REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SHELTER MODULAR DE POTENCIA PARA MONITOREO, OPERACIÓN Y CONTROL EN UNA ISLA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DEL SECTOR AMAZÓNICO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

IPIALES ANGAMARCA ZAIRA LOURDES
zairi_mct@hotmail.com

MORALES PASTRANO FERNANDO VINICIO
fermorales233@gmail.com

DIRECTOR: Ing. LUIS ELÍAS TAPIA CALVOPIÑA
luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, Julio 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Zaira Lourdes Ipiales Angamarca y Fernando Vinicio Morales Pastrano declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____ _____

ZAIRA IPIALES ANGAMARCA FERNANDO MORALES PASTRANO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Zaira Lourdes Ipiales Angamarca y Fernando Vinicio Morales Pastrano, bajo mi supervisión.

Ing. LUIS TAPIA

Director del Proyecto

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida, salud y fortaleza para seguir cada día adelante, y cumplir mis metas anheladas.

Al Ing. Luis Tapia por su apoyo y paciencia para el desarrollo del presente proyecto de Titulación.

A mi gran amigo y compañero Fernando porque por todo el apoyo y sobre todo por su linda amistad

Y a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron para la realización de este proyecto.

Zaira Ipiales

AGRADECIMIENTO

A la prestigiosa facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, de donde me llevo una gran fuente de conocimiento.

Al Ing. Luis Tapia por su valioso aporte para la culminación de este proyecto de Titulación.

A mi compañera Zairita por su apoyo incondicional.

.

Fernando Morales

DEDICATORIA

A mis padres por su apoyo y amor incondicional, y sobre todo por sus sabios y oportunos consejos.

A mis hermanos Xavier, Juan y Geova quienes han sido mi ejemplo a seguir.

A mis amigos que siempre estuvieron apoyándome en las buenas y malas, con quienes he pasados una de las mejores etapas de mi vida y los más hermosos recuerdos.

Y en especial a dos personas que fueron, son y siempre serán muy especiales en mi vida a mi tía Celia y a Carlitos M.

Zairy

DEDICATORIA

A mis padres queridos Jorge y Mariana, por su incondicional apoyo en todas las etapas de mi vida.

A mis estimados compañeros con quienes pasamos inolvidables momentos.

Fernando

CONTENIDO

DECLARACIÓN ..... **II**
CERTIFICACIÓN ..... **III**
AGRADECIMIENTO ..... **IV**
DEDICATORIA ..... **VI**
CONTENIDO ..... **VIII**
LISTA DE FIGURAS ..... **XXI**
LISTA DE TABLAS ..... **XXV**
RESUMEN ..... **XXVIII**
PRESENTACIÓN ..... **XXIX**
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES **1**
1.1 INTRODUCCIÓN 1
1.2 OBJETIVOS 1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL 1
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 1
1.3 ALCANCE 2
1.4 JUSTIFICACIÓN 3
1.5 DENIFICIONES GENERALES 4
1.5.1 DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA 4
1.5.2 CÓDIGOS Y NORMAS APLICADAS 5
CAPÍTULO 2: ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA PARA EL SHELTER **6**
2.1 INTRODUCCIÓN 6
2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN 6
2.2.1 EXPLORACIÓN PETROLERA 7
2.2.2 PERFORACIÓN PETROLERA 7

2.2.3 EXTRACCIÓN 8

2.2.4 REFINACIÓN DEL PETRÓLEO 8

2.2.5 PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL SECTOR AMAZÓNICO..... 8

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 11

2.3.1 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES..... 12

2.3.2 VARIADORES DE FRECUENCIA 14

2.3.3 TRANSFORMADORES 15

2.3.4 SWITCHGEARS 15

2.3.5 CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (MCC)..... 16

2.3.6 SERVICIOS AUXILIARES 16

2.4 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ETAP 7.1. 17

2.4.1 CONFIGURACIÓN DE LOS EQUIPOS EN ETAP 7.1 [2]..... 17

2.4.2 ESCENARIO DE ESTUDIO 23

2.5 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA [1] 24

2.5.1 FLUJOS DE POTENCIA..... 24

2.5.2 PROBLEMAS DE FLUJOS DE POTENCIA..... 25

2.5.3 SIMULACIÓN DEL flujos de potencia en ETAP 7.1..... 28

2.5.3.1 Configuración para el Flujo de Potencia [2] 28

2.5.4 RESULTADOS..... 30

2.6 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS [1] 32

2.6.1 TIPOS DE CORTOCIRCUITO 32

2.6.1.1 Cortocircuito Trifásico 32

2.6.1.2 Cortocircuito Fase-Tierra 33

2.6.1.3 Cortocircuito Fase-Fase 34

2.6.1.4 Cortocircuito Fase-Fase- Tierra 35

2.6.2 SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS EN ETAP 7.1. [2] 36

2.6.2.1 Análisis de Cortocircuito Norma - ANSI & IEEE 37

2.6.2.1.1 Análisis de Red de ½ Ciclo 38

2.6.2.1.2 Análisis de Red de 1-½ A 4 Ciclos 38

2.6.2.1.3 Análisis de Red de 30 Ciclos (Estado Estable) 38

2.6.2.2 Análisis de Cortocircuito Norma - IEC 38

2.6.3 RESULTADOS 40

2.6.3.1 Norma ANSI 40

2.6.3.2 Norma IEC 41

2.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS 42

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y ESPECIFICACIÓN DE DATASHEET DE EQUIPOS ELÉCTRICOS 43

3.1. INTRODUCCIÓN 43

3.2. EQUIPOS DEL SHELTER MODULAR DE POTENCIA 43

3.3. ÁREAS CLASIFICADAS [3] 44

3.4. CONDICIONES AMBIENTALES 46

3.5. ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS DE POTENCIA 47

3.5.1. ESPECIFICACIÓN DE SWITCHGEAR DE MEDIO VOLTAJE 47

3.5.1.1. Normas Aplicables 47

3.5.1.2. Condiciones de Servicio 48

3.5.1.2.1. Condiciones Ambientales 48

3.5.1.2.2. Condiciones de Operación 49

3.5.1.3. Características de las Celdas del Switchgear 49

3.5.1.4. Características Constructivas 51

3.5.1.4.1. Pérdida de la Continuidad del Servicio 52

3.5.1.4.2. Divisiones y Naturaleza de las barreras 52

3.5.1.4.3. Seguridad personal (en caso de arco interno) 53

3.5.1.4.4. Clasificación basada en consecuencias del arco interno en la seguridad de las personas 53

3.5.1.5. Tipo de Celdas del Switchgear 54

3.5.1.5.1. Celda de Entrada/ Salida de Transformador 54

3.5.1.5.2. Celda Acopladora de Barras 55

3.5.1.5.3. Celda de Remonte o Transición 55

3.5.1.5.4. Celda de Salida 56

3.5.1.5.5. Celda Servicios Auxiliares (SS/AA) 56

3.5.1.5.6. Celda de Medida 56

3.5.1.6. Características Eléctricas Nominales 57

3.5.1.6.1. Nivel de Voltaje 57

3.5.1.6.2. Nivel de Aislamiento 57

3.5.1.6.3. Corriente Nominal en Servicio Continuo 58

3.5.1.6.4. Corriente de Corta Duración 58

3.5.1.7. Características Generales 58

3.5.1.7.1. Señalización y Alarmas 58

3.5.1.7.2. Placas de Identificación 59

3.5.1.7.3. Pintura y Galvanizado 59

3.5.1.8. Pruebas 59

3.5.1.8.1. Pruebas Tipo 59

3.5.1.8.2. Pruebas de Rutina 60

3.5.1.9. Datasheet Switchgear 60

3.5.2. ESPECIFICACIÓN MCC 480V 61

3.5.2.1. Norma Aplicables 62

3.5.2.2. Seguridad 62

3.5.2.3. Condiciones de Servicio 63

3.5.2.4. Especificaciones Generales 63

3.5.2.5. Características de Construcción 64

3.5.2.5.1. Secciones verticales 64

3.5.2.5.2. Puertas 64

3.5.2.5.3. Barras principales y derivadas 64

3.5.2.5.4. Barras de tierra 65

3.5.2.5.5. Interruptores en aire electromagnéticos 65

3.5.2.5.6. Envolvente 65

3.5.2.6. Pruebas 66

3.5.2.7. Transporte 66

3.5.2.8. Datasheet 66

3.5.3. ESPECIFICACIÓN DE CIRCUIT BREAKERS 67

3.5.3.1. Normas Aplicables 67

3.5.3.2. Condiciones de Servicio 68

3.5.3.2.1. Condiciones Ambientales 68

3.5.3.2.2. Condiciones de Operación 68

3.5.3.3. Características Eléctricas 69

3.5.3.4. Categoría de Utilización 71

3.5.3.5. Tipos de Circuit Breakers 71

3.5.3.5.1. En Aceite 71

3.5.3.5.2. SF6 72

3.5.3.5.3. Soplo de Aire 72

3.5.3.5.4. En Vacío 72

3.5.3.6. Características Constructivas 73

3.5.3.7. Características Generales 73

3.5.3.7.1. Placa de Identificación 73

3.5.3.7.2. Placa Diagramática 74

3.5.3.7.3. Pintura y Galvanizado 74

3.5.3.8. Pruebas 74

3.5.3.8.1. Pruebas Tipo 74

3.5.3.8.2. Pruebas de Rutina 74

3.5.3.9. Datasheet Breakers 75

3.5.4. ESPECIFICACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN 76

3.5.4.1. Norma y Estándares 77

3.5.4.2. Condiciones de Servicio 78

3.5.4.2.1. Condiciones Ambientales 78

3.5.4.2.2. Condiciones de Operación 78

3.5.4.3. Características Técnicas y Funcionales de los Relés de Protección 79

3.5.4.3.1. Protecciones de sobre corriente (50, 51) 79

3.5.4.3.2. Protecciones de sobre corriente restringida (51R) 79

3.5.4.3.3. Protecciones de falla a tierra (desbalance) (50N, 51N, 50g, 51g, 64). 80

3.5.4.3.4. Protecciones de voltaje (27, 59) 80

3.5.4.3.5. Protección de potencia inversa (32) 80

3.5.4.3.6. Protección de sobre corriente frenado por voltaje (51V) 80

3.5.4.3.7. Protección direccional de sobre corriente (67) 81

3.5.4.3.8. Protección de sobrecarga (49) 81

3.5.4.3.9. Protección de baja y sobre frecuencia (81U, 81O, 81I) 81

3.5.4.3.10. Protección diferencial (87) 82

3.5.4.3.11. Funciones de protección para transformadores 82

3.5.4.3.12. Funciones de protección para alimentadores 83

3.5.4.3.13. Funciones de protección para servicios auxiliares 84

3.5.4.4. Funciones de Telecontrol y Protocolos de Comunicaciones 85

3.5.4.4.1. Puertos para Automatización 85

3.5.4.5. Medición y Monitoreo 86

3.5.4.6. Señalización e Indicadores 87

3.5.4.7. Requerimientos Generales 87

3.5.4.8. Pruebas y Certificaciones 88

3.5.4.9. Transporte 88

3.5.4.10. Marcas de Relés disponibles en el Mercado 89

3.5.4.11. Datasheet 90

3.5.5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN 91

3.5.5.1. Normas Aplicables 91

3.5.5.2. Definiciones 92

3.5.5.3. Características Generales 92

3.5.5.4. Transformadores de Medida y Protección 93

3.5.5.1.1. Transformadores de corriente 94

3.5.5.1.2. Transformadores de potencial 94

3.5.5.5. Datasheet 95

3.5.6. DISPOSICION DE EQUIPOS 95

3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS 95

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS CONTROL Y COMUNICACIONES 97

4.1. INTRODUCCIÓN 97

4.2. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA SCADA 97

4.3. ELEMENTOS DEL SCADA..... 99

4.3.1. UNIDAD TERMINAL MAESTRA (MTU)..... 99

4.3.2. UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU) 100

4.3.3. DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES IED'S..... 100

4.3.3.1. Programación de un IED 101

4.3.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES 101

4.3.5. HMI (INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA) 101

4.3.5.1. Funcionalidades de un HMI 102

4.3.5.2. Tipos de Software de Supervisión y Control 103

4.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN [8] 103

4.4.1. DNP3 103

4.4.2. IEC 60870 104

4.4.3. MODBUS 105

4.4.4. IEC 61850 105

4.4.4.1. Principales Características:..... 106

4.4.4.2. Servicios 107

4.4.4.3. Modelo Conceptual 108

4.4.4.4. Comunicación de datos con IEC 61850 110

4.4.4.5. Protocolos de comunicación 110

4.4.4.6. Topología de la Red..... 111

4.4.4.7. Medios de Comunicación 112

4.5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE COMUNICACIONES 112

4.6.1. SWITCH PARA REDES IEC 61850 [5] 113

4.6.2. GATEWAY 114

4.6.3. SERVIDOR SNTP 115

4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS 115

CAPÍTULO 5: INSTALACIONES ELÉCTRICAS 117

5.1. INTRODUCCIÓN 117

5.2. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 117

5.2.1. DEFINICIONES 117

5.2.2. CONSIDERACIONES GENERALES 118

5.2.3. PUESTA A TIERRA DE POTENCIA 119

5.2.4. DESARROLLO DEL DISEÑO 120

5.2.4.1. Medición de la Resistividad del Suelo 121

5.2.4.1.1. Mecanismo de Medición: 121

5.2.4.2. Determinación de la corriente de cortocircuito 122

5.2.4.2.1. Ajuste de la corriente de falla 122

5.2.4.3. Cálculo del calibre del conductor 123

5.2.4.4. Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra 126

5.2.4.5. Cálculo de voltaje de Paso y de Toque 129

5.2.4.5.1. Voltaje de paso 130

5.2.4.5.2. Voltaje de toque 131

5.2.5. PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y DE COMUNICACIONES 131

5.3. SISTEMA DE ILUMINACIÓN 132

5.3.1. NORMAS Y ESTÁNDARES 132

5.3.2. DEFINICIONES GENERALES 133

5.3.2.1. Niveles de Iluminación 133

5.3.2.2. Flujo Luminoso 133

5.3.2.3. Iluminancia 133

5.3.2.4. Intensidad Luminosa 133

5.3.2.5. Luminancia 134

5.3.3. CRITERIOS DE DISEÑO 134

5.3.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE LUMINARIA 134

5.3.5. NIVELES DE ILUMINACIÓN. 135

5.3.6. CÁLCULOS DE ILUMINACIÓN POR SIMULACIÓN. 136

5.4. SISTEMA CONTRA INCENDIOS 140

5.4.1. NORMAS Y ESTÁNDARES DE REFERENCIA 140

5.4.2. CLASES DE FUEGOS 141

5.4.3. ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS 141

5.4.3.1. Características de los materiales 142

5.4.3.2. Características generales del sistema de detección y alarma temprana de incendio 143

5.4.3.3. Características generales del sistema de supresión de incendio 143

5.4.3.4. Sistema de Supresión 143

5.4.3.5. Panel Principal de Control 145

5.4.3.6. Especificación 145

5.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS 146

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS TECNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SHELTER DE POTENCIA. 148

6.1. INTRODUCCIÓN [9], [10] 148

6.2. DEFINICIONES GENERALES 148

6.3. METODOS EMPLEADOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO 150

6.3.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN) 150

6.3.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 151

6.3.3. RELACIÓN BENEFICIO COSTO 152

6.4. INGRESOS DE UNA ISLA DE PRODUCCIÓN 154

6.5. EGRESOS DEL PROYECTO 156

6.6. FLUJO DE CAJA 158

6.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS 159

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 162

7.1. CONCLUSIONES 162

7.2. RECOMENDACIONES 165

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 167

ANEXO 1 169

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO 169

ANEXO 2 170

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA 170

ANEXO 3..... 174

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 174

ANEXO 4..... 182

DATASHEET SWITCHGEARS 182

ANEXO 5..... 196

DATASHEET MCC 480 V 196

ANEXO 6..... 198

DATASHEET SWITCH DE COMUNICACIÓN 198

ANEXO 7..... 200

PLANO DISPOSICIÓN DE EQUIPOS 200

ANEXO 8..... 201

MALLA DE PUESTA A TIERRA..... 201

ANEXO 9..... 202

PLANO DE ILUMINACIÓN Y TOMACORRIENTES..... 202

ANEXO 10..... 203

PLANO DE RUTA DE BANDEJAS..... 203

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Representación de capas de perforación 7

Figura 2.2 Producción Nacional de Petróleo 9

Figura 2.3 Producción Promedio Mensual de Petróleo 10

Figura 2.4 Resumen Producción Diaria de Petróleo..... 11

Figura 2.5 Diagrama Unifilar General 12

Figura 2.6 Componentes de un sistema de bombeo 13

Figura 2.7 Configuración de un Generador 18

Figura 2.8 Configuración de un Transformador 19

Figura 2.9 Configuración de un Circuit Breaker..... 19

Figura 2.10 Configuración de una Barra..... 20

Figura 2.11 Configuración de un Motor 21

Figura 2.12 Configuración de un Relé 21

Figura 2.13 Configuración de una Carga General 22

Figura 2.14 Configuración de un Variador..... 22

Figura 2.15 Configuración de un Cable 23

Figura 2.16 Barra de Funciones del ETAP 7.1 (Flujo de Potencia) 28

Figura 2.17 Barra de Casos de Estudios del ETAP 7.1..... 28

Figura 2.18 Configuración para Flujos de Potencia ETAP 7.1..... 29

Figura 2.19 Barra de herramientas para Flujos de Potencia ETAP 7.1 29

Figura 2.20 Conexión del equivalente de Thevenin de la rede de secuencia positiva para simular una falla trifásica en la barra k del sistema..... 33

Figura 2.21 Conexión de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para simular una falla monofásica de fase a en la barra k del sistema. 34

Figura 2.22 Conexión de los equivalentes de Thévenin de secuencias positiva y negativa para una falla línea a línea entre las fases b y c en la barra k del sistema 35

Figura 2.23 Conexión de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para una falla bifásica a tierra de las fases b y c de la barra k del sistema..... 36

Figura 2.24 Barra de funciones del ETAP 7.1 (Cortocircuitos) 37

Figura 2.25 Barra de Cortocircuitos Norma ANSI ETAP 7.1..... 37

Figura 2.26 Barra de Cortocircuitos Norma IEC ETAP 7.1 39

Figura 2.27 Componentes de la corriente de cortocircuito lejos de la generación 39

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Puesta en sitio de un Shelter..... 44

Figura 3.2 Celda de entrada/salida de Transformador 54

Figura 3.3 Celda Acopladora 55

Figura 3.4 Celda Servicios Auxiliares 56

Figura 3.5 Celda de Medida 57

Figura 3.6 Sistema eléctrico típico donde se identifican las diferentes zonas de protección..... 77

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Componente de un Sistema SCADA 97

Figura 4.2 Estructura General HMI 102

Figura 4.3 Vista general de la norma IEC 61850 107

Figura 4.4 Modelo y servicios del estándar IEC 61850 (Referencia Seminario IEC 61850 OMICROM) 108

Figura 4.5 Designación de parámetros 109

Figura 4.6 Modelo de información conceptual 109

Figura 4.7 Grupos Lógicos Norma IEC 61850 110

Figura 4.8 Protocolos de Comunicación 110

Figura 4.9 Estructura Gateway 114

CAPÍTULO 5

Figura 5.1 Esquema de puesta a tierra de potencia 120

Figura 5.2 Distribución de electrodos para el Método Wenner [6] 121

Figura 5.3 Medición de resistencia de puesta a tierra Método Wenner 121

Figura 5.4 Valores típicos del Factor de Decremento. 123

Figura 5.5 Coeficientes k1 y k2 de la fórmula de Schwarz [6] 127

Figura 5.6 Voltajes de paso y toque 129

Figura 5.7 Ubicación de luminarias en el Cuarto de Potencia 137

Figura 5.8 Isocurvas y niveles de luxes en el Cuarto de Potencia 137

Figura 5.9 Reporte de Iluminación..... 138

CAPÍTULO 6

Figura 6.1 Tasa Interna de Retorno..... 152

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1 Características de las Bombas Electrosumergibles 13

Tabla 2.2 Características de los Transformadores 15

Tabla 2.3 Servicios Auxiliares del MCC-01 16

Tabla 2.4 Demanda de Transformadores 30

Tabla 2.5 Demanda de Alimentadores 30

Tabla 2.6 Perfiles de Voltaje 31

Tabla 2.7 Resultados Cortocircuitos Norma ANSI 40

Tabla 2.8 Resultados Cortocircuitos Norma IEC 41

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Clasificación de sustancias [3] 46

Tabla 3.2 Condiciones ambientales Región Amazónica 46

Tabla 3.3 Grados de Protección IP, Primer dígito 50

Tabla 3.4 Grados de Protección IP, Segundo dígito 50

Tabla 3.5 Características de Celdas de acuerdo a la continuidad de servicio 52

Tabla 3.6 Clasificación Celdas de acuerdo al mantenimiento 52

Tabla 3.7 Clasificación Celdas relacionada con la seguridad personal 53

Tabla 3.8 Clasificación Celdas basada en el Arco Interno 53

Tabla 3.9 Niveles de Voltaje 57

Tabla 3.10 Niveles de Aislamiento 58

Tabla 3.11 Datasheet Switchgear 61

Tabla 3.12 Datasheet MCC 67

Tabla 3.13 Datasheet Circuit Breaker 75

Tabla 3.14 Alimentación de Relés con Corriente Alterna 78

Tabla 3.15 Alimentación de Relés con Corriente Continua 79

Tabla 3.16 Protecciones Estándar para Transformadores 82

Tabla 3.17 Protecciones para alimentadores de distribución principal (Feeders) 83

Tabla 3.18 Protecciones para servicios auxiliares 84

Tabla 3.19 Número de entradas típicas para TC's y TP's. 85

Tabla 3.20 Relés de Protección de ABB 89

Tabla 3.21 Relés de Protección de SIEMENS 89

Tabla 3.22 Relés de Protección de SCHNEIDER 89

Tabla 3.23 Relés de Protección de General Electric 90

Tabla 3.24 Datasheet Relé de Protección 90

Tabla 3.25 Datasheet Equipo de Medición 95

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Constantes de los materiales del conductor de puesta a tierra [6] 125

Tabla 5.2 Niveles de Iluminación Norma API RP 540 (Tabla 4) 136

Tabla 5.3 Características del Sistema Contraincendios 146

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1 Consideraciones del VAN 151

Tabla 6.2 Producción Anual en una Isla 155

Tabla 6.3 Ingresos Anuales en una Isla de Producción 156

Tabla 6.4 Costos del Proyecto 156

Tabla 6.5 Egresos Anuales en una Isla de Producción 157

Tabla 6.6 Flujo de Caja 158

Tabla 6.7 Resultados de los Índices de Rentabilidad 161

RESUMEN

El presente Proyecto de Titulación tiene como objetivo el Diseño para la implementación de un Shelter Modular de potencia en el sector Amazónico.

Como punto de partida se estima la demanda de energía requerida por los equipos eléctricos de una isla de producción típica del sector Amazónico en base a la producción diaria de barriles de crudo. A continuación se describe el sistema eléctrico que se encuentra conformado por Switchgears, MCC, Transformadores, Bombas electrosumergibles, Variadores de Frecuencia, y que en conjunto con sistemas de control, instrumentación, telecomunicaciones, permiten la producción de crudo.

Con la ayuda del Software ETAP Versión 7.1 se realiza la modelación del sistema eléctrico, con el fin de realizar un estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, de tal forma que se puedan determinar las capacidades de corriente, voltaje, cortocircuito de los equipos eléctricos considerados en la modelación, en base a normas y estándares.

De los resultados de los estudios eléctricos se procede a la especificación de los Datasheets de Switchgears, MCC en base a normas ANSI, IEC, NEMA y requerimientos adicionales como la protección al Arco Interno. También se especifica los equipos de protección (IED's) que deben poseer las funcionalidades necesarias para proteger a los equipos eléctricos de cortocircuitos, además de contar con los protocolos eléctricos de comunicación actuales, dando mayor prioridad al protocolo IEC 61850.

Se especifica el sistema de puesta a tierra en base a la Norma IEEE Std. 80 para protección de los equipos del Shelter de potencia. Adicional se realiza el diseño del sistema de iluminación interna del Shelter, y la especificación del sistema contra incendios.

Finalmente, se complementa la parte técnica con un análisis de los costos que implica el diseño y la futura implementación del Shelter Modular de Potencia.

PRESENTACIÓN

Este trabajo está conformado por 7 capítulos los mismos que son descritos brevemente en los siguientes párrafos:

Capítulo 1: Se describen los objetivos, alcances y justificación del proyecto de titulación. Además se mencionan las principales normas vigentes que servirán como referencia para el desarrollo del proyecto, por último se realiza una breve descripción de las principales terminologías empleadas en el presente proyecto.

Capítulo 2: Se definen las funcionalidades de un Shelter de potencia, y los equipos eléctricos que son considerados en el proceso de extracción de petróleo.

Se establece la demanda típica de una isla de producción del sector amazónico y se define el escenario de estudio donde se consideran los equipos eléctricos que serán instalados en el Shelter de potencia.

Mediante la utilización del software ETAP Versión 7.1, se realizan los estudios de flujos de potencia y cortocircuito en base a normas ANSI e IEC, cuyos resultados permiten establecer parámetros para la especificación de los equipos eléctricos (Switchgears, MCC, Circuit Breaker y otros).

Capítulo 3: Se describe las consideraciones generales para la especificación de Switchgears, MCC, Circuit Breaker, otros, y se hace referencia a las normas vigentes para el efecto. Además se realiza la especificación de los equipos eléctricos a ser implementados en el Shelter de potencia.

Capítulo 4: Se realiza una descripción de las funcionalidades de un sistema Scada y de los principales protocolos eléctricos existentes, además se menciona las características principales de los equipos de comunicaciones y de control. Se describe con mayor detalle las funcionalidades del protocolo IEC 61850 y su aplicación en la automatización de los sistemas eléctricos actuales.

Capítulo 5: Se realiza el diseño del sistema de iluminación interna para el Shelter de Potencia, el diseño del sistema de puesta a tierra en base a la norma IEC Std. 80, por último la especificación del sistema contraincendios para la extinción inmediata de una tentativa de fuego de tal forma de salvaguardar la integridad de las personas y equipos.

Capítulo 6: Se desarrolla un análisis económico que indique los costos que implican el diseño, especificación y futura implementación del Shelter de Potencia.

Capítulo 7: Se realizan las conclusiones y recomendaciones resultado del desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo en América Latina, este recurso está concentrado en la región amazónica, la de más difícil acceso por tratarse de una región selvática. Las actividades de producción requieren grandes inversiones debido a la dificultad de los trabajos y transportación de todos los equipos necesarios para la producción del hidrocarburo.

Debido a la importancia del sector petrolero en nuestro país, existe la necesidad de expandir bloques y locaciones de perforación de pozos de crudo que requieran de facilidades eléctricas para su funcionalidad.

El presente proyecto de titulación está enfocado al diseño de un Shelter Modular de Potencia, el cual contará con los equipos eléctricos necesarios para la distribución de energía hacia diferentes centros de carga.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el diseño y especificaciones técnicas de un Shelter Modular de Potencia, que permita la operación de los sistemas requeridos para la producción de crudo en zonas inaccesibles del sector amazónico, aplicando los estándares internacionales IEC ó ANSI y el protocolo de comunicación IEC 61850.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar la demanda requerida para la implementación de un bloque de producción de crudo.

- Realizar la modelación y el estudio eléctrico requerido para dimensionar y especificar los equipos a utilizarse en el Shelter de potencia, cumpliendo con los estándares de calidad y energía según las normas técnicas ANSI, IEC y certificación UL.
- Especificar los equipos de control y comunicaciones a utilizarse, cumpliendo con la normativa IEC 61850.
- Definir criterios y especificaciones sobre la funcionalidad de un HMI (Interfaz humano-máquina).
- Elaborar los datasheet de todos los equipos tanto eléctricos como de control.
- Realizar los diagramas unifilares y los planos de ubicación de cada uno de los equipos.
- Diseñar el sistema de iluminación y contraincendios del Shelter de Potencia.
- Realizar el Estudio del sistema de puesta a tierra.
- Efectuar el Estudio técnico económico que involucra la implementación del Shelter de potencia.

1.3 ALCANCE

En este proyecto se realizará la ingeniería básica de diseño para la implementación de un Shelter Modular de Potencia, para lo cual se empezará realizando una estimación de la demanda requerida para la implementación de una locación de producción de crudo.

Se realizará los respectivos estudios eléctricos de flujos de potencia y cortocircuitos, mediante cálculos y modelación del sistema en una base de datos en el software ETAP Versión 7.1.

Con los datos de los estudios y mediante las normas internacionales IEC-ANSI se especificará mediante datasheets los Switchgear, Centro de Control de Motores, Transformadores, Relés, Seccionadores , Breakers y demás equipos eléctricos.

Esto servirá como una base para realizar una comparación técnica-económica con diferentes fabricantes proveedores de estos equipos.

Además los equipos a ser utilizados deberán cumplir con el protocolo de comunicación IEC 61850.

En base a la ingeniería conceptual y básica se realizarán los diagramas de ubicación de equipos, ruta de bandejas, diagramas unifilares.

El estudio del sistema de puesta a tierra será diseñado en base a las normas establecidas que brinden protección para salvaguardar la seguridad de las personas y los equipos.

El análisis técnico económico se realizará tomando en cuenta el costo y los beneficios que involucran la implementación del Shelter de potencia.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En la región amazónica del Ecuador se encuentra concentrada la mayor producción de petróleo, por lo que existe una continua expansión de bloques y locaciones para perforación de pozos de crudo que requieren de instalaciones con el equipo adecuado para el proceso de producción.

Dentro del campo de la ingeniería eléctrica se requiere de instalaciones que realicen labores de monitoreo operación y control del sistema, pero debido al difícil acceso en varias de estas locaciones, ya sea por falta de carreteras o por ubicarse en sitios aislados donde es dificultoso el transporte de los equipos, aparece la necesidad de disponer de un Shelter o cuarto de potencia, que brinde las facilidades para que sus partes puedan ser transportadas y armadas de manera rápida.

Con estos antecedentes existe la necesidad de analizar y especificar los componentes del Shelter de potencia, el cual se encontrará equipado con Switchgears, MCC, Transformadores, Relés de Protección, equipos de control y

comunicaciones, sistema de iluminación, sistema contra incendios y otros equipos eléctricos.

Con todas las especificaciones de cada uno de los equipos y con los respectivos estudios que se pretende obtener en este proyecto se podrá implementar con mayor facilidad un Shelter modular de potencia en el sector petrolero que cumpla con normas y estándares de calidad.

1.5 DENIFICIONES GENERALES

1.5.1 DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA

En esta sección se establece las principales definiciones y terminologías a emplearse en el presente proyecto.

Crudo: Petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra.

Bloque de producción: Es un conjunto de locaciones de producción que comparten los mismos costos y los mismos ingresos durante un período de tiempo.

Locación de producción: Lugar donde se realizan tareas específicas de perforación y extracción de crudo para el almacenamiento y procesamiento del mismo.

Switchgear: Equipo eléctrico de maniobra que permiten energizar o desenergizar un circuito o red eléctrica. Este equipo debe estar constituido por elementos tales como interruptores y/o desconectadores que permitan realizar dichas maniobras.

MCC: Centro de control de motores, es un tablero en el que se alojan en compartimientos individuales, los equipos necesarios para el óptimo arranque y protección de motores eléctricos.

UPS: Sistema de alimentación ininterrumpida, aparato eléctrico que proporciona energía de emergencia a una carga cuando la fuente de alimentación de entrada (red eléctrica) falla.

Envolvente: Elemento que proporciona la protección del material contra las influencias externas, protección de las personas contra el acceso a partes peligrosas (partes vivas) y la protección del material contra los efectos nocivos de los impactos mecánicos.

MBPD: Miles de barriles de petróleo diarios.

1.5.2 CÓDIGOS Y NORMAS APLICADAS

En esta sección se hace referencia a los códigos y normas que proporcionarán los criterios de diseño para la especificación de equipos.

- IEC International Electrotechnical Commission
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers
- ANSI American National Standards Institute
- NEMA National Electrical Manufacturers Association
- NEC National Electrical Code
- NFPA National Fire Protection Association
- UL Underwriters Laboratories Inc. Certificación de normas de seguridad
- ICEA Insulated Cable Engineers Association
- IES Illuminating Engineering Society

CAPÍTULO 2: ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA PARA EL SHELTER

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se determina la demanda de la carga y se describe el sistema eléctrico a ser analizado en el presente estudio, los datos e información proporcionados por la empresa Proyectos Integrales del Ecuador PIL S.A. permiten la modelación del sistema eléctrico para el análisis de los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, sirviendo como base para el diseño y especificación del Shelter de Potencia.

Para el análisis de los estudios del sistema eléctrico se utiliza el software ETAP Versión 7.1, que es una herramienta de análisis para el diseño, simulación y operación de la generación, transmisión, distribución y sistemas de potencia.

2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El petróleo es un líquido natural formado por la mezcla de hidrocarburos que resultan de un proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

Para la producción del petróleo se analiza las etapas desde el yacimiento hasta el pozo, y de éste a la superficie, en donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan los hidrocarburos para su posterior utilización. En la Figura 2.1 se muestra las capas que se deben perforar para la extracción del petróleo.

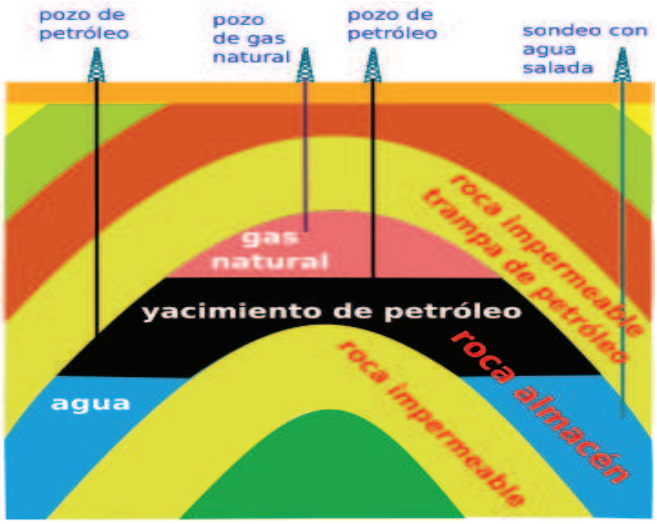


Figura 2.1 Representación de capas de perforación [1]

2.2.1 EXPLORACIÓN PETROLERA

El objetivo de la exploración es la búsqueda y reconocimiento de los sitios en los cuales pudiera haber hidrocarburos acumulados, posteriormente se realizan mapas de las zonas para proporcionar información del espesor, inclinación dirección y naturaleza de los hidrocarburos. Una vez confirmada la presencia de éstos se realizan las estimaciones de sus volúmenes mediante procedimientos matemáticos.

2.2.2 PERFORACIÓN PETROLERA

La perforación se realiza mediante la rotación de una broca de acero o de acero con punta de diamante. Los trozos de roca se sacan del pozo mediante el bombeo de un material llamado lodo que circula a través de una tubería de perforación, este material es una combinación de sustancias químicas y agua que hace subir la roca. Este proceso se realiza por etapas, de tal forma que el ancho del pozo en la superficie debe ser de mayor tamaño que en el fondo, a su vez también se realiza la sedimentación de las paredes con capas de concreto, brindando así una gran consistencia en las paredes del pozo y se evita posibles derrumbes.

---

[1] http://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Archivo:Prospeccion_petroleo.svg&page=1?uselang=es

Dependiendo la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado, como por ejemplo: taladro, tuberías, brocas, malacate, sistema de lodos, sistema de cimentación y motores.

El tiempo de perforación dependerá de la profundidad y las condiciones geológicas del subsuelo, se estima que podría durar entre dos a seis meses.

2.2.3 EXTRACCIÓN

Para la extracción del petróleo se emplean diferentes métodos, entre ellos están: aprovechar el flujo natural, inyectar gas por debajo del nivel del fluido, emplear bombas hidráulicas o eléctricas, etc.

El proceso de extracción depende también si el yacimiento tiene energía propia, es decir generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo, en este caso el petróleo saldrá a la superficie por sí solo, para lo cual se debe instalar en la cabeza del pozo un equipo llamado "cabezal de pozo", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común es mediante la utilización de bombas hidráulicas o eléctricas, estas bombas al ser accionadas succionan el petróleo hacia la superficie.

2.2.4 REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

Para continuar con el proceso de producción se realiza la refinación del petróleo que consiste en una serie de procesos de separación, transformación y purificación del petróleo para ser convertido en un producto útil con innumerables usos.

2.2.5 PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL SECTOR AMAZÓNICO

La tarea fundamental del Gobierno ha sido establecer una nueva política minera y petrolera, acorde con los criterios modernos y encaminados a acelerar el

descubrimiento y explotación de los recursos del subsuelo, permitiendo al Estado la adecuada participación en los beneficios de la explotación.

El disponer de recursos petroleros para el Ecuador, significa una gran perspectiva desde todo punto de vista, ya que en la actualidad el potencial de los recursos naturales está ligado a la riqueza petrolera de que dispone un país.

Durante el tercer trimestre de 2012, la producción nacional de petróleo alcanzó un total de 46.8 millones de barriles, equivalente a un promedio diario de 508.8 miles de barriles. Producción superior a igual trimestre de los años 2011 y 2010, en 3.0% y 4.1%, respectivamente, con una producción diaria de 494.0 y 488.9 miles de barriles diarios, en su orden; también superior a la registrada en segundo trimestre de 2012 en 2.9%, en el que se obtuvo una producción promedio por día de 499.9 mil barriles, como se aprecia en la Figura 2.2.

Cuadro 1
PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO
Millones de barriles

	2010	2011	2012	Variación 2012-2010	Variación 2012-2011
Enero	14.4	15.5	15.6	8.7%	0.7%
Febrero	13.2	14.3	14.6	10.8%	2.3%
Marzo	14.8	15.5	15.5	4.4%	-0.5%
Primer Trimestre	**42.4**	**45.3**	**45.7**	**7.9%**	**0.8%**
Abril	14.4	15.1	15.0	4.3%	-0.7%
Mayo	14.8	15.4	15.4	4.1%	0.1%
Junio	14.7	14.8	15.1	2.2%	1.4%
Segundo Trimestre	**43.9**	**45.4**	**45.5**	**3.5%**	**0.2%**
Julio	15.2	15.2	15.7	3.3%	3.3%
Agosto	15.0	15.4	15.9	5.6%	3.3%
Septiembre	14.7	14.8	15.2	3.4%	2.3%
Tercer Trimestre	**45.0**	**45.5**	**46.8**	**4.1%**	**3.0%**
Octubre	15.4	15.5	-	-	-
Noviembre	15.2	15.1	-	-	-
Diciembre	15.5	15.5	-	-	-
Cuarto Trimestre	**46.1**	**46.2**	**-**	**-**	**-**
Total	**177.4**	**182.4**	**138.0**	**-**	**-**

Fuente: EP PETROECUADOR.

Figura 2.2 Producción Nacional de Petróleo[2]

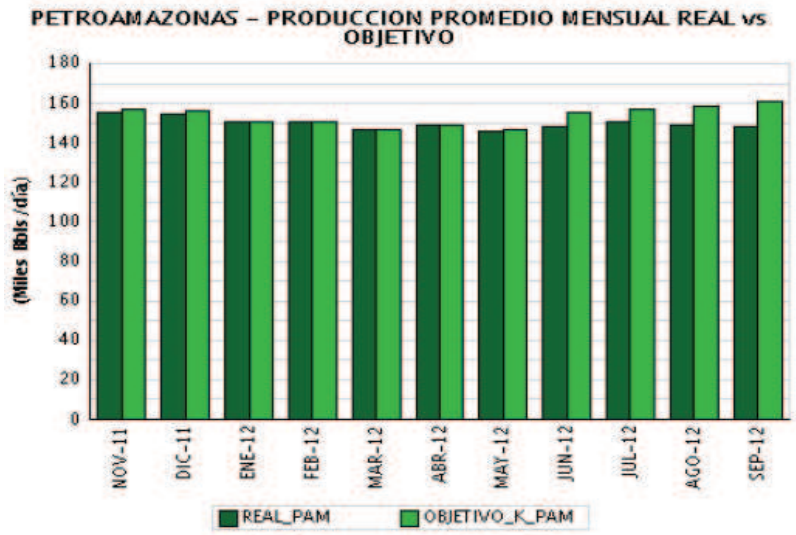
El total nacional de las exportaciones de crudo durante el tercer trimestre del 2012 alcanzó los 32.9 millones de barriles, por un valor de 3.129.3 millones de dólares, con un precio promedio por barril de USD 95.0. Las exportaciones

[2] FUENTE: Banco Central de Ecuador WWW.BCE.FIN.EC

petroleras en el país están determinadas por la variación de la carga de petróleo a las refinerías para su procesamiento y por el nivel de precios internacionales del petróleo.

Para enero del 2013, la empresa estatal Petroamazonas se encargará de todas las operaciones estatales de exploración y producción de Ecuador tras absorber partes de las actividades de Petroecuador, con lo que controlará el 73 % del bombeo total de Ecuador.

En las Figuras 2.3 y 2.4 se presentan el resumen de producción de petróleo de acuerdo al informe del 27-09-2012 de Petroamazonas EP.



PRODUCCION - PROMEDIO MENSUAL						
	PAM		OP. CENTRO		OP. OESTE	
MES	REAL (Bbls/día)	OBJETIVO (Bbls/día)	REAL (Bbls/día)	OBJETIVO (Bbls/día)	REAL (Bbls/día)	OBJETIVO (Bbls/día)
NOV-11	155,404	156,805	101,665	102,893	53,739	53,912
DIC-11	154,734	155,802	98,579	100,563	56,155	55,238
ENE-12	150,663	150,663	96,584	96,585	54,079	54,079
FEB-12	150,302	150,303	95,095	95,096	55,208	55,207
MAR-12	146,538	146,538	92,260	92,260	54,277	54,278
ABR-12	148,627	148,708	91,347	91,429	57,279	57,279
MAY-12	146,068	146,469	90,919	90,204	55,149	56,265
JUN-12	148,019	155,022	90,364	92,264	57,655	62,758
JUL-12	150,885	156,949	90,796	92,421	60,090	64,528
AGO-12	148,961	158,362	91,237	92,059	57,724	66,303
SEP-12	147,984	160,957	92,391	93,509	55,593	67,448

Figura 2.3 Producción Promedio Mensual de Petróleo[3]

[3] FUENTE: Petroamazonas EP, httpwww.petroamazonas.ecezwebpagereporte_diario

RESUMEN DE PRODUCCION DIARIA							TOTAL PAM	
	OP. CENTRO			OP. OESTE				
ACTIVO	IN	EY	TOTAL	OY	PA	TOTAL	27/09/2012	AYER
CRUDO	38,702	54,940	93,643	38,557	17,604	56,160	149,803	149,802
AGUA	193,648	342,276	535,924	150,028	47,756	197,784	733,708	
GAS	10,854	8,337	19,191	1,614	9,211	10,825	30,015	
BSW(%)	88.0	86.3	87.1	79.5	73.1	77.8	84.7	

Figura 2.4 Resumen Producción Diaria de Petróleo[4]

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La capacidad de producción de crudo es un concepto dinámico que varía con el tiempo, donde una continua planificación e inversión son necesarias para mantenerlas a un nivel dado. El sistema analizado tiene una capacidad de producción de crudo entre 18 a 20 MBPD.

El proceso de extracción y producción de petróleo requiere de diversas máquinas y equipos eléctricos de fondo y de superficie que forman parte del sistema eléctrico como:

- Bomba Electro sumergible
- Variador de Frecuencia
- Transformadores SUT/SDT
- Caja de venteo
- MCC (Centro de control de motores)
- Switchgear
- Bombas Multifase
- Servicios Auxiliares

[4] FUENTE: Petroamazonas EP, httpwww.petroamazonas.ecezwebpagereporte_diario

En la Figura 2.5 se muestra el Diagrama Unifilar General (Overall) del sistema eléctrico en estudio, para mayor detalle se hace referencia al Anexo 1.

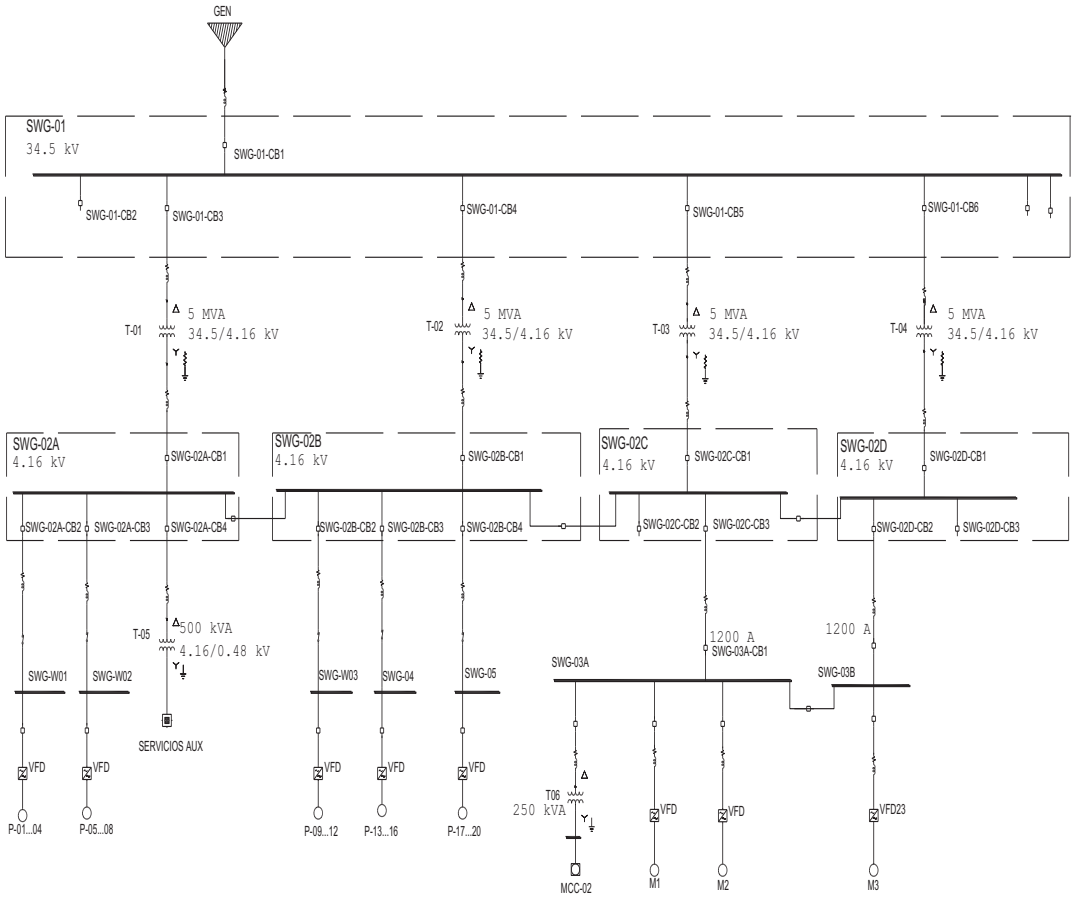


Figura 2.5 Diagrama Unifilar General

2.3.1 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

Los sistemas electro sumergibles son impulsados por motores eléctricos trifásicos de inducción, alimentados por una fuente de energía eléctrica instalada en la superficie. Esta fuente puede regularse para ajustar el desempeño de la bomba a medida que cambian las condiciones del yacimiento.

En la Figura 2.6 se muestran todos los componentes para el proceso de extracción del crudo.

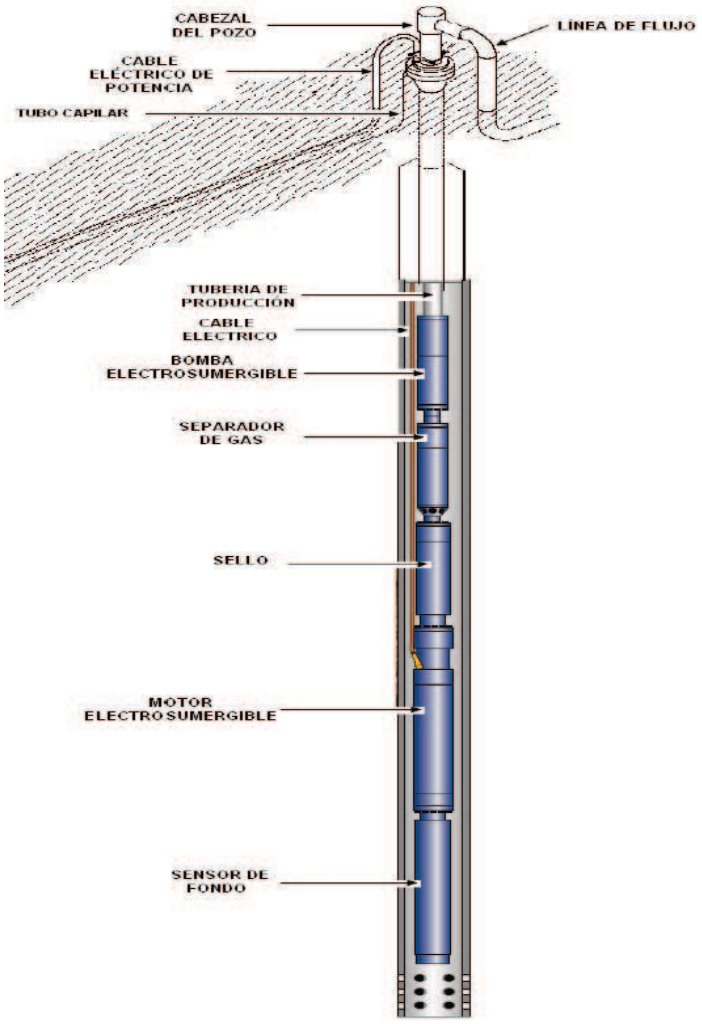


Figura 2.6 Componentes de un sistema de bombeo

El sistema eléctrico está conformado por 20 bombas electrosumergibles con una capacidad en cada bomba de 330 HP operadas a 4,16 kV que permiten un volumen de producción aproximado de 18 a 20 MBPD. En la Tabla 2.1 se muestran las características eléctricas de las bombas referidas en el ANEXO 1.

Tabla 2.1 Características de las Bombas Electrosumergibles

TAG	DESCRIPCION DEL EQUIPO	POTENCIA		VOLTAJE DE OPERACIÓN	FACTOR DE POTENCIA	EFICIENCIA	FASES	FACTOR DE DEMANDA	DEMANDA		
		HP	kW	kV	%	%	#	%	kW	kVA	A
P-01	Bomba Electrosumergible Well 1	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-02	Bomba Electrosumergible Well 2	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-03	Bomba Electrosumergible Well 3	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95

TAG	DESCRIPCION DEL EQUIPO	POTENCIA		VOLTAJE DE OPERACIÓN	FACTOR DE POTENCIA	EFICIENCIA	FASES	FACTOR DE DEMANDA	DEMANDA		
		HP	kW	kV	%	%	#	%	kW	kVA	A
P-04	Bomba Electrosumergible Well 4	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-05	Bomba Electrosumergible Well 5	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-06	Bomba Electrosumergible Well 6	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-07	Bomba Electrosumergible Well 7	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-08	Bomba Electrosumergible Well 8	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-09	Bomba Electrosumergible Well 9	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-10	Bomba Electrosumergible Well 10	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-11	Bomba Electrosumergible Well 11	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-12	Bomba Electrosumergible Well 12	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-13	Bomba Electrosumergible Well 13	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-14	Bomba Electrosumergible Well 14	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-15	Bomba Electrosumergible Well 15	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-16	Bomba Electrosumergible Well 16	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-17	Bomba Electrosumergible Well 17	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-18	Bomba Electrosumergible Well 18	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-19	Bomba Electrosumergible Well 19	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
P-20	Bomba Electrosumergible Well 20	330	246,18	4,16	92	93	3	80	211,77	230,18	31,95
M-1	Bomba Multifásica 1	1750	1305,5	4,16	92	93	3	80	1123,01	1220,66	169,41
M-2	Bomba Multifaásica 2	1750	1305,5	4,16	92	93	3	80	1123,01	1220,66	169,41
								TOTAL DEMANDA	**6481,38**	**7044,97**	

2.3.2 VARIADORES DE FRECUENCIA

Son unidades de control de superficie que permiten ajustar la potencia eléctrica que se envía hacia el fondo del pozo. El variador de frecuencia es un dispositivo electrónico que sintetiza una fuente trifásica, de frecuencia y voltaje variables, para los motores de inducción. Su filtro de salida produce un voltaje y una corriente de salida casi sinusoidales que impiden la vibración de la bomba e incrementan la eficiencia del motor.

2.3.3 TRANSFORMADORES

Los transformadores son utilizados para elevar o reducir el voltaje en varios sistemas eléctricos de generación, distribución a los niveles de voltaje que se requiera, su campo de aplicación se encuentra en industrias, minería, explotaciones petroleras, subestaciones de distribución, etc.

Los transformadores son diseñados, fabricados y probados de acuerdo a las prescripciones de normas ANSI, IEC, así como especificaciones técnicas requeridas por el usuario y en base al sistema de gestión de calidad ISO 9001: 2008

El sistema está compuesto por diferentes niveles de voltaje (34,5 kV, 4,16 kV, y 480 V) por tanto se cuenta con transformadores de potencia con los voltajes requeridos por los equipos eléctricos.

En la Tabla 2.2 se describen los transformadores del sistema eléctrico analizado.

Tabla 2.2 Características de los Transformadores

TAG	DESCRIPCION DEL EQUIPO	POTENCIA	VOLTAJE PRIMARIO	VOLTAJE SECUNDARIO	FASES	GRUPO DE CONEXION	IMPE-DANCIA	CLASE
		kVA	[V]	[V]	#		Z [%]	
T-01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	5000	34500	4160	3	Dy11	7	ONAN
T-02	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	5000	34500	4160	3	Dy11	7	ONAN
T-03	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	5000	34500	4160	3	Dy11	7	ONAN
T-04	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	5000	34500	4160	3	Dy11	7	ONAN
T-05	TRANSFORMADOR PARA SERVICIOS AUXILIARES 1	500	4160	480	3	Dy11	4,8	ONAN
T-06	TRANSFORMADORES PARA SERVICIOS AUXILIARES 2	250	4160	480	3	Dy11	4,8	ONAN

2.3.4 SWITCHGEARS

Es un equipo eléctrico de maniobra que permiten energizar o desenergizar un circuito o red eléctrica. Este equipo debe por tanto estar constituido por elementos

tales como interruptores y/o desconectadores que permitan realizar dichas maniobras.

El sistema eléctrico está formado por un Switchgear de distribución a 34,5 kV, y cuatro Switchgears a 4,16 kV que alimentarán las cargas de los pozos y servicios auxiliares.

El estudio de flujos de potencia y cortocircuitos servirán para determinar la capacidad de corriente y corriente de cortocircuito en cada una de las barras de los Switchgears.

2.3.5 CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (MCC)

El Centro de control de motores es un tablero que sirve para la unión entre los equipos de generación y los consumidores finales, es decir es un tablero en sus compartimientos individuales todos los equipos necesarios para el óptimo arranque y protección de los motores eléctricos.

El presente estudio cuenta con un centro de control de motores a un nivel de voltaje de 480 V.

2.3.6 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares son sistemas de bajo voltaje encargados de alimentar los elementos de control, sistemas de iluminación, sistema de ventilación, sistema contra incendios, motores auxiliares de baja potencia, entre otros. En la Tabla 2.3 se detalla los servicios auxiliares que dispone el sistema.

Tabla 2.3 Servicios Auxiliares del MCC-01

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	VOLTAJE DE OPERACIÓN	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA			DEMANDA
	V	fp	HP	kW	kVA	kVA
Sistema de compresión de aire	480	0,85	15	–	–	13,16
Bomba de sumidero 1	480	0,85	15	–	–	13,16
Bomba de sumidero 2	480	0,85	15	–	–	13,16
Bomba sumergible para agua de pozo	480	0,85	15	–	–	13,16

Sistema Hidroneumático	480		–	–	8	8,00
Sistema de enfriamiento de aire 1	480		–	–	8	8,00
Sistema de enfriamiento de aire 2	480		–	–	8	8,00
Sistema de enfriamiento de aire 3	480		–	–	8	8,00
Panel de iluminación interior	120		–	–	45	45,00
Sistema de compresión de aire 2	480	0,85	15	-	–	13,16
Bomba de transferencia 1	480	0,85	–	20	–	23,53
Bomba de transferencia 2	480	0,85	–	20	–	23,53
Bomba de transferencia 3	480	0,85	–	20	–	23,53
Panel de carga	480		–	–	45	45,00
					TOTAL DEMANDA (kVA)	**258,411**

Como se puede apreciar en el sistema eléctrico se tiene como cargas más representativas las bombas electrosumergibles que requieren de 7044,97 kVA a un factor de demanda del 80%, adicional se considera las cargas de los servicios auxiliares que demandan de 258,411kVA, por tanto la demanda estimada del sistema es aproximadamente 7,303 MVA.

2.4 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ETAP 7.1.

La modelación del sistema sirve para la realización de estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, los cuales permiten el dimensionamiento para la especificación técnica de los Switchgear, MCC´s y equipos de protección que forman parte del Shelter de Potencia objeto del presente proyecto de titulación.

En los estudios eléctricos primeramente se realiza la modelación del sistema, la cual consiste en la configuración de cada uno de los equipos en el Software ETAP 7.1.

2.4.1 CONFIGURACIÓN DE LOS EQUIPOS EN ETAP 7.1 [2]

Los principales elementos que se deben configurar son: generadores, transformadores, barras, breakers, relés de protección y cargas

- Para un generador se debe establecer el nivel de voltaje, potencia, modo de operación, factor de potencia, eficiencia, número de polos, impedancias

de secuencia, tipo de generador, la inercia, tipo de conexión del neutro, tipo y modo de operación del governor, capacidad térmica, etc.

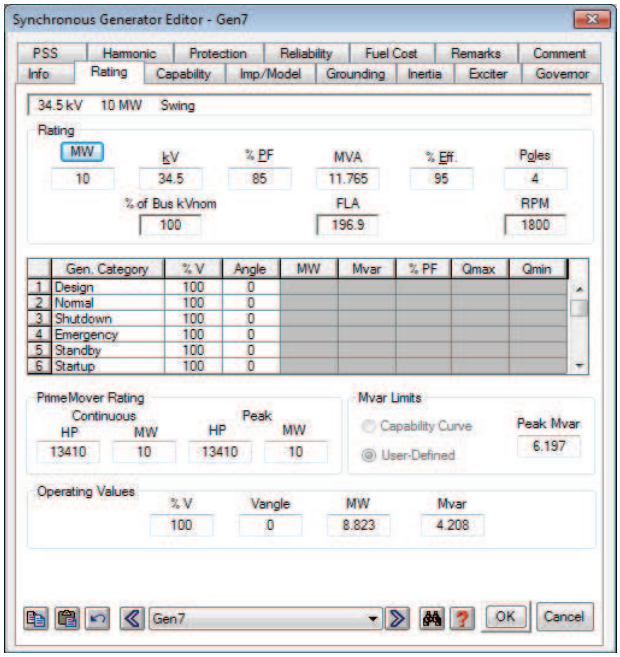


Figura 2.7 Configuración de un Generador

- En un transformador se establecen los siguientes parámetros: tipo y conexión del transformador, nivel de voltaje primario y secundario, potencia, tipo y clase, impedancia de secuencia positiva y cero, variación y tolerancia de la impedancia, tipo de puesta a tierra, factor de carga y crecimiento, nivel del Bil, temperatura y altitud del lugar de instalación.

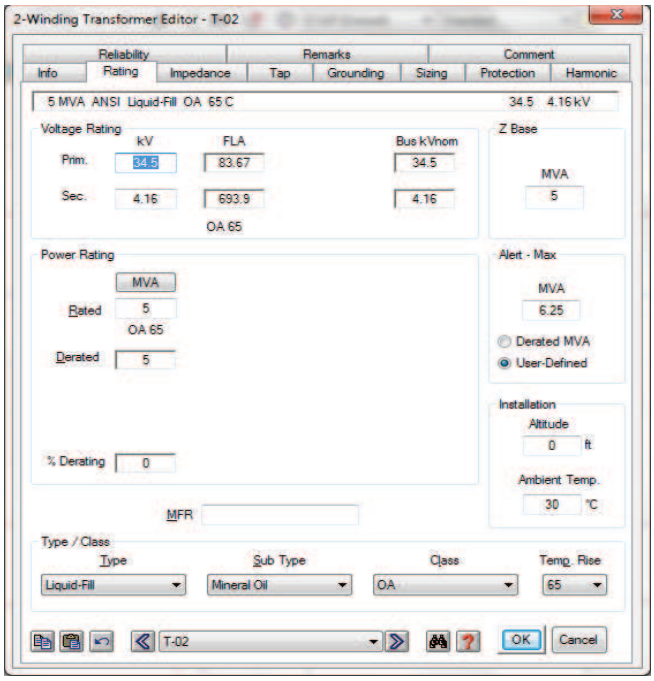


Figura 2.8 Configuración de un Transformador

- Para la configuración de un circuit breaker se debe primeramente elegir el standard (ANSI o IEC), en la librería el tipo de fabricante y modelo del breaker, el tiempo de interrupción en ciclos, nivel de voltaje, rango de corriente continua, capacidad de apertura y cierre RMS y pico, la capacidad máxima de interrupción asimétrica, etc.

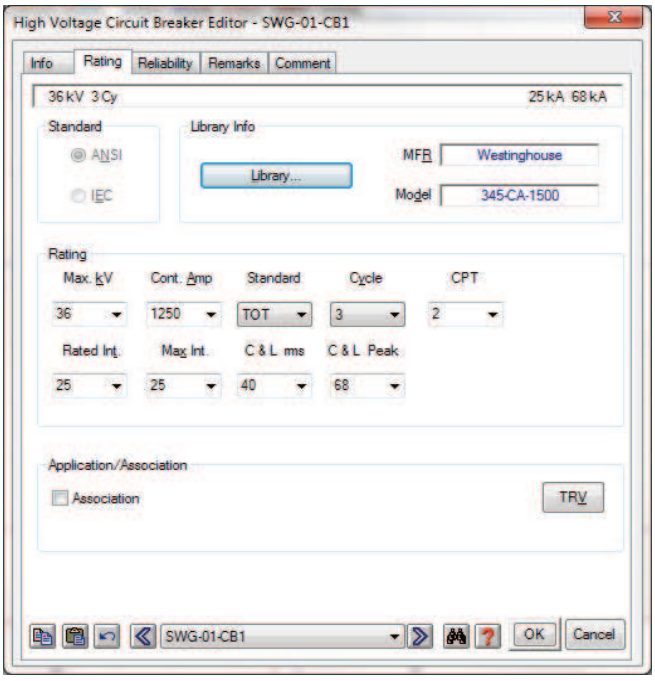


Figura 2.9 Configuración de un Circuit Breaker

- En las barras primero se debe ingresar los siguientes parámetros: nivel de voltaje, factor de carga diversificada, standard, tipo de barra (Switchgear, MCC u otros), capacidad de corriente continua, porcentaje de distorsión de armónico, etc.

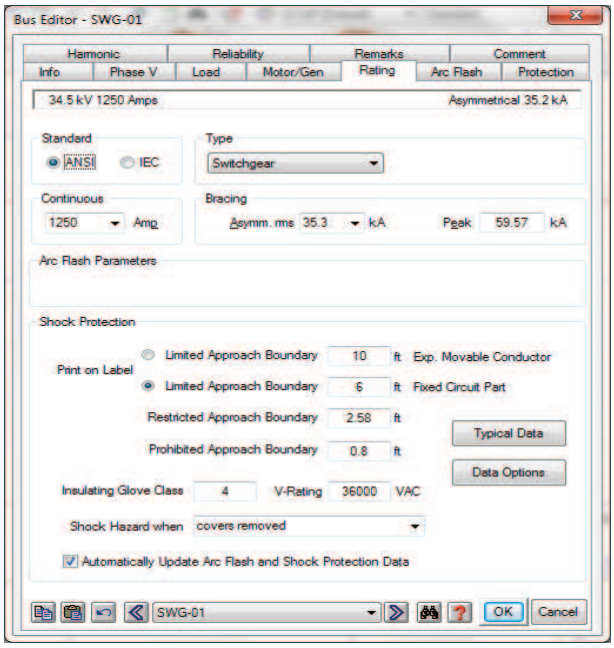


Figura 2.10 Configuración de una Barra

- Para la modelación de un motor se ingresan parámetros como: voltaje, potencia, deslizamiento, revoluciones, número de polos, factor de seguridad, etc.

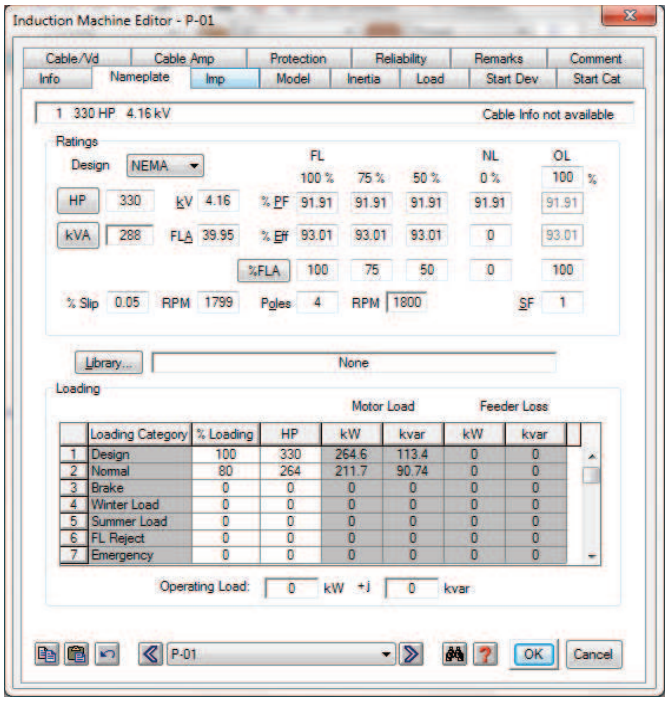


Figura 2.11 Configuración de un Motor

- En los relés de protección como su nombre lo indica se deben configurar las protecciones que se desee, es fundamental elegir el modelo de acuerdo al fabricante establecido, time dial, pickup, tiempos de respuesta, tipo de curva según la norma elegida esto se realiza tanto para las fase como para el neutro y las secuencia negativas.

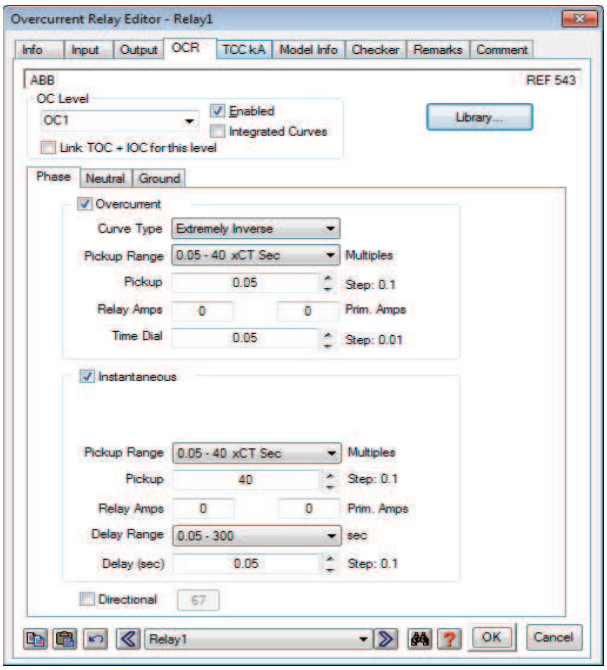


Figura 2.12 Configuración de un Relé

- Para las cargas se debe establecer los siguientes parámetros: la potencia, nivel de voltaje, tipo de carga, factor de potencia, porcentaje de carga, etc.

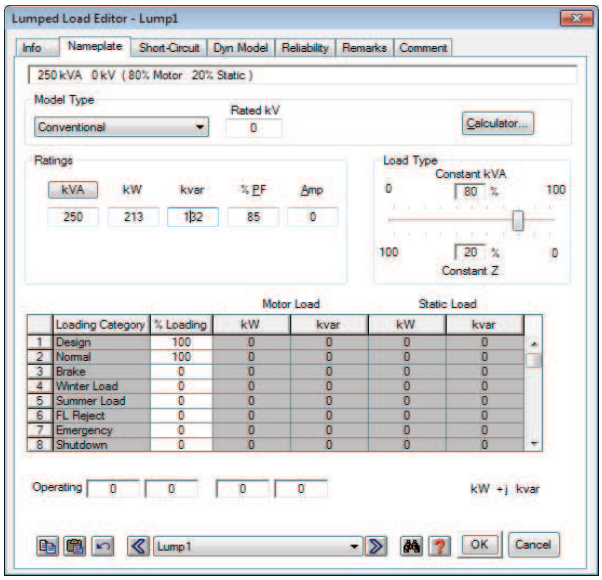


Figura 2.13 Configuración de una Carga General

- Para la modelación de un variador de frecuencia se ingresan parámetros como: voltaje, potencia, frecuencia, eficiencia, factor de potencia, etc.

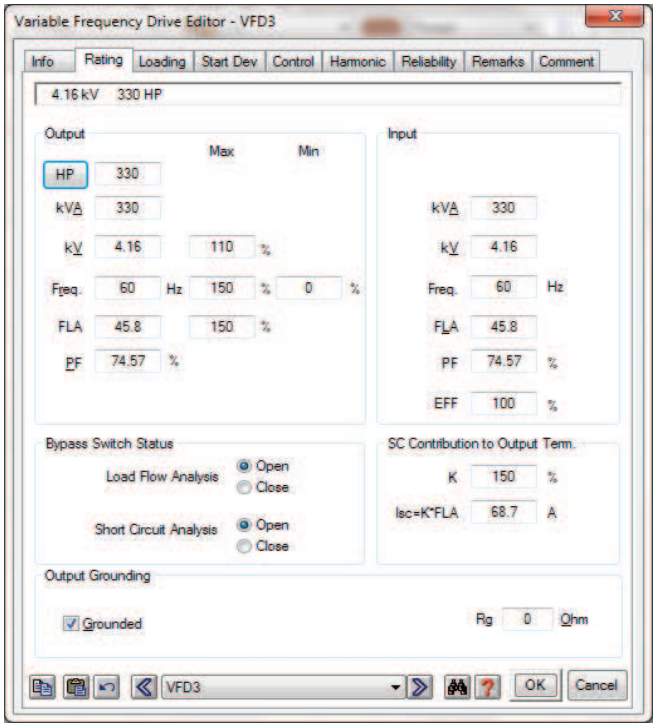


Figura 2.14 Configuración de un Variador

- Para la modelación de un cable se ingresan parámetros como: longitud, número de conductores y en la librería que dispone el software se puede elegir el tipo de cable de acuerdo a diferentes fabricantes.

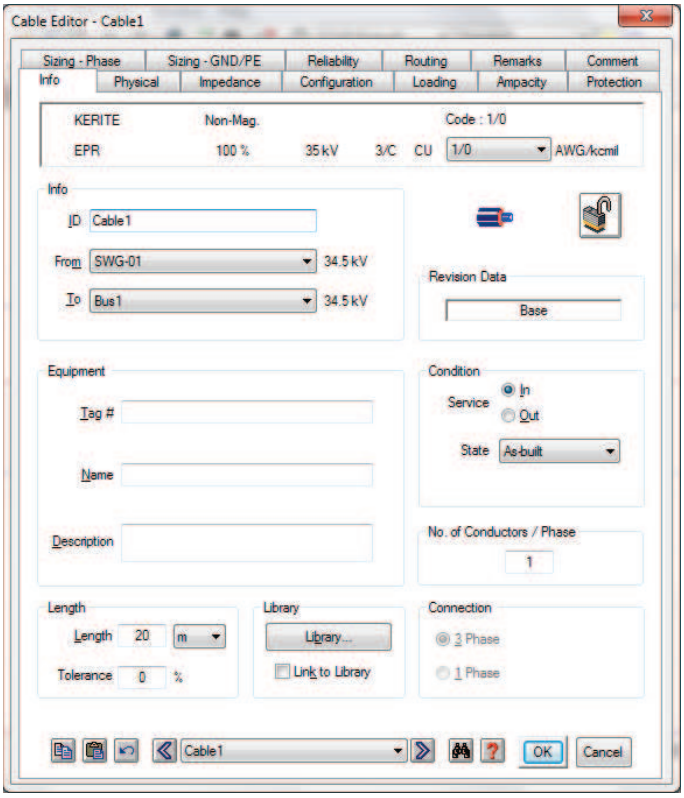


Figura 2.15 Configuración de un Cable

En caso de no disponer de los datos reales para la modelación de los equipos, el software ETAP 7.1 dispone de datos típicos para cada uno de ellos.

2.4.2 ESCENARIO DE ESTUDIO

El escenario de estudio para sistema eléctrico consta de un Switchgear principal de distribución (SWG-01) a 34,5 kV dividido en 2 secciones por el acople de barras.

De la primera sección se derivan 2 transformadores de 5 MVA, 34,5/4,16 kV (T-01 y T-02) que suministran energía a las cargas asociadas a los Switchgears (SWG-02A y SWG-02B) respectivamente.

De la segunda sección se derivan 2 transformadores de 5 MVA 34,5/4,16 kV (T-03 y T-04) que suministran energía a las cargas asociadas a los Switchgears (SWG-02C y SWG-02D) respectivamente.

Finalmente los Switchgears (SWG-02A/B/C y D) alimentan a las diferentes barras que proveen de energía a los pozos y servicios auxiliares referidos en el ANEXO 1.

2.5 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA [1]

2.5.1 FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de flujos de potencia se realiza con la finalidad de determinar las mejores condiciones de operación de los sistemas eléctricos, es decir mediante el flujo de potencia se realiza la planificación, diseño y funcionamiento de sistemas eléctricos bajo varias condiciones de operación.

Los flujos de las líneas y los voltajes de barra varían constantemente debido a la conexión y desconexión de cargas en el sistema como por ejemplo sistema de enfriamiento de aire, iluminación, motores, entre otras cargas.

La información obtenida del estudio permite establecer la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra, y las potencias real y activa que fluyen a través de las líneas. Además la información puede ser utilizada para probar la capacidad del sistema para transmitir la energía desde el punto de generación hasta la carga sin sobrecargar las líneas.

Entre los principales resultados a ser analizados se describen los siguientes:

- Topología del sistema: barra oscilante, barras de generación PV, barras de carga PQ, interconexión del sistema, elementos de corte y seccionamiento.
- Cargabilidad de los principales equipos del sistema: cables, transformadores, generadores.
- Capacidad de los equipos de corte y seccionamiento.
- Perfiles de voltaje en barras del sistema para verificar que los equipos no sobrepasen los niveles de voltaje permisibles.

- Pérdidas del sistema.
- Funcionamiento bajo condiciones de emergencia.

En definitiva el estudio de flujos de potencia es una base para posteriores estudios así como estudios de cortocircuitos, coordinación de protecciones, estabilidad, arranque de motores y estudios de armónicos.

2.5.2 PROBLEMAS DE FLUJOS DE POTENCIA

La potencia de una barra puede ser definida en términos de la potencia generada, potencia de la carga y potencia inyectada al sistema desde dicha barra. Por tanto, se puede definir la potencia inyectada en una barra a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\overline{S_i} = \overline{V_i} * \overline{I_i}^* \tag{2.1}$$

$$S = P + jQ \tag{2.2}$$

La corriente inyectada en una barra está definida por las admitancias propias y mutuas asociadas a la misma.

$$I_i = \sum_{j=1}^{n} Y_{ij} V_j \tag{2.3}$$

Reemplazando la ecuación 2.3 en la ecuación 2.1 se tiene:

$$S_i = V_i \angle \theta_i \left[\sum_{j=1}^{n} Y_{ij} V_j \right]^* \tag{2.4}$$

$$S_i = V_i \angle\theta_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} + jB_{ij}) V_j \angle\theta_j\right]^* \tag{2.5}$$

$$S_i = V_i \angle\theta_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} - jB_{ij}) V_j \angle -\theta_j\right] \tag{2.6}$$

$$S_i = V_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} - jB_{ij}) V_j \angle\theta_{ij}\right] \tag{2.7}$$

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} - jB_{ij}) V_j (cos\theta_{ij} + jsen\theta_{ij})\right] \tag{2.8}$$

Separando la parte real e imaginaria se tiene:

$$P_i = V_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} cos\theta_{ij} + B_{ij} sen\theta_{ij}) V_j\right] \tag{2.9}$$

$$Q_i = V_i \left[\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} sen\theta_{ij} - B_{ij} cos\theta_{ij}) V_j\right] \tag{2.10}$$

En las ecuaciones de flujo de potencia las cuatro cantidades que se asocian a la barra son: P, Q, el ángulo y la magnitud de voltaje. Los ángulos y magnitudes de voltaje son datos que no se programan en los datos de entrada del flujo y se denominan variables de estado porque sus valores dependen de las cantidades

especificadas en todas las barras. Únicamente dos de las cuatro variables pueden ser independientes y especificadas, las otras dos son determinadas por el flujo.

Para seleccionar cual de las variables son especificadas se realiza el siguiente análisis:

Barra Slack: Es una barra de referencia y tiene la función de cubrir las pérdidas de transmisión del sistema, la magnitud y ángulo de voltaje de esta barra sirven como referencia para los voltajes de la demás barras. El ángulo de voltaje se considera igual $\delta = 0^0$ y la magnitud del voltaje se especifica como otro valor conocido generalmente 1.0 p.u.

Barra de voltaje: En esta barra se mantiene constante la magnitud del voltaje y el ángulo debe ser calculado, una vez que se haya resuelto el flujo se puede calcular la potencia reactiva mediante la ecuación 2.10. En las barras en las que hay un generador se puede controlar la generación con el ajuste de la energía mecánica y la magnitud del voltaje se controla con el ajuste de la excitación de corriente continua del generador. En caso que en la barra no existiera un generador se puede controlar el voltaje, pero la potencia real que generan es cero.

Barra de carga: Estas barras no tienen generación, cuando existen cargas conectadas a la barra, las potencias de las cargas son consideradas como entradas negativas al sistema. La potencia real es una cantidad conocida y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia ≥0,85. Las dos cantidades desconocidas que van a ser determinadas para la barra son el ángulo y magnitud del voltaje.

Para el cálculo de flujo de potencia se han desarrollo varios métodos numéricos iterativos, debido a que la relación entre las potencias y el voltaje en una barra no es lineal, dando una solución al problema de flujos de potencia mediante un proceso de convergencia. Entre los principales métodos se tiene:

- Método de Gauss-Seidel
- Método de Newton Raphson

- Método de Newton Rapshon Desacoplado Rápido
- Método de Flujo DC.

2.5.3 SIMULACIÓN DEL FLUJOS DE POTENCIA EN ETAP 7.1

Para la simulación en el software ETAP primeramente se debe representar el diagrama unifilar con los equipos eléctricos que conforman el sistema, posterior se configura cada

2.5.3.1 Configuración para el Flujo de Potencia [2]

Una vez realizada la configuración de todos los equipos se procede a la configuración del flujo, para lo cual en la barra de herramientas se selecciona el tipo de estudio que se desea realizar, en este caso se elige análisis de flujo de potencia (Load Flow Analysis).

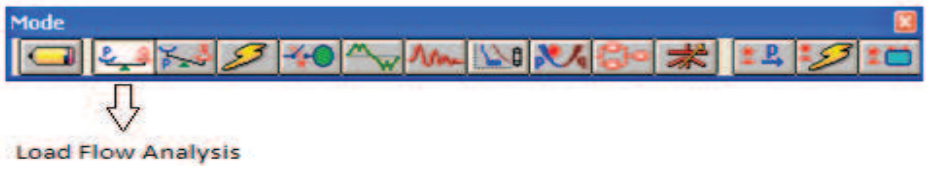


Figura 2.16 Barra de Funciones del ETAP 7.1 (Flujo de Potencia)

En la barra de herramientas también aparece el caso de estudio (Study Case Toolbar) aquí se configura los métodos de cálculos de flujo y las normas con las cuales se correrá el flujo.

Figura 2.17 Barra de Casos de Estudios del ETAP 7.1

En esta ventana se configura el método numérico iterativo con el cual se desee correr el flujo, el número de iteraciones y la precisión de la respuesta, categoría de carga y generación, tolerancia de la impedancias del transformador y reactor.

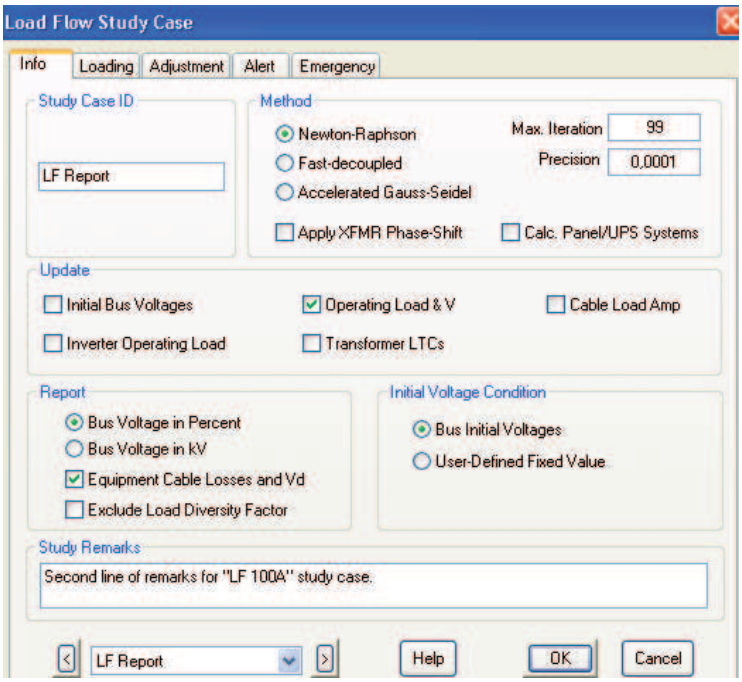


Figura 2.18 Configuración para Flujos de Potencia ETAP 7.1

En la parte derecha de la pantalla se mostrará la barra de flujo, en la cual se encuentran los botones para correr el flujo, actualizar la corriente de carga de cables, opciones de muestra y el manejador de reportes.

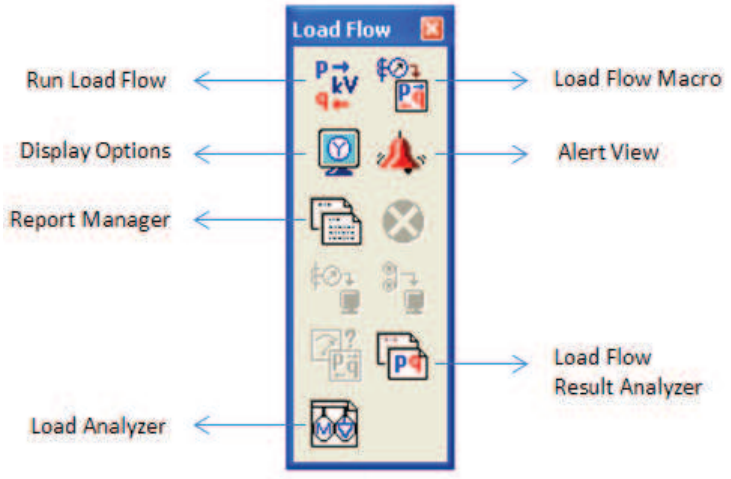


Figura 2.19 Barra de herramientas para Flujos de Potencia ETAP 7.1

2.5.4 RESULTADOS

Considerando el escenario de estudio planteado en la sección 2.4.1, los resultados de la simulación del flujo de potencia permite determinar la cargabilidad de transformadores y conductores, así como también los perfiles y caídas de voltaje en cada una de las barras del sistema eléctrico.

En la Tablas 2.4 y 2.5 se presentan las demandas y cargabilidad de los transformadores y conductores respectivamente.

Tabla 2.4 Demanda de Transformadores

DEMANDA DE TRANSFORMADORES						
TAG	**DESCRIPCIÓN**	**POTENCIA NOMINAL [MVA]**	**POTENCIA DEMANDADA [MW]**	**POTENCIA DEMANDADA [MVAr]**	**SERVICIO**	**CARGABILIDAD**
					ON/OFF	**%**
T-01	Transformador 1- Switchgear SWG-02A	5	2,165	1,024	ON	43%
T-02	Transformador 2 - Switchgear SWG-02B	5	2,165	1,024	ON	43%
T-03	Transformador 3 - Switchgear SWG-02C	5	2,165	1,024	ON	43%
T-04	Transformador 4 - Switchgear SWG-02D	5	2,165	1,024	ON	43%
T-05	Transformador 1 - MCC-01	0,5	0,272	0,166	ON	54%
DEMANDA TOTAL			**8,932**	**4,262**		

Tabla 2.5 Demanda de Alimentadores

DEMANDA DE ALIMENTADORES						
DESDE	**HACIA**	**NÚMERO DE CONDUCTORES**	**CALIBRE (AWG/Kcmil)**	**CORRIENTE NOMINAL (A)**	**CORRIENTE OPERACIÓN (A)**	**CARGABILIDAD**
						%
SWG-01	T-01	1-3/C	1/0	223	40,1	17,98%
SWG-01	T-02	1-3/C	1/0	223	40,1	17,98%
SWG-01	T-03	1-3/C	1/0	223	40,1	17,98%
SWG-01	T-04	1-3/C	1/0	223	40,1	17,98%
T-01	SWG-02A	3-3/C	500	1623	332,4	20,48%
T-02	SWG-02B	3-3/C	500	1623	332,4	20,48%
T-03	SWG-02C	3-3/C	500	1623	332,4	20,48%
T-04	SWG-02D	3-3/C	500	1623	332,4	20,48%
SWG-02A	SWG-W01	2-3/C	500	1082	162,5	15,02%

DEMANDA DE ALIMENTADORES						
DESDE	HACIA	NÚMERO DE CONDUCTORES	CALIBRE (AWG/Kcmil)	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE OPERACIÓN (A)	CARGABILIDAD %
SWG-02A	SWG-W02	2-3/C	500	1082	162,5	15,02%
SWG-02A	MCC-01	1-3/C	2	170	44,9	26,41%
SWG-02B	SWG-W03	2-3/C	500	1082	162,5	15,02%
SWG-02B	SWG-W04	2-3/C	500	1082	162,5	15,02%
SWG-02B	SWG-W05	2-3/C	500	1082	162,5	15,02%
SWG-02C	SWG-03A	3-3/C	500	1623	236,2	14,55%
SWG-02D	SWG-03B	3-3/C	500	1623	236,2	14,55%

Los resultados de cargabilidad de los transformadores y conductores indican que pueden operar sin sobrecargarse con un margen de reserva muy amplio para futuros aumentos de carga.

De acuerdo a norma IEEE Std 141, se establece que los límites de variación de voltaje con respecto a su valor nominal deben estar dentro de un rango de ±5%, en la Tabla 2.6 se presenta los resultados de las caídas de voltaje en Switchgears y MCC, los cuales están dentro de los rangos permitidos.

Tabla 2.6 Perfiles de Voltaje

PERFILES DE VOLTAJE				
TAG	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE NOMINAL kV	VOLTAJE %	CAÍDA DE VOLTAJE
SWG-01	Switchgear principal de distribución	34,5	99,99%	0,01%
SWG-02A	Switchgear de distribución	4,16	98,34%	1,66%
SWG-02B	Switchgear de distribución	4,16	98,34%	1,66%
SWG-02C	Switchgear de distribución	4,16	98,34%	1,66%
SWG-02D	Switchgear de distribución	4,16	98,34%	1,66%
SWG-03A	Switchgear de distribución	4,16	98,33%	1,67%
SWG-03B	Switchgear de distribución	4,16	98,33%	1,67%
SWG-W01	Switchgear de Well Pad 1	4,16	98,33%	1,67%
SWG-W02	Switchgear de Well Pad 2	4,16	98,33%	1,67%
SWG-W03	Switchgear de Well Pad 3	4,16	98,33%	1,67%
SWG-W04	Switchgear de Well Pad 4	4,16	98,33%	1,67%
MCC-01	MCC de Servicios Auxiliares	0,48	96,23%	3,77%

Como resultado final del estudio de flujo de potencia se tiene que la demanda total del sistema es de 8,823 MW.

En el ANEXO 1 se encuentran los diagramas unifilares del sistema eléctrico y en el ANEXO 2 se adjunta los resultados de los flujos de potencia proporcionados por el software ETAP 7.1.

2.6 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS [1]

Para el estudio de cortocircuito se utiliza el módulo Short Circuit Analysis del software ETAP 7.1, el análisis permite determinar la capacidad de cortocircuito de las barras de los Switchgear, MCC así como de los equipos de protección que forman parte del Shelter de Potencia.

2.6.1 TIPOS DE CORTOCIRCUITO

2.6.1.1 Cortocircuito Trifásico

Los cortocircuitos trifásicos son los defectos que producen las mayores exigencias de corriente en el sistema. Un cortocircuito trifásico que se prolongue en el tiempo puede producir daños físicos en el equipamiento de la red (quema de transformadores, generadores, etc.), que impiden restablecer la entrega de electricidad en un plazo corto. Por consiguiente, este tipo de cortocircuitos debe ser detectado y eliminado en el menor tiempo posible.

En una falla trifásica se tiene la misma impedancia entre cada línea y en el punto común, por tanto fluyen corrientes de secuencia positiva, la corriente de falla se calcula con la siguiente expresión:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{Vf}{Z_{kk}^{(1)} + Z_f} \tag{2.11}$$

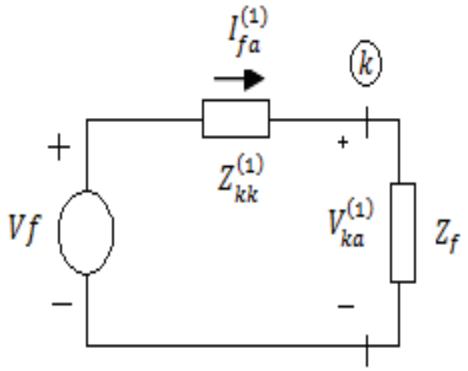


Figura 2.20 Conexión del equivalente de Thevenin de la rede de secuencia positiva para simular una falla trifásica en la barra k del sistema.

2.6.1.2 Cortocircuito Fase-Tierra

El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema (en líneas aéreas, 80% de los cortocircuitos son monofásicos). Las corrientes de cortocircuito que provoca dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

La ecuación 2.12 corresponde a la ecuacion de falla para el caso particular de falla monofasica a tierra a través de la impedancia Z_f y se usa con las relaciones de las componentes simetricas para determinar todos los voltajes y corrientes en el punto de falla P. Si los circuitos equivalentes de Thevenin de las tres redes de secuencia del sistema se conectan en serie, como se muestra en la Figura 2.21 ,se observa que las corrientes y voltajes que resultan satisfasen las ecuaciones anteriores (porque las impedancias de Thevenin vistas en las tres redes de secuencia en la barra de falla km estan entonces en serie con las impedancia de falla $3Z_f$ y la fuente de voltaje de prefalla Vf).

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{Vf}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \tag{2.12}$$

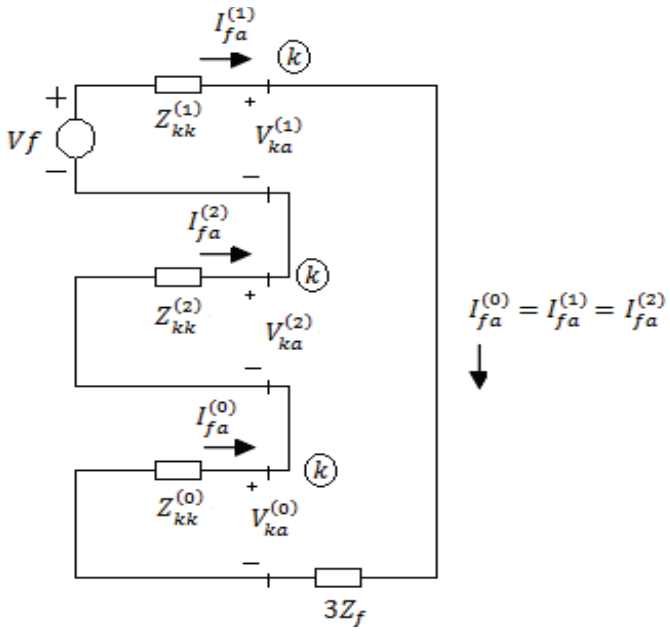


Figura 2.21 Conexión de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para simular una falla monofásica de fase a en la barra k del sistema.

2.6.1.3 Cortocircuito Fase-Fase

Los cortocircuitos bifásicos consisten en el contacto de dos fases entre sí. Como ejemplos de cortocircuito bifásico puede citarse: el roce de dos fases en líneas aéreas y la falla de aislamiento puntual en cables aislados. Este tipo de cortocircuito produce un sistema desequilibrado de corrientes, con intensidades diferentes en las tres fases.

La ecuación 2.13 corresponde a la ecuacion de falla para el caso de falla fase-fase y se usa con las relaciones de las componentes simetricas de secuencia positiva y secuencia negativa para determinar todos los voltajes y corrientes en el punto de falla P. Si los circuitos equivalentes de Thevenin de las dos redes de secuencia del sistema se conectan en paralelo, como se muestra en la Figura

2.22, se observa que las corrientes y voltajes que resultan satisfacen las ecuaciones anteriores.

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \left[\frac{Vf}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f}\right] \tag{2.13}$$

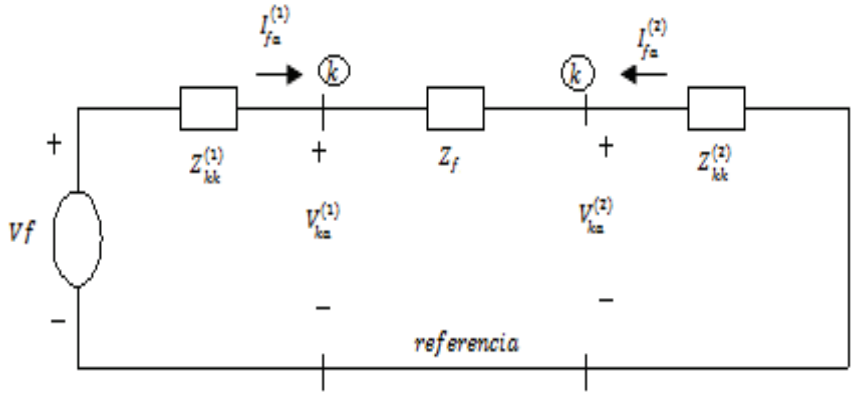


Figura 2.22 Conexión de los equivalentes de Thévenin de secuencias positiva y negativa para una falla línea a línea entre las fases b y c en la barra k del sistema

2.6.1.4 Cortocircuito Fase-Fase- Tierra

En este tipo de cortocircuitos, dos de las fases toman contacto entre sí con tierra en el punto de fallo. Este tipo de cortocircuito estadísticamente es el menos frecuente.

Las ecuaciones características de la falla bifásica a tierra se satisfacen cuando las tres redes de secuencia se conectan en paralelo como se muestra en la Figura 2.23. El diagrama de conexiones de la red muestra que la corriente de secuencia positiva, Ifa(1), está determinada al aplicar un voltaje prefalla Vf a través de la impedancia total, que consiste en $Z_{kk}^{(1)}$ en serie con las combinación paralelo de $Z_{kk}^{(2)}$ y $(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)$, como se detalla a continuacion:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{Vf}{Z_{kk}^{(1)} + \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}\left(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f\right)}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}\right]} \tag{2.14}$$

Las corrientes de secuencia negativa y cero hacia fuera del sistema y hacia la falla, se pueden determinar de la Figura 2.23 mediante una división de corrientes, como resultado se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)}\left[\frac{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}\right] \tag{2.15}$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)}\left[\frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}\right] \tag{2.16}$$

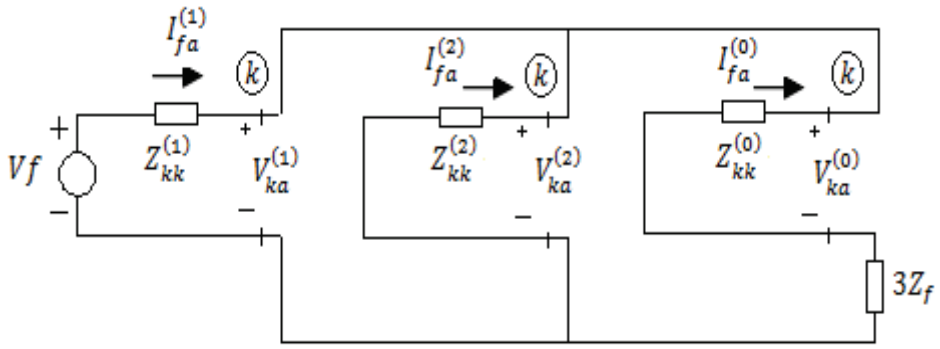


Figura 2.23 Conexión de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para una falla bifásica a tierra de las fases b y c de la barra k del sistema.

2.6.2 SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS EN ETAP 7.1. [2]

El módulo Short Circuit Analysis de ETAP 7.1, permite el análisis de fallas trifásicas, fase-fase, fase-tierra, fase-fase-tierra. El programa calcula la corriente

de cortocircuito total en base a las contribuciones individuales de generadores, motores y otras cargas. El análisis de cortocircuitos mediante la simulación utiliza las normas ANSI/IEEE Standards (C37 series), IEC Standards (IEC 60909).

Para acceder a este módulo se hace click en el menú Short Circuit Analysis como se indica a continuación:

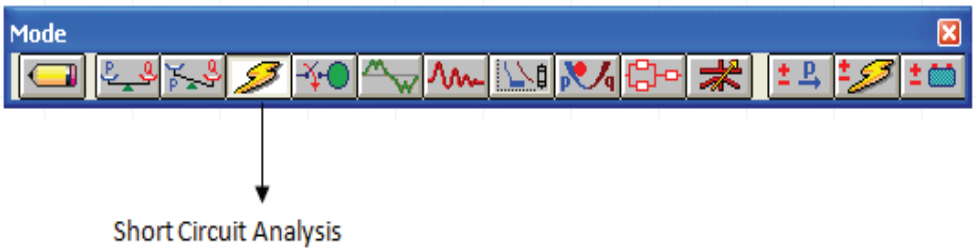


Figura 2.24 Barra de funciones del ETAP 7.1 (Cortocircuitos)

2.6.2.1 Análisis de Cortocircuito Norma - ANSI & IEEE

El software permite realizar el análisis de cortocircuito en base a normas ANSI/ IEEE a 1/2 ciclo (MAX), 1-1/2 a 4 ciclos, 30 ciclos (Min), para los diferentes tipos de fallas de cortocircuito. En la Figura 2.25 se muestra la barra de herramientas para el cálculo de cortocircuitos. [2]

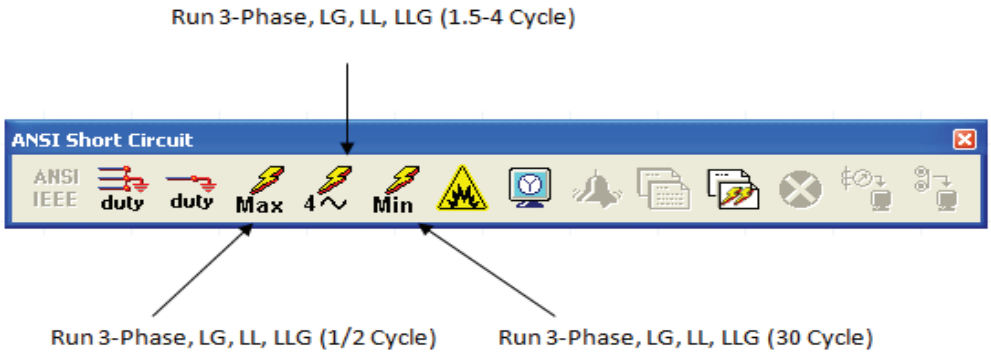


Figura 2.25 Barra de Cortocircuitos Norma ANSI ETAP 7.1

2.6.2.1.1 Análisis de Red de ½ Ciclo

El análisis de medio ciclo proporciona las corrientes de cortocircuito y sus aportes en cada ramal de cada nodo del sistema. Estas corrientes son las presentes en el medio ciclo después de ocurrida la falla y sus valores tanto medio como pico son los más altos que se presentan durante todo el fenómeno de falla. Este valor permite establecer la selección adecuada de los equipos ante un cortocircuito.

2.6.2.1.2 Análisis de Red de 1-½ A 4 Ciclos

Este análisis proporciona las corrientes de cortocircuito y sus aportes en cada ramal de cada nodo del sistema estas corrientes son las presentes en el período comprendido entre el ciclo y medio hasta el cuarto ciclo después de ocurrida la falla y sus valores tanto medio como pico son menores a los de medio ciclo, pero mayores a los del Régimen de Estado Estable, este valor permite establecer la capacidad requerida de interrupción de los circuit breakers.

2.6.2.1.3 Análisis de Red de 30 Ciclos (Estado Estable)

Este análisis proporciona las corrientes de cortocircuito y sus aportes en cada ramal de cada nodo del sistema estas corrientes son las presentes en el período comprendido entre el cuarto ciclo hasta el treintavo ciclo después de ocurrida la falla y sus valores tanto medio como pico son menores a los del Régimen Transitorio, este valor permite establecer el punto de calibración por sobrecorriente de Relés.

2.6.2.2 Análisis de Cortocircuito Norma - IEC

El Software también permite el análisis de cortocircuitos con las Normas IEC 60909 y IEC 61363, como se muestra en la barra de herramientas y además permite el análisis de cortocircuitos para los diferentes tipos de fallas.

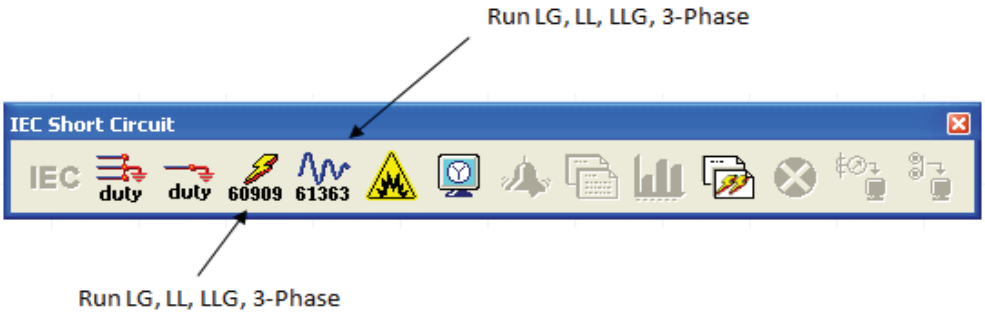


Figura 2.26 Barra de Cortocircuitos Norma IEC ETAP 7.1

Los fenómenos transitorios causados por un cortocircuito dependen del tipo de cortocircuito, del instante que se produce, de las fuentes de cortocircuito involucradas, de las condiciones pre-falla, del punto de fallo, de su duración y de la forma o topología de la red.

En la Figura 2.27 se presentan las componentes de la corriente de cortocircuito que se presentan en una falla analizado en la Norma IEC 60909.

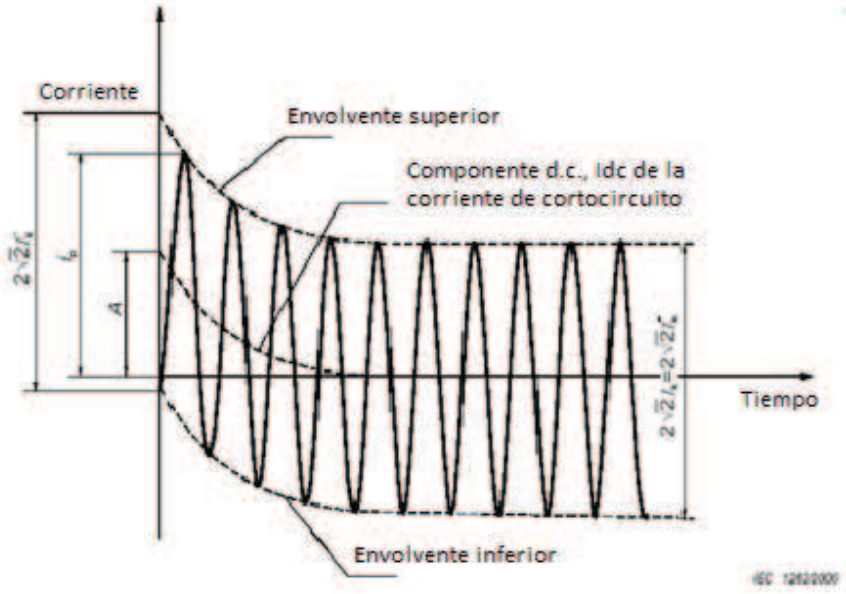


Figura 2.27 Componentes de la corriente de cortocircuito lejos de la generación

Dónde:

$\mathbf{I''_K}$ (r.m.s) Corriente de cortocircuito simétrica inicial

$\mathbf{i_p}$ Corriente de cortocircuito máxima instantánea

$\mathbf{I_K}$ (r.m.s) Corriente de cortocircuito de régimen permanente

$\mathbf{i_{dc}}$ Componente continua de la corriente de cortocircuito

2.6.3 RESULTADOS

2.6.3.1 Norma ANSI

Los resultados de simulación para las fallas trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica bajo la norma ANSI C73.010-1999 se presentan en la Tabla 2.7 considerando la corriente momentánea simétrica de medio ciclo, la cual se emplea para el dimensionamiento de los equipos de distribución y protección.

Tabla 2.7 Resultados Cortocircuitos Norma ANSI

RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO SWITCHGEAR Y MCC						
NORMA ANSI C37.010-1999						
Equipo	DATOS DE ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO		Falla 3Ø	Falla 2Ø	Falla 2Ø-G	Falla 1Ø
	Voltaje de operación (kV)	AC breaking (AC Br) Rated short time (Ik) (kA)	Mom sym (1/2 ciclo) (kA)	Mom sym (1/2 ciclo) (kA)	Mom sym (1/2 ciclo) (kA)	3Io (kA)
SWG-01	34,5	25	1,033	0,916	1,281	1,277
SWG-02A	4,16	40	7,088	6,263	6,361	0,398
SWG-02B	4,16	40	7,088	6,263	6,361	0,398
SWG-02C	4,16	40	7,088	6,263	6,361	0,398
SWG-02D	4,16	40	7,088	6,263	6,361	0,398
SWG-03A	4,16	40	7,071	6,247	6,345	0,398
SWG-03B	4,16	40	7,071	6,247	6,345	0,398
SWG-W01	4,16	25	7,065	6,242	6,34	0,398
SWG-W02	4,16	25	7,053	6,231	6,329	0,398
SWG-W03	4,16	25	7,053	6,231	6,329	0,398
SWG-W04	4,16	25	7,053	6,231	6,329	0,398
SWG-W05	4,16	25	7,053	6,231	6,329	0,398
MCC-01	0,48	65	11,844	10,329	12,001	12,121

De acuerdo a los valores de la Tabla 2.7 y considerando el escenario más crítico, es decir que todas las cargas estén operando a una demanda del 80% con una generación aproximada de 8.5MW; se aprecia que los equipos a 4,16kV soportan corrientes de cortocircuito de 7kA en la peor condición de falla, mientras que a nivel de 480V soportan una corriente de cortocircuito de 11,8kA. Por tanto la capacidad de cortocircuito de los equipos cumple para el escenario analizado, satisfaciendo futuros aumentos de carga y generación en el sistema.

2.6.3.2 Norma IEC

Los resultados de simulación para las fallas trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica bajo la norma IEC 60909 se presentan en la Tabla 2.8 considerando la corriente de cortocircuito simétrica inicial y corriente pico.

Tabla 2.8 Resultados Cortocircuitos Norma IEC

RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO SWITCHGEAR Y MCC										
NORMA IEC 60909										
Equipo	DATOS DE ESPECIFICACION DEL EQUIPO		Falla 3Ø		Falla 2Ø		Falla 2Ø-G		Falla 1Ø	
	Voltaje de operación (kV)	AC breaking (AC Br) Rated short time (Ik) (kA)	I incial sym (I''k) (kA)	I incial sym I pico (Ip) (kA)	I incial sym (I''k) (kA)	I incial sym I pico (Ip) (kA)	I incial sym (I''k) (kA)	I incial sym I pico (Ip) (kA)	3Io (kA)	I pico (Ip) (kA)
SWG-01	34,5	25	1,142	2,949	1,013	2,614	1,415	3,651	1,41	3,638
SWG-02A	4,16	40	7,845	20,116	6,924	17,754	7,032	18,031	0,438	1,123
SWG-02B	4,16	40	7,845	20,116	6,924	17,754	7,032	18,031	0,438	1,123
SWG-02C	4,16	40	7,845	20,116	6,924	17,754	7,032	18,031	0,438	1,123
SWG-02D	4,16	40	7,845	20,116	6,924	17,754	7,032	18,031	0,438	1,123
SWG-03A	4,16	40	7,826	20,02	6,906	17,667	7,014	17,943	0,438	1,12
SWG-03B	4,16	40	7,826	20,02	6,906	17,667	7,014	17,943	0,438	1,12
SWG-W01	4,16	25	7,82	19,988	6,9	17,638	7,008	17,915	0,438	1,119
SWG-W02	4,16	25	7,807	19,924	6,889	17,581	6,997	17,857	0,437	1,116
SWG-W03	4,16	25	7,807	19,924	6,889	17,581	6,997	17,857	0,437	1,116
SWG-W04	4,16	25	7,807	19,924	6,889	17,581	6,997	17,857	0,437	1,116
SWG-W05	4,16	25	7,807	19,924	6,889	17,581	6,997	17,857	0,437	1,116
MCC-01	0,48	65	13,277	28,96	11,492	25,066	13,369	29,161	13,365	29,152

De acuerdo a los valores de la Tabla 2.8 se aprecia que los equipos a 4,16kV soportan corrientes de cortocircuito de 7,8kA en la peor condición de falla, mientras que a nivel de 480V soportan una corriente de cortocircuito de 13,3kA. Por tanto la capacidad de cortocircuito de los equipos cumple para el escenario analizado, satisfaciendo futuros aumentos de carga y generación en el sistema.

En el ANEXO 3 se muestra los resultados del estudio de cortocircuitos proporcionado por el Software ETAP 7.1.

2.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado del flujo de potencia se aprecia que las caídas de voltaje se encuentran dentro de los rangos permitidos +/-5% del voltaje nominal de acuerdo a la norma IEEE Std. 141, y la demanda del sistema es aproximadamente 7,303 MVA considerando un factor de carga del 80%.

Mediante el estudio de cortocircuito realizado en base a normas ANSI e IEC se determina la máxima corriente de cortocircuito cuyos valores con las consideraciones de la norma ANSI son de 1,28 kA a nivel de 34.5 kV, 7 kA a nivel de 4.16 kV y 11,8kA a nivel de 480 V. Bajo las consideraciones de la norma IEC los valores de cortocircuito son los siguientes: 7,8 kA a nivel de 4,16 kV y 13,3kA a nivel de 480 kV. Estos valores sirven para establecer la capacidad de corriente de cortocircuito que debe soportar los Switchgears, MCC, circuit breakers especificados en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y ESPECIFICACIÓN DE DATASHEET DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza el análisis y especificación de los equipos eléctricos a implementarse en el Shelter Modular de Potencia, tomando como referencia los resultados de los estudios de Flujos de Potencia y Cortocircuitos.

La especificación de los equipos eléctricos se realiza en base a las normas ANSI, IEC y certificaciones de calidad UL, además se toma en consideración que los equipos van a ser instalados en un ambiente donde existe producción, procesamiento, transporte y almacenamiento de materiales inflamables, por tanto es importante clasificar las áreas de peligro con la finalidad de salvaguardar la integridad de las personas, equipos y materiales.

3.2. EQUIPOS DEL SHELTER MODULAR DE POTENCIA

Los Shelters son contenedores térmicos que se utilizan como cuartos de potencia en bajo, medio y alto voltaje en las áreas del sector petrolero y eléctrico, principalmente.

Están diseñados de acuerdo a requerimientos específicos y equipados con sistemas de alimentación y distribución de energía, de aire acondicionado y de detección y extinción de incendios. Adicionalmente, se encuentran dotados de cerraduras de seguridad, barras antipánico y brazos hidráulicos en puertas.

Para garantizar la movilidad de los Shelters en condiciones óptimas de conservación, se utilizan métodos de izaje y de fijación estructural, que permiten transportarlos fácilmente a su lugar de destino.

Figura 3.1 Puesta en sitio de un Shelter

El Shelter Modular de Potencia para el presente proyecto está equipado por un Switchgears principal de distribución a 34,5kV, cuatro switchgears de distribución a 4,16kV y un MCC para servicios auxiliares a 480V, con sus respectivos equipos de medición, protección y maniobra, tal como se muestra en el ANEXO 1. Para facilitar el transporte de los switchgears, estos serán independientes y su acople será mediante cable y celda de transición.

En el capítulo 4 se describen los equipos de control y telecomunicaciones que también forma parte del Shelter.

3.3. ÁREAS CLASIFICADAS [3]

Las áreas clasificadas son zonas donde existe una atmósfera explosiva, debido a la presencia de sustancias inflamables (líquidos, gases y vapores) en el ambiente. Una vez identificadas estas zonas se puede realizar la especificación técnica de los equipos eléctricos considerando los factores de riesgo para una adecuada ubicación.

Las áreas clasificadas se definen en términos de la probabilidad de presencia de sustancias inflamables en un cierto tiempo de horas al año, estas áreas se dividen

en Clase I División 1, Clase I División 2 y áreas no clasificadas de acuerdo a la norma API 500.RP

- Clase I División 1: Incluye áreas que pueden tener concentraciones inflamables de gases y vapores en condiciones normales debido a fugas por labores frecuentes de reparación y mantenimiento.

- Clase I División 2: Áreas donde se manejan, procesan y almacenan productos inflamables, los cuales se encuentran en recipientes o sistemas cerrados, de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal de los equipos de proceso.

- Áreas no clasificadas: Es un área en la cual no se espera que exista una atmósfera explosiva en cantidades tales como para requerir precauciones especiales.

Dentro de la Clase I también se puede especificar la zona, la cual se define como el tiempo de exposición de las sustancias inflamables en el ambiente, dividiendose en: Zona 0, 1 y 2.

- Zona 0: Toda área en la cual una atmósfera explosiva está presente en forma continua o durante períodos prolongados.

- Zona 1: Toda área en la cual una atmósfera explosiva está presente de manera poco frecuente.

- Zona 2: Toda área en la cual una atmósfera explosiva está presente durante cortos períodos de tiempo.

Dependiendo del producto o sustancia inflamable que se esté manejando en el área se puede dividir en los grupos A, B, C y D, como se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Clasificación de sustancias [3]

CLASIFICACIÓN DE SUSTANCIAS	
Grupo A:	Acetileno.
Grupo B:	Hidrógeno o sustancias con un % mayor a 30 en volumen
Grupo C:	Etil, Éter y Etileno.
Grupo D:	Acetona, Amoníaco, Benceno, Gasolina.

De acuerdo a la clasificación descrita anteriormente el Shelter de Potencia y sus equipos eléctricos deberán ser especificados para un área de Clase I, División I, Grupo D y zonas donde la concentración de sustancias inflamables puede existir de manera continua, intermitente o períodicamente en el ambiente en condiciones normales de operación.

3.4. CONDICIONES AMBIENTALES

La región amazónica está ubicada a una altura media de 297 msnm de la coordillera Oriental hacia el este hasta los límites fronterizos con Colombia y Perú, cubre área aproximada de 120.000km^2 de bosque húmedo tropical.

Las condiciones naturales de esta zona del país se asemejan a las regiones tropicales del mundo con clima cálido, húmedo y lluvioso. En la Tabla 3.2 se especifica las condiciones ambientales de esta región.

Tabla 3.2 Condiciones ambientales Región Amazónica[5]

CONDICIONES AMBIENTALES REGIÓN AMAZÓNICA	
Elevación promedio sobre el nivel del mar (m)	297 msnm
Temperatura Ambiente Anual(°C):	Media: 29
	Máxima: 39

[5]http://www.eruditos.net/mediawiki/index.php?title=Regi%C3%B3n_Amaz%C3%B3nica_del_Ecuador

CONDICIONES AMBIENTALES REGIÓN AMAZÓNICA	
	Mínima: 23
Humedad Relativa Media (%)	Máx.: 85
	Mín.: 77
	Máx.: 102
Velocidad del viento (pies/s)	Prom.: N/D
	Mín.: N/D
Evaporación (Mm)	1000 → 1100
Precipitación máxima diaria (mm)	300
Dirección predominante del viento	Noreste → Suroeste
Pluviosidad (mm):	Máxima Anual: 3200 (en un año)
	Máxima Mensual: 500 (Mes)
	Promedio Mensual: 291
Periodo de lluvia:	MAR→JUL / OCT→DIC
Periodo de sequía:	ENE→FEB / AGO→SEP
Zona Sísmica	Zona II

Esto datos son de vital importancia para la especificación de equipos, donde los principales parámetros que se deben considerar son la temperatura, humedad y altitud.

3.5. ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS DE POTENCIA

3.5.1. ESPECIFICACIÓN DE SWITCHGEAR DE MEDIO VOLTAJE

Un switchgear es un conjunto de celdas de medio voltaje, conformado por equipos de protección, medición y maniobra, además está construido bajo normas IEC o ANSI/NEMA, permitiendo que los equipos posean ciertos parámetros y características constructivas comunes que los definen en cuanto a capacidad y aplicaciones para los cuales son aptos.

3.5.1.1. Normas Aplicables

Para la especificación de un switchgear se debe considerar las siguientes normas:

- IEC 62271-200: High Voltage Switchgear and Controlgear. Part 200: AC Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
- IEC 62271-1: High-voltage switchgear and controlgear. Part 1: Common Specifications
- IEC 60529-2001-02: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)
- ANSI/IEEE Std C37.20.2-1987: Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear.
- ANSI/IEEE Std C37.20.7-2001: Guide for Testing Medium-Voltage Metal-Enclosed Switchgear for Internal Arcing Faults.
- ANSI/IEEE Std C37.100-1992: Standard Definitions for Power Switchgear.
- ANSI/IEEE Std C57.13-1978: Standard Requirements for Instruments Transformers.
- ANSI/IEEE Std C37.20.3-1987: Standard for Metal-Enclosed Interrupter Switchgear

3.5.1.2. Condiciones de Servicio

3.5.1.2.1. Condiciones Ambientales

Las celdas de medio voltaje se especifican para ser instaladas y operar satisfactoriamente en ambientes interiores bajo las condiciones ambientales que se muestran a continuación:

- Altura sobre nivel del mar: <1000 m
- Temperatura de operación: -5 a 40 °C
- Temperatura de almacenamiento: -20 a 65 °C
- Temperatura de transporte: -20 a 85 °C
- Presión atmosférica: 80 a 100 kPa
- Humedad relativa del aire: 90% a 20 °C

3.5.1.2.2. Condiciones de Operación

Las celdas de medio voltaje deben operar de acuerdo a las siguientes características:

- Nivel de voltaje del sistema: 34,5 kV / 4,16 kV
- Nivel de voltaje del equipo: 36 kV / 6 kV
- BIL: 170 kV / 60 kV
- Frecuencia: 60 Hz
- Número de fases: 3

3.5.1.3. Características de las Celdas del Switchgear

A continuación se detalla las características generales que se debe considerar para la especificación de un switchgear como: grado de protección, características constructivas, disposición de equipos y tipos de barras.

GRADO DE PROTECCIÓN

El grado de protección es el nivel de protección que proporciona una envolvente contra el acceso a las partes vivas de un equipo, contra la penetración de cuerpos extraños, contra penetración de agua o contra impactos mecánicos exteriores.

CÓDIGO IP

Es un sistema de codificación que indica los grados de protección de la envolvente contra el acceso a partes vivas, penetración de cuerpos sólidos extraños y penetración de agua