	Phase
61023	B-G10-WB	4,122	40682	61023	Phase

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
46,2	Feeder03	7,59	15,0	46,2	Phase
46,9	Feeder02	7,506	15,0	46,9	Phase
9095	B-G11-CA	3,775	6063	9095	Phase
51778	B-G11-CB	5,012	34519	51778	Phase
73965	B-G10-WA	3,744	49310	73965	Phase
155231	B-G10-WB	2,584	103487	155231	Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En ocasiones al ocurrir una falla monofásica en las líneas de distribución las protecciones no detecten la falla ocasionando que los generadores asuman la carga hasta que se sobrecargan actuando sus protecciones produciendo la caída del sistema de generación.

4.5.1.4 Ajustes de los reconectores

Para el ajuste de los valores de pick up de los reconectores REC-1001-A y REC-1001-B instalados se realizó mediante las siguientes consideraciones.

Para ajustar la corriente umbral de fase (pickup) se consideró el flujo de potencia con una proyección de crecimiento al 90% cuyo valor es 180 A. Cumpliendo con el criterio que la corriente umbral de fase debe ser mayor a la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconector y de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1,3 y menor a la corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito.

Para ajustar la corriente umbral de tierra (pickup) se considera un desbalance entre fases del 30% del valor de fase. Por esto la corriente umbral debe ser mayor al 30% de la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconectador y de la corriente máxima a recuperar, multiplicada por un factor de crecimiento de carga de 1.3. También debe ser menor a la corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito.

La curva de operación utilizada es una IEC VERY INVERSE en base al manual del fabricante de los reconectadores.

Los reconectadores REC-1001-A y REC-1001-B “TELARM40E” que se dispone en la subestación de distribución poseen elementos de protección para identificación de fallas particulares como fallas de corto circuito entre fases, falla a tierra resistiva (falla a tierra sensible) y sistema de baja frecuencia.

Disponen de 6 sensores Rogowski que realizan la medición de corriente, uno en cada terminal HV. Los sensores en las terminales ABC monitorean las corrientes de fase. Los sensores en las terminales RST tienen secundarios conectados en serie para vigilar las corrientes a tierra. En la figura 4.10 se muestra el diseño general y partes del reconectador “TELARM40E”.

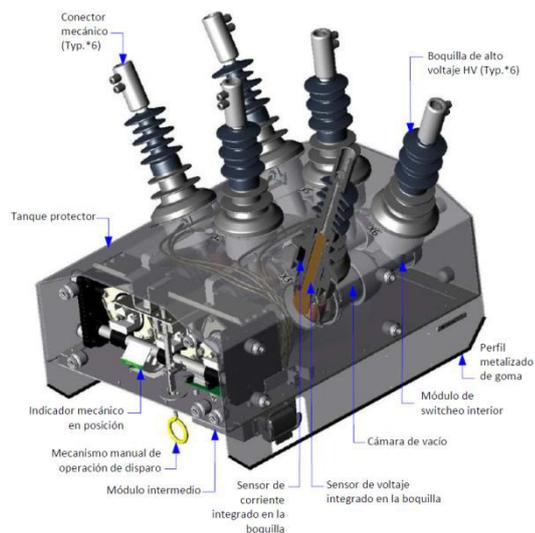


Figura 4. 10.- Diseño general y partes del reconectador “TELARM40E”

Fuente: Manual del usuario TAVRIDA ELECTRIC, (2010)

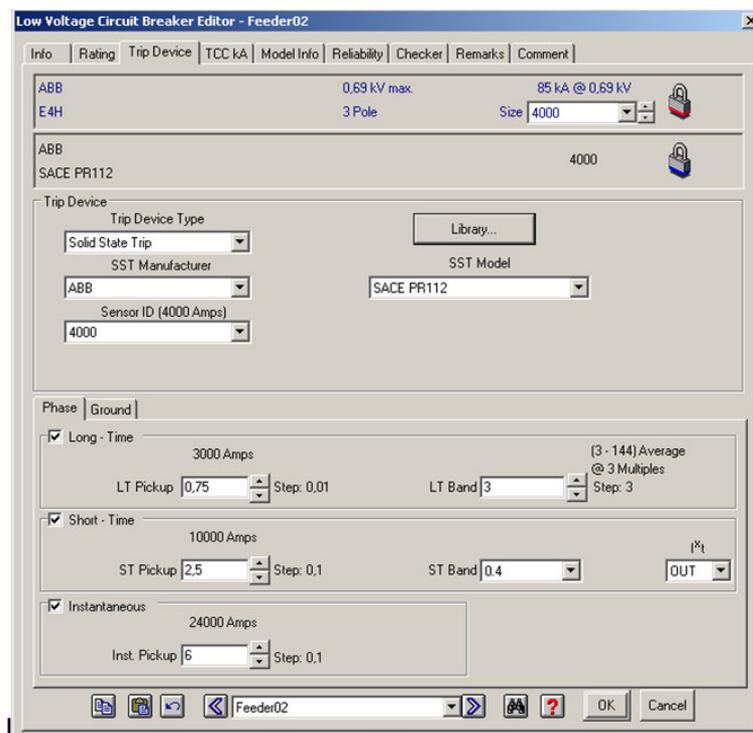
Los reconectores REC-1001-A y REC-1001-B son los responsables de despejar las fallas que se presenten aguas debajo de cada equipo y garantizar un continuo suministro a las cargas de los pozos del campo Pindo, el ajuste propuesto para los reconectores en el caso de las fases, la corriente umbral es $I_{pickup} = 180$ A, con una curva C2 IEC VERY INVERSE y un retardo de tiempo antes que el reconector opere de **Dial** = 0,5 mientras que los valores para la tierra se tiene $I_{pickup} = 0.67 \times 180A = 120A$, con una curva C2 IEC VERY INVERSE y **Dial** = 0.1.

Los ajustes propuestos para los reconectores protegen a los conductores de cada ramal cuyo calibre es ACSR #3/0 con capacidad de 315A, sin ningún problema.

4.5.1.5 Ajustes de los disyuntores de estado sólido del centro de generación

Para tener una adecuada coordinación entre los reconectores y protecciones de existentes en el centro de generación es necesario realizar ajustes en los set de cada uno de los disyuntores de estado sólido, dichos ajustes propuestos se muestran a continuación.

Disyuntor B02-T2500 (Feeder02)



Disyuntor B03-T2500 (Feeder03)

Low Voltage Circuit Breaker Editor - Feeder03

Info | Rating | Trip Device | TCC kA | Model Info | Reliability | Checker | Remarks | Comment

ABB 0.69 kV max. 85 kA @ 0.69 kV
E4H 3 Pole Size 4000

ABB
SACE PR112 4000

Trip Device

Trip Device Type: Solid State Trip
SST Manufacturer: ABB
SST Model: SACE PR112
Sensor ID (4000 Amps): 4000

Phase | Ground

Long - Time
3000 Amps (3 - 144) Average @ 3 Multiples
LT Pickup: 0,75 Step: 0,01 LT Band: 3 Step: 3

Short - Time
10000 Amps
ST Pickup: 2,5 Step: 0,1 ST Band: 0,4 I^2t : OUT

Instantaneous
24000 Amps
Inst. Pickup: 6 Step: 0,1

Feeder03

Disyuntor B-G10-WA, switchgears SWGR X1-G-1110-A

Low Voltage Circuit Breaker Editor - B-G10-WA

Info | Rating | Trip Device | TCC kA | Model Info | Reliability | Checker | Remarks | Comment

ABB 0.69 kV max. 55 kA @ 0.69 kV
E2N 3 Pole Size 2000

ABB
SACE PR112 2000

Trip Device

Trip Device Type: Solid State Trip
SST Manufacturer: ABB
SST Model: SACE PR112
Sensor ID (2000 Amps): 2000

Phase | Ground

Long - Time
2000 Amps (3 - 144) Average @ 3 Multiples
LT Pickup: 1 Step: 0,01 LT Band: 3 Step: 3

Short - Time
5000 Amps
ST Pickup: 2,5 Step: 0,1 ST Band: 0,1 I^2t : IN

Instantaneous
14000 Amps
Inst. Pickup: 7 Step: 0,1

B-G10-WA

Disyuntor B-G10-WB, switchgears SWGR X2-G-1110-B

Low Voltage Circuit Breaker Editor - B-G10-WB

Info | Rating | Trip Device | TCC kA | Model Info | Reliability | Checker | Remarks | Comment

ABB 0,69 kV max. 55 kA @ 0,69 kV
E2N 3 Pole Size 2000

ABB
SACE PR112 2000

Trip Device

Trip Device Type: Solid State Trip
SST Manufacturer: ABB
SST Model: SACE PR112
Sensor ID (2000 Amps): 2000

Phase | Ground

Long - Time
1520 Amps (3 - 144) Average @ 3 Multiples
LT Pickup: 0,75 Step: 0,01 LT Band: 3 Step: 3

Short - Time
3600 Amps
ST Pickup: 1,8 Step: 0,1 ST Band: 0,1 IN

Instantaneous
10000 Amps
Inst. Pickup: 5 Step: 0,1

B-G10-WB

Disyuntor B-G11-CA, switchgears SWGR X3-G-1111-A

Low Voltage Circuit Breaker Editor - B-G11-CA

Info | Rating | Trip Device | TCC kA | Model Info | Reliability | Checker | Remarks | Comment

ABB 0,69 kV max. 55 kA @ 0,69 kV
E2N 3 Pole Size 2000

ABB
SACE PR112 2000

Trip Device

Trip Device Type: Solid State Trip
SST Manufacturer: ABB
SST Model: SACE PR112
Sensor ID (2000 Amps): 2000

Phase | Ground

Long - Time
2000 Amps (3 - 144) Average @ 3 Multiples
LT Pickup: 1 Step: 0,01 LT Band: 3 Step: 3

Short - Time
5000 Amps
ST Pickup: 2,5 Step: 0,1 ST Band: 0,1 IN

Instantaneous
14000 Amps
Inst. Pickup: 7 Step: 0,1

B-G11-CA

Disyuntor B-G11-CB, switchgears SWGR X4-G-1111-B

The screenshot shows the 'Low Voltage Circuit Breaker Editor - B-G11-CB' window. It features a tabbed interface with 'Info', 'Rating', 'Trip Device', 'TCC kA', 'Model Info', 'Reliability', 'Checker', 'Remarks', and 'Comment'. The 'Info' tab is active, displaying the following data:

- Manufacturer: ABB
- Rating: 0,69 kV max.
- Capacity: 75 kA @ 0,69 kV
- Model: E3S
- Poles: 3 Pole
- Size: 3200
- Manufacturer: ABB
- Model: SACE PR112
- Size: 3200

The 'Trip Device' section is expanded, showing:

- Trip Device Type: Solid State Trip
- SST Manufacturer: ABB
- SST Model: SACE PR112
- Sensor ID (3200 Amps): 3200

The 'Phase' section is expanded, showing settings for Long-Time, Short-Time, and Instantaneous protection:

- Long-Time:** 2880 Amps, LT Pickup: 0.9, Step: 0.01, LT Band: 3, (3 - 144) Average @ 3 Multiples, Step: 3.
- Short-Time:** 6400 Amps, ST Pickup: 2, Step: 0.1, ST Band: 0.1, I²t: IN.
- Instantaneous:** 19200 Amps, Inst. Pickup: 6, Step: 0.1.

The bottom of the window includes a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'B-G11-CB'.

Donde:

LT = Long Time Pickup = protección contra sobrecarga

ST = Short Time Pickup = protección contra cortocircuito selectivo

I = Instantaneous Pickup = protección contra cortocircuito instantáneo

Designaciones LT, ST, I según IEC 60 947

En los ajustes iniciales de los relés de sobrecorriente (unidades de disparo) de los disyuntores la función "ST" se encontraba apagada mediante la combinación de los dip switch correspondiente a la palabra "OFF", en los ajustes propuesta esta función fue activada además la protección contra cortocircuito instantáneo "I" también fueron recalibrados en todos los disyuntores para tener una correcta coordinación.

4.5.1.6 Coordinación de los reconectadores con los disyuntores de protección de las barras de distribución

Para verificar la correcta coordinación entre los reconectadores REC-1001-A / REC-1001-B aplicados los ajustes propuestos y los relés de sobrecorriente (unidades de disparo) de los disyuntores B02-T2500 (Feeder02) y B03-T2500 (Feeder03) se realiza la simulación de fallas trifásicas y monofásicas aguas abajo de los reconectadores.

En las siguientes figuras 4.11 y 4.12 se muestra las curvas de coordinación Tiempo-Corriente reconectador - disyuntor existentes ante una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo 01.

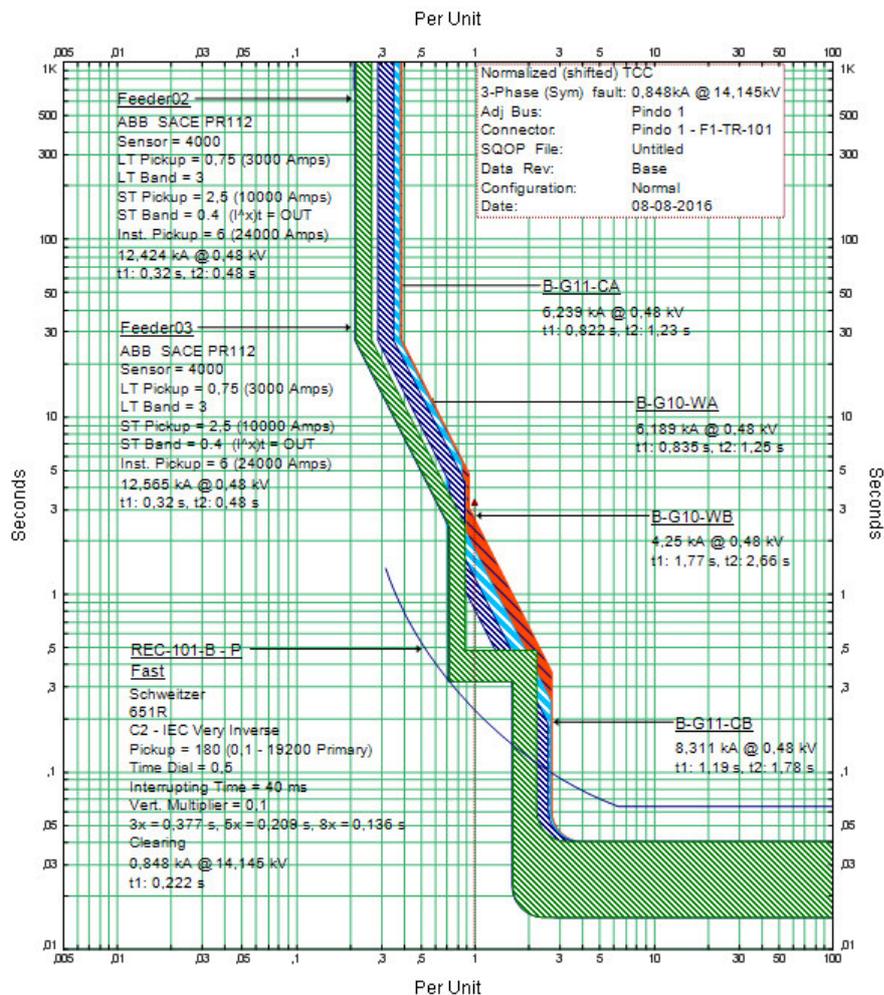


Figura 4. 11.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101B –FEEDER02 / FEEDER03, falla trifásica en la línea de distribución del pozo Pindo-01

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

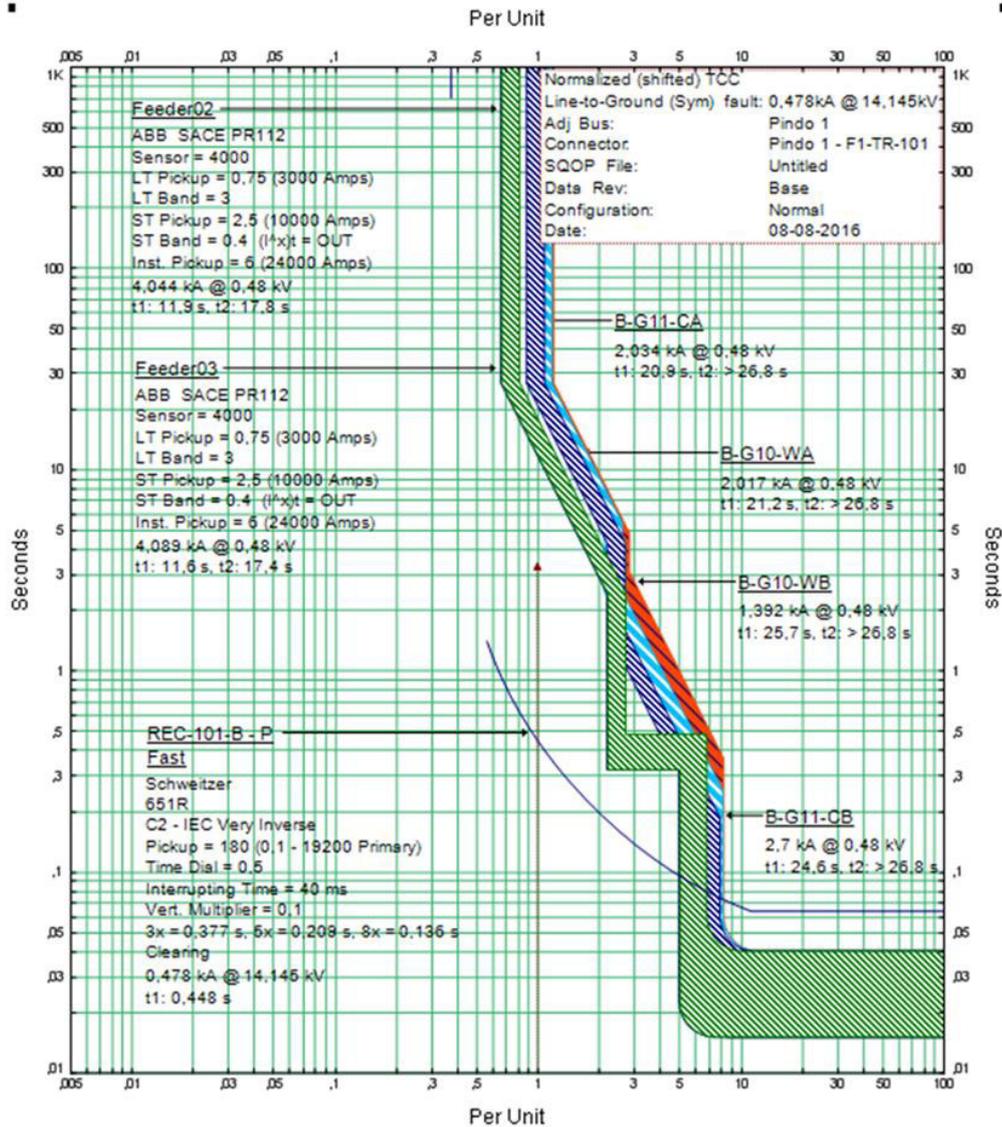


Figura 4. 12.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101B –FEEDER02 / FEEDER03, falla monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo-01

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la figura 4.11, las curvas de coordinación TCC's al presentarse una falla trifásica en la línea de distribución del ramal Pindo-01 con magnitud de 0.848 kA, el reconectador Rec-101-B actual primero despejando la falla a los 0.222 segundos, mientras que los Feeder02 y Feeder 03 sienten la falla a los 0.32 segundos y despejaron la misma a los 0.48 segundos, en el caso de que el reconectador no actué.

En la figura 4.12 se observa las curvas de coordinación TCC's al presentarse una falla monofásica en la línea de distribución del ramal Pindo-01 con magnitud de 0.478kA el reconectador Rec-101-B actual primero despejando la falla a los 0.448 segundos, mientras que los Feeder02 y Feeder 03 sienten la falla a los 11.6 segundos y despejaron la misma a los 17.4 segundos, en el caso de que el reconectador no actué.

Comprobándose de esta manera que los ajustes planteados para los reconectores es la adecuada para tener una correcta coordinación de protecciones, manteniendo una secuencia y tiempos de operación apropiados para la apertura de las protecciones.

En el reporte de coordinación de protecciones de la tabla 4.10 se muestra la secuencia accionamiento de las protecciones de la subestación y centro de generación

Tabla 4. 10.- Reporte de secuencia de operación de protecciones del centro de generación y subestación para una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución ramal Pindo-01

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Pindo 1 & F1-TR-101. Adjacent bus: Pindo 1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-08-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
222	REC-101-B	0,848	182	222	1st Operation - Phase - Fast - TOC
480	Feeder02	12,424	320	480	Phase
480	Feeder03	12,565	320	480	Phase
1233	B-G11-CA	6,239	822	1233	Phase
1253	B-G10-WA	6,189	835	1253	Phase
1779	B-G11-CB	8,311	1186	1779	Phase
2657	B-G10-WB	4,25	1771	2657	Phase

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between Pindo 1 & F1-TR-101. Adjacent bus: Pindo 1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-08-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
448	REC-101-B	0,478	408	448	1st Operation - Phase - Fast - TOC
17438	Feeder03	4,089	11625	17438	Phase
17834	Feeder02	4,044	11890	17834	Phase
26777	B-G10-WA	2,017	21236	> 26777	Phase
26777	B-G10-WB	1,392	25743	> 26777	Phase
26777	B-G11-CA	2,034	20891	> 26777	Phase
26777	B-G11-CB	2,7	24575	> 26777	Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como los reconectores Rec-101-A y Rec-101-B son idénticos eléctricamente y el ajuste planteado es el mismo para ambos casos, el análisis realizado para el reconector Rec-101-B sirve como modelo para el Rec-101-A, sin embargo a continuación se muestran las curvas de coordinación Tiempo-Corriente reconector - disyuntor existentes ante una falla trifásica y monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo 09.

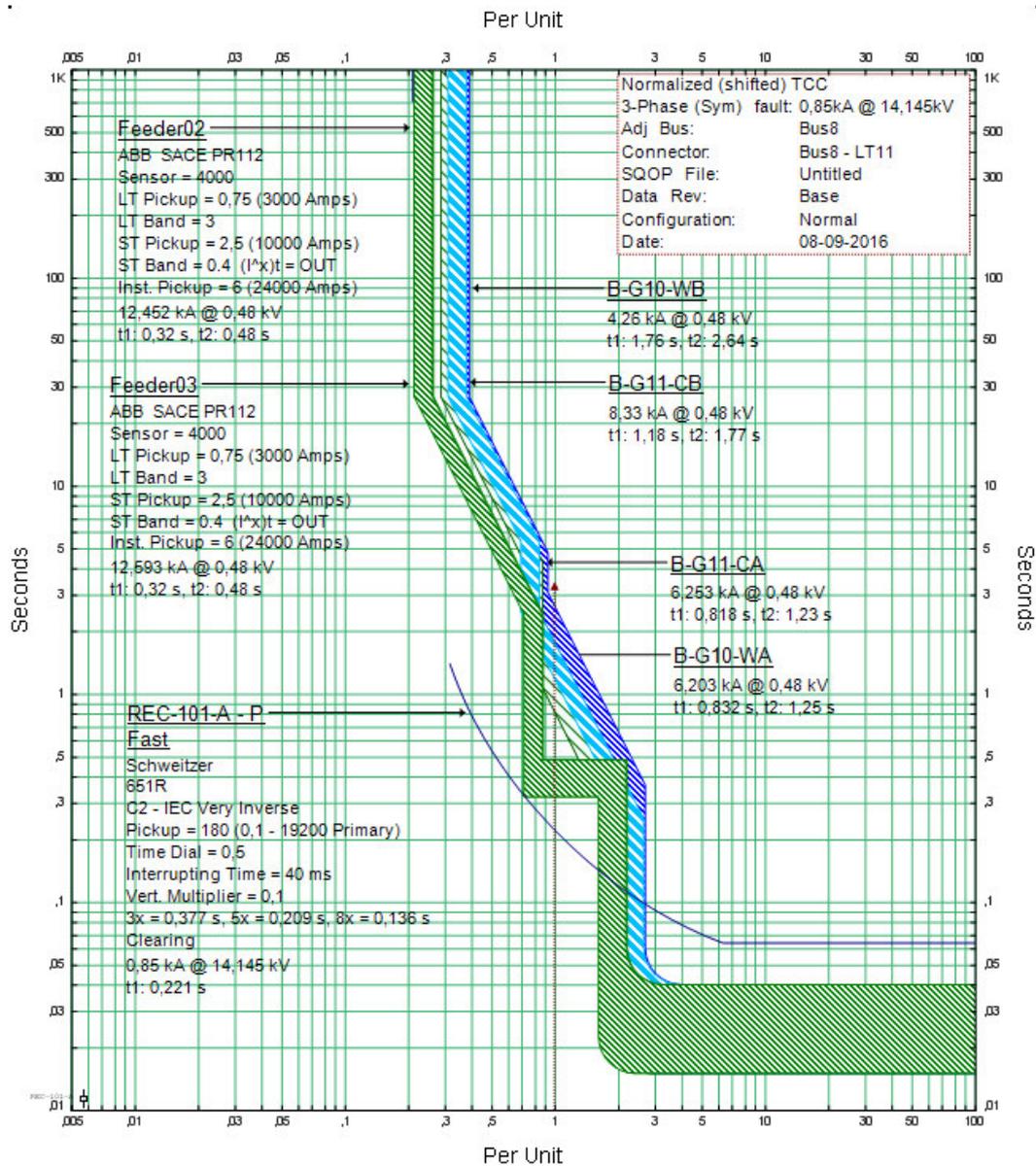


Figura 4. 13.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101A –FEEDER02 / FEEDER03, falla trifásica en la línea de distribución del pozo Pindo-09

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

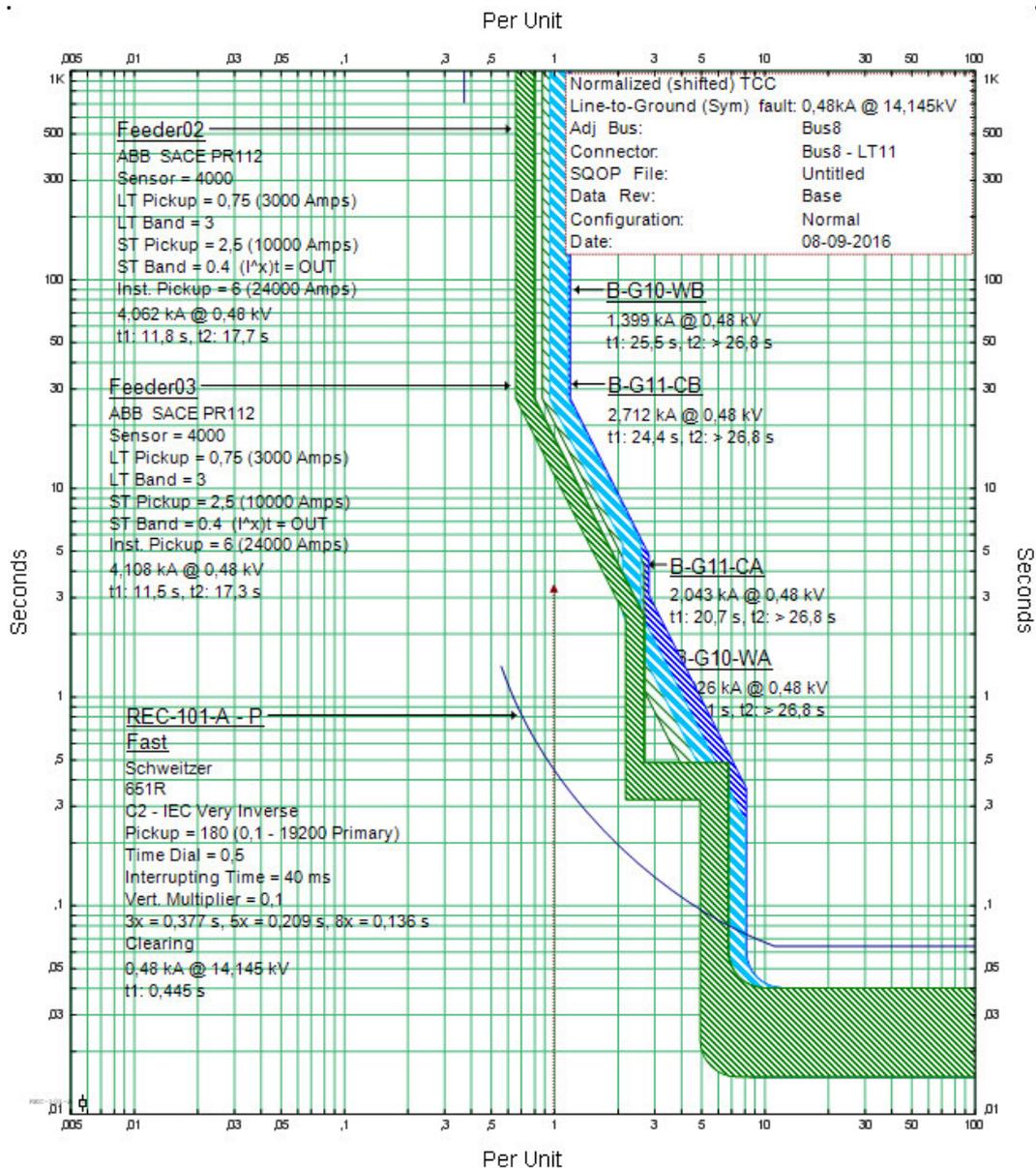


Figura 4. 14.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente REC-101A –FEEDER02 / FEEDER03, falla monofásica en la línea de distribución del pozo Pindo-09

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

4.5.1.7 Coordinación de protecciones tableros de distribución switchgears

La presente análisis y coordinación no contempla el ajuste de los módulos Woodward's easYgen-3200™ que sincronizan a los Grupo Electrógeno al sistema y a la ves los protegen.

Para verificar la correcta coordinación entre los disyuntor de estado sólido B02-T2500 (Feeder02) / B03-T2500 (Feeder03) y los disyuntor de estado sólido de los switchgears de cada grupo electrógeno se realiza la simulación de una falla trifásica y monofásica en el conductor F2 calibre #500 mcm de conexión del transformador E-10001-TR en el lado de baja 4.8kV, el análisis realizado sirve de modelo para el transformador E-10002-TR y disyuntor de estado sólido B03-T2500 (Feeder03) ya que sus características son eléctricamente idénticas.

En la figura 14.15 se muestra el diagrama unifilar con la falla en conductor F2 calibre #500mcmde conexión del transformador E-10001-TR en el lado de baja 4.8kV.

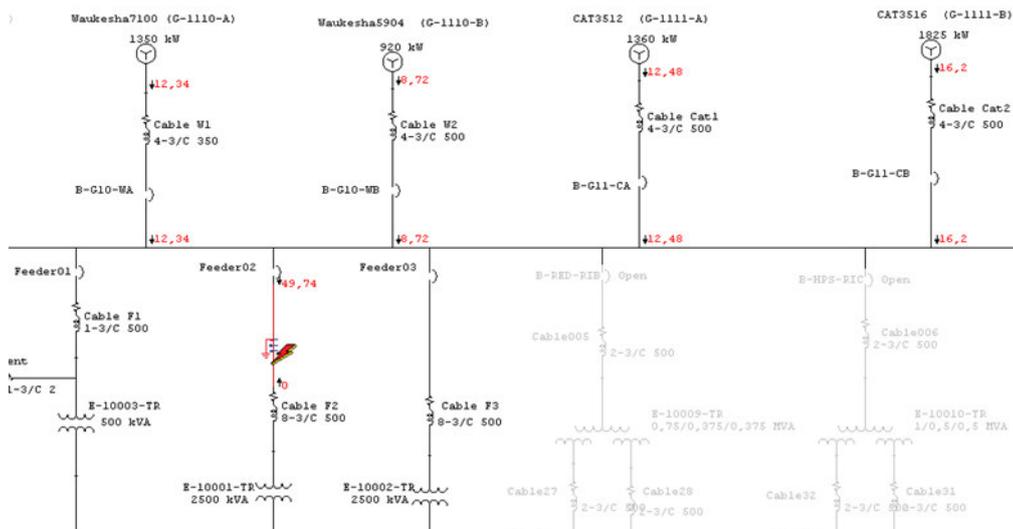


Figura 4. 15.- Simulación de una falla trifásica y monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En las siguientes figuras se muestra las curvas de coordinación Tiempo-Corriente de los disyuntores de estado sólido B02-T2500 (Feeder02), B-G10-WA, B-G10-WB, B-G11-CA y B-G11-CB de protección de los grupos electrógenos del centro de generación respectivamente ante una falla trifásica y monofásica en el

conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR en el lado de baja 4.8kV.

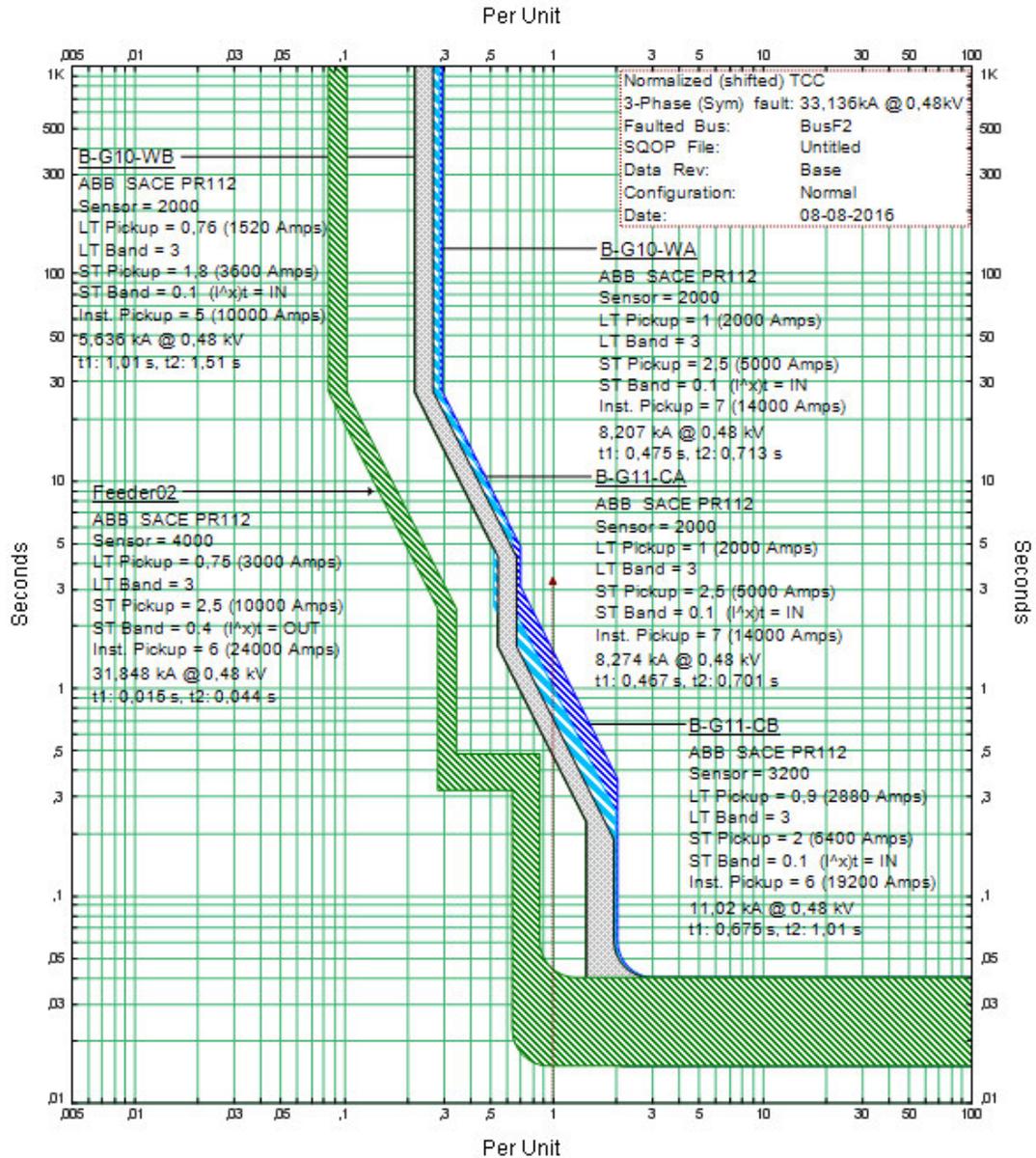


Figura 4. 16.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente Feeder02 – Disyuntores de protección grupos electrógenos, falla trifásica

Fuente:Reporte Power Etap Versión 6.0

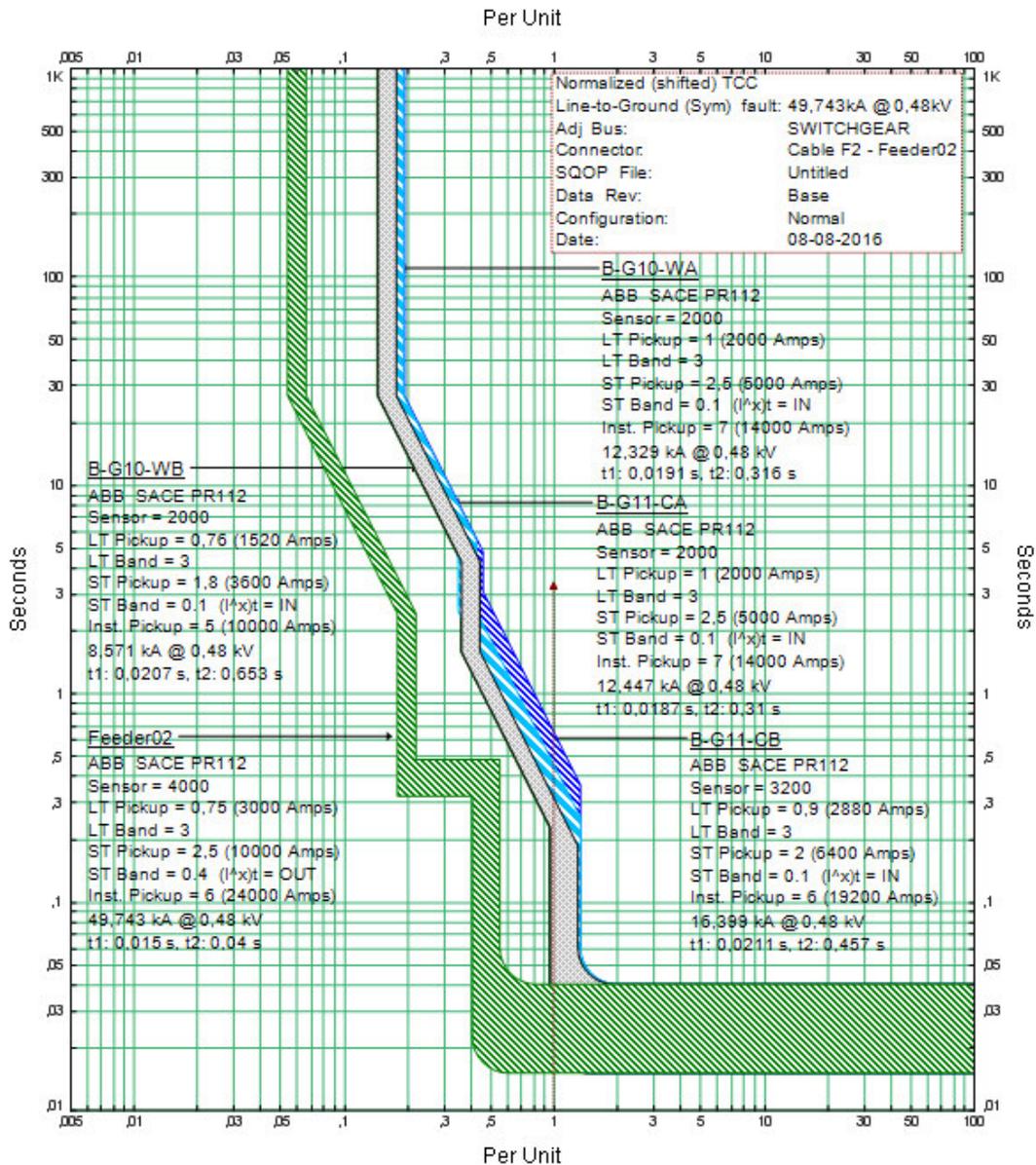


Figura 4. 17.- Curvas de coordinación de protecciones Tiempo-Corriente Feeder02 – Disyuntores de protección grupos electrógenos, falla monofásica

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

En la figura 4.16, se observa las curvas de coordinación TCC's al presentarse una falla trifásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR en el lado de baja con magnitud de 31.848 kA, El disyuntor de estado sólido B02-T2500 (Feeder02) actúa primero despejando la falla a los 0.044 segundos, este a su vez se encuentra coordinado con las protecciones de los grupos electrógenos.

De idéntica manera en la figura 4.16, se observa las curvas de coordinación TCC's, al presentarse una falla monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR en el lado de baja con magnitud de 49.743 kA, El disyuntor de estado sólido B02-T2500 (Feeder02) actúa primero despejando la falla a los 0.04 segundos, este a su vez se encuentra coordinado con las protecciones de los grupos electrógenos.

En el reporte de coordinación de protecciones de la tabla 4.11 se muestra la secuencia de accionamiento de las protecciones para la falla trifásica y monofásica simulada para el estudio.

Tabla 4. 11.- Reporte de secuencia de operación de protecciones para una falla trifásica y monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR

The image contains two screenshots of software output reports. The top screenshot is titled '3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BusF2' and shows a table with columns: Time (ms), ID, If (kA), T1 (ms), T2 (ms), and Condition. The data rows are: Feeder02 (44,0 ms, 31,848 kA), B-G11-CA (701 ms, 8,274 kA), B-G10-WA (713 ms, 8,207 kA), B-G11-CB (1012 ms, 11,02 kA), and B-G10-WB (1511 ms, 5,636 kA). The bottom screenshot is titled 'Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: BusF2' and shows a similar table with data rows: Feeder02 (40,0 ms, 43,519 kA), B-G11-CA (384 ms, 11,181 kA), B-G10-WA (391 ms, 11,074 kA), B-G11-CB (566 ms, 14,731 kA), and B-G10-WB (810 ms, 7,699 kA). Both reports indicate 'Data Rev.: Base', 'Config: Normal', and 'Date: 08-08-2016'.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
44,0	Feeder02	31,848	15,0	44,0	Phase
701	B-G11-CA	8,274	467	701	Phase
713	B-G10-WA	8,207	475	713	Phase
1012	B-G11-CB	11,02	675	1012	Phase
1511	B-G10-WB	5,636	1007	1511	Phase

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40,0	Feeder02	43,519	15,0	40,0	Phase
384	B-G11-CA	11,181	256	384	Phase
391	B-G10-WA	11,074	261	391	Phase
566	B-G11-CB	14,731	378	566	Phase
810	B-G10-WB	7,699	540	810	Phase

Fuente: Reporte Power Etap Versión 6.0

Como se aprecia en la tabla 4.11 al ocurrir una falla trifásica o monofásica en el conductor F2 de conexión del transformador E-10001-TR, los disyuntores de estado sólido B02-T2500 (Feeder02) y B-G10-WA, B-G10-WB, B-G11-CA, B-G11-CB de protecciones de los grupos electrógenos respectivamente se

encuentran adecuadamente coordinados manteniendo una secuencia y tiempos de operación apropiados para la apertura de las protecciones.

4.6 Análisis técnico económico ambiental

El siguiente análisis tiene la finalidad de determinar el costo de inversión total para evaluar la viabilidad de la presente propuesta y establecer si es conveniente o no realizar la inversión económica para su ejecución.

4.6.1.1 Costos de adquisición de equipos

El costo estimado de los disyuntores de estado sólido y fusibles a ser adquiridos se muestran en la tabla 4.12.

Tabla 4. 12.- Costos de adquisición de los nuevos dispositivos de protección eléctrica

ITEM	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA			CANTIDAD	COSTO USD
	TIPO	MARCA	MODELO		
1	Disyuntor trifásico 690V/500A	Siemens	VL630N	1	1250
2	Disyuntor trifásico 690V/630A	Siemens	VL630N	1	1250
3	Disyuntor trifásico 690V/200A	Siemens	Sentron 3VF3	2	1336
4	Elemento fusible Tipo K 15,5kV/30A	Cooper	ELX	1	52,26
5	Elemento fusible Tipo K 15,5kV/20A	Cooper	ELX	1	14,4
A	COSTO TOTAL =				3902,66

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

4.6.1.2 Costo de ingeniería, pre-comisionado y comisionado de los equipos

Para establecer el costo relacionado con el montaje, ajustes y puesta en marcha se estima un tiempo de 7 días con la utilización de 3 trabajadores. En la tabla 4.13 se muestra el desglose por categoría de los trabajadores así como el importe total de

los gastos en salarios relacionados con el montaje de los nuevos equipos de protección eléctrica y ajustes de las protecciones existentes.

Adicional se debe tomar en cuenta el costo de la ingeniería de la propuesta.

Tabla 4. 13.- Costo del pre-comisionado y comisionado de los equipos.

ITEM	Descripción	Cantidad	Costo diario USD	Subtotal USD
1	Ingeniería de diseño, detalle y gestión	1	NA	7000
2	Técnico Senior	1	60	420
3	Técnico Junior	1	40	280
4	Electricista B	1	26	182
SUBTOTAL =				7882
Imprevistos (5%) =				394,1
B	COSTO TOTAL			9158,1

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago.

4.6.1.3 Inversión total

El coto general de inversión de la propuesta se determina mediante la sumatoria de los gastos deducidos anteriormente, para ello se utiliza la siguiente ecuación.

$$\mathbf{Inv = C_A + C_B} \qquad \mathbf{Ec. 4.1}$$

Donde:

Inv= Inversión total, (\$)

C_A = Costo total de adquisición de equipos, (\$)

C_B =Costo total ingeniería, pre-comisionado y comisionado de los equipos, (\$)

$$\mathbf{Inv = 3902,66 + 9158.1}$$

$$\mathbf{Inv = 13060,76 \text{ Dólares.}}$$

4.6.1.4 Depreciación y recuperación de la inversión

La depreciación de los equipos de la propuesta para un periodo de 10 años se realizara con una tasa del 10% por cada año a partir del momento en que se realice la compra, como se muestra la tabla 4.14.

Tabla 4. 14.- Depreciación de los equipos

AÑOS	%DEPR.	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS A DEPRECIAR					TOTAL DEPRECIACIÓN ANUAL
		Disyuntor 3ø, 500A Siemens VL630N	Disyuntor 3ø, 630A Siemens VL630N	Disyuntores 3ø, 200A Siemens Sentron 3VF3	Elemento fusible Tipo K 15,5kV/30A, Cooper ELX	Elemento fusible Tipo K 15,5kV/20A, Cooper ELX	
0	10	200,00	1250,00	1336	52,26	14,4	2852,66
1	10	180,00	1125,00	1202,40	47,03	12,96	2567,39
2	10	162,00	1012,50	1082,16	42,33	11,66	2310,65
3	10	145,80	911,25	973,94	38,10	10,50	2079,59
4	10	131,22	820,13	876,55	34,29	9,45	1871,63
5	10	118,10	738,11	788,89	30,86	8,50	1684,47
6	10	106,29	664,30	710,01	27,77	7,65	1516,02
7	10	95,66	597,87	639,00	25,00	6,89	1364,42
8	10	86,09	538,08	575,10	22,50	6,20	1227,98
9	10	77,48	484,28	517,59	20,25	5,58	1105,18
10	10	69,74	435,85	465,83	18,22	5,02	994,66

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

Para determinara en forma adecuada la depreciación se debe calcular lar rentas que se obtienen con la implementación de la propuesta.

Los datos que se utilizan son del año 2015, donde el costo de producción de 1barril de crudo es de 14 dólares para Consorcio Petrosud Petroriva, mientras que el precio de venta al estado Ecuatoriano estipulado en el contrato es de 29 dólares.

Para el cálculo también se utilizara el reporte de producción anual y registro de shutdown del centro de generación del Consorcio Petrosud Petroriva expuestos en el **Anexo E**.

Para calcular las pérdidas de producción por fallas eléctricas se emplea las siguientes ecuaciones.

$$T_p = p * t$$

Ec. 4.2

Donde:

T_p = Barriles perdidos anuales

p = Productividad promedio/24h

t = Tiempo de afectación, (h)

$$T_p = \frac{4604 \text{ Bls}}{24h} \times 15h$$

$$T_p = 2877.5 \text{ Bls}$$

En la tabla 4.15 se muestra el ahorro obtenido con la implementación de la propuesta.

Tabla 4. 15.- Determinación del ahorro obtenido con la implementación de la propuesta.

2015 Mes	Producción mensual BPPD		Costo producción - Precio de venta de un barril (USD)	Costos producción (USD)		Ahorro mensual
	Sin implementar propuesta	Implementada la propuesta		Sin implementar propuesta	Implementada la propuesta	
Enero	140333,56	140573,35	15,00	2105003,40	2108600,28	3596,88
Febrero	135392,02	135631,81	15,00	2030880,30	2034477,18	3596,87
Marzo	148798,03	149037,82	15,00	2231970,45	2235567,33	3596,88
Abril	144605,47	144845,26	15,00	2169082,05	2172678,93	3596,88
Mayo	144592,86	144832,65	15,00	2168892,90	2172489,78	3596,88
Junio	137349,93	137589,72	15,00	2060248,95	2063845,83	3596,87
Julio	141189,64	141429,43	15,00	2117844,60	2121441,48	3596,88
Agosto	138746,26	138986,05	15,00	2081193,90	2084790,78	3596,87
Septiembre	133865,17	134104,96	15,00	2007977,55	2011574,43	3596,87
Octubre	118235,58	118475,37	15,00	1773533,70	1777130,58	3596,88
Noviembre	136538,84	136778,63	15,00	2048082,60	2051679,48	3596,87
Diciembre	137715,9	137955,69	15,00	2065738,50	2069335,38	3596,87
Ahorro total anual=						43162,50

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

En la tabla 4.15 se puede apreciar que mediante la implementación de la propuesta se tiene un ahorro anual de 43162,50 dólares.

4.6.1.5 Análisis financiero de la propuesta

Para el análisis financiero de la propuesta se emplearon tres métodos los mismos que son:

- Método del Valor Actual Neto (VAN)
- Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Método del Periodo de Recuperación de Capital (PRC)

Según los datos del Banco Central del Ecuador a determinado que la tasa de interes activa anual promedio es de 8,33%, este valor sera la tasa de descuento a ser tomado en cuenta para el analisis de los metodos anteriormente mencionados.

Además se debe considerar que la Tasa de Retorno Mínima Aceptable (TRMA%) para proyectos de mejoramiento o equipamiento industrial es del 10% anual.

4.6.1.6 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Permite evaluar la rentabilidad de la propuesta mediante la diferencia matemática que existe entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual

El VAN se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde:

V_t = Flujos de caja en cada periodo t, (\$)

k = Tasa de interés, (%)

I_0 = Inversión inicial, (\$)

t = Periodo en años.

De la tabla 4,16 se tiene:

$$VAN = \$ 272.301,23$$

Como el $VAN > 0$ la propuesta es rentable considerando un periodo de 10 años.

4.6.1.7 Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR indica la factibilidad del proyecto, si el proyecto de inversión es o no rentable. Es decir indica el beneficio neto que proporciona la inversión en función de un porcentaje anual, igualando el valor actual de los costos y beneficios ($VAN = 0$).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad \text{Ec. 4.4}$$

De la tabla 4,16 se tiene:

$$\begin{aligned} \text{TIR} &= 330,47\% \text{ anual} \\ \text{TIR} &= 27,54\% \text{ mensual} \end{aligned}$$

Como la $TIR > TRMA$ la propuesta es muy rentable

4.6.1.8 Cálculo del Periodo de Recuperación de Capital (PRC)

Es el periodo de tiempo en el que se recupera el capital total invertido, se determina a partir de la siguiente ecuación.

$$PR = n = - \frac{\ln\left(\frac{A-I_0i}{A}\right)}{\ln(1+i)} \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

A = Ganancia mensual, (\$)

i = Tasa de interés mensual, (%)

I_0 = Inversión inicial, (\$)

n = Número de meses de recuperación de la inversión

De la tabla 4,16 se tiene:

$$\text{PCR} = 0,303 \text{ años}$$

El resultado nos indica que el capital total invertido se recupera en 3 meses con 19 días, por ende la propuesta es rentable.

Tabla 4. 16.- Cálculo del VAN, TIR y Periodo de Recuperación (PR)

Tasa de descuento anual:	8,33%
Ahorro mensual:	\$3 596,88
Ahorro anual:	\$43162,50
Inversión inicial:	\$13060,76
Período (años)	Flujo de fondos anual
0	-\$13 060,76
1	\$43 162,50
2	\$43 162,50
3	\$43 162,50
4	\$43 162,50
5	\$43 162,50
6	\$43 162,50
7	\$43 162,50
8	\$43162,50
9	\$43 162,50
10	\$43 162,50
Valor Actual Neto (VAN):	\$ 272 301,23
VAN>0	Proyecto rentable
Tasa Interna de Retorno (TIR) anual:	330,47%
Tasa Interna de Retorno (TIR) mensual:	27,54%
TIR > TRMA (10%)	Proyecto rentable
Periodo Recuperación de Capital (PRC)	0,303 años
Periodo Recuperación de Capital (PRC)	3meses y 19 días

Elaborado por: Estrella Cevallos Ricardo Santiago

CONCLUSIONES

- Mediante el presente estudio se diseñó un sistema de coordinación de protecciones eléctricas apropiado garantizando de esta manera un funcionamiento continuo del sistema eléctrico de potencia, mediante el ajuste adecuado de los dispositivos de protección, manteniendo una secuencia y tiempos de operación apropiados para la apertura de las protecciones al ocurrir una falla trifásica o monofásica por ser la primera de mayor corriente que circulación en el sistema y la segunda por tener un porcentaje mayor de ocurrencia.
- El diagnóstico y análisis técnico realizado en el sistema eléctrico de potencia permitió establecer que el ajuste actual de los dispositivos de protección no son los adecuados se debe realizar acciones inmediatas reajustando de las mismas, además los reconectores existentes en el lado de alta de los transformadores de la subestación no se encuentran habilitados siendo de vital importancia la calibración y puesta en operación.
- La simulación y modelación del sistema eléctrico de potencia mediante el software Etap 6.0 permitió determinar que las pérdidas de energía en el sistema no sobrepasan los límites preestablecidos en la regulación de CONELEC – 004/01 y la Norma Americana ANSI C84.1, además mediante el análisis de cortocircuitos y coordinación de protecciones se determinó una correcta disposición de equipos necesarios de protección y sus ajustes adecuados.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis financiero, se concluye que la propuesta es factible puesto que el capital total invertido se recupera en un periodo de 3 meses con 19 días, con un ahorro anual de 43162,49 dólares.

RECOMENDACIONES GENERALES.

- Cuando un pozo entra a reacondicionamiento y el equipo BES es cambiado por uno de mayor o menor potencia se debe actualizar la configuración de las protecciones del equipo, puesto que la planteada se fundamenta en las características del existente.
- Se debe cambiar el modo de operación del grupo electrógeno de *modo Base* a *modo Isochronous*, con este cambio el sistema aumentara su potencia rodante y los grupos electrógenos trabajaran sobre el 40% de carga recomendado por el Fabricante sin afectar a su funcionamiento mecánico.
- Se recomienda regular los Taps de los transformadores elevadores **E-10001-TR** / **E-10002-TR** ubicados en la subestación y en los transformadores reductores **E-10101-TR** / **E-11001-TR** / **E-11302-TR** ubicados en los pozos del campo Pindo para mejorar el porcentaje de pérdidas de tensiones según análisis de flujo de carga realizado, a pesar que actualmente el porcentaje de pérdidas no sobrepasan los límites preestablecidos en la regulación de CONELEC – 004/01 y la Norma Americana ANSI C84.1.

BIBLIOGRAFÍA.

1. ANSI/IEEE Std 141 (1993). IEEE Prácticas recomendadas para distribución de potencia eléctrica en plantas industriales.
2. Bassanezi R. y Bimbengut M. (1997). Modelación matemática: Una antigua forma de investigación – un nuevo método de enseñanza en Número. Revista de didáctica de las matemáticas № 32, 13-25.
3. Díaz Santiago, Ludizaca Juan (2010). Coordinación del sistema de protecciones del alimentador 124 de la empresa eléctrica Azogues C.A. Considerando la incorporación de la red subterránea en el centro histórico de la ciudad, Ecuador.
4. Empresa Eléctrica Quito E.E.Q.S.A (2014). Normas para sistemas de distribución-Parte A, Guía para diseño de redes de distribución.
5. NORMA IEEE 80-200 (2006). Guía para la puesta a tierra en una subestación de C.A.
6. Norma ANSI C84.1 (1989).Sistemas de energía eléctrica y equipos - tensiones nominales (60hz).
7. Samuel Ramírez Castaño (2013). Protección de sistemas eléctricos. 1^{ra} Edición. Universidad Nacional de Colombia – Manizales, p.73, 76.
8. Richard Roeper (1985). Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas Siemens 2^a. Edición, Editorial S.A. MARCOMBO, Erlangen
9. REGULACION No. CONELEC – 004/01(2001).Calidad del servicio eléctrico de distribución.
10. Steven S.S. (1951). Mathematics, measurement and Psychophysics. Nueva York. Wiley
11. V. Mera, S. Escudero, R. Suarez (2011). Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos Computarizados Aplicados a la Central Térmica de Generación Álvaro Tinajero.
12. Banco Central del Ecuador (2015). Indicadores económicos, de <https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/754>
13. E. Milá, J.M. Giró (2000).Cuaderno Técnico № 158, Cálculo de corrientes de cortocircuito, de:

http://www.schneider_electric.com.ar/documents/recursos/cuadernostecnicos/ct1581.pdf.

14. Francisco M. Gonzalez-Longatt (2008). Intruducción a los Sistemas de Potencia, de http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf
15. Fluke (2012), Fluke 435 serie II Analizadores de energía y calidad de potencia trifásica, manual de uso. Recuperado en: http://assets.fluke.com/manuals/F430-II_umspa0100.pdf.
16. Jesús Ferrer. I.U.T.A. (2010). Conceptos básicos de Metodología de la investigación, de <http://metodologia02.blogspot.com/p/metodos-de-la-investigacion.html>.
17. Suero D. José A. (2006). Contribuciones a la Coordinación de los Relés de Protección de Redes Eléctricas, Tesis Universidad de Vigo Departamento de Ingeniería Eléctrica, Vigo España, p.8, de <http://webs.uvigo.es/ediaz/publicaciones/TESIS-Sueiro.pdf>

ANEXOS

ANEXO A. DIAGRAMAS DE CONEXIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÓDULOS WOODWARD'S EASYGEN-3200/3500™ DE SINCRONIZACIÓN Y PROTECCIÓN GRUPOS ELECTRÓGENOS.

ANEXO B. VALORES MEDIDOS DE PUESTAS A TIERRA TANTO DE ESTRUCTURAS Y TRANSFORMADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO PETROLERO.

ANEXO C. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO PETROLERO PINDO DEL CONSORCIO PETROSUD PETRORIVA.

ANEXO D. CURVAS COORDINACIÓN DE PROTECCIONES TIEMPO-CORRIENTE Y REPORTE DE SECUENCIA DE OPERACIÓN PARA UNA FALLA TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA.

ANEXO E. REPORTE DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y REGISTRO DE SHUTDOWN DEL CENTRO DE GENERACIÓN DURANTE AÑO 2015.

ANEXO F. CARTA DE AUTORIZACIÓN DEL CONSORCIO PETROSUD-PERORIVA.

ANEXO G. VALIDACIÓN DE TRES (3) EXPERTOS PROPUESTA E INSTRUMENTOS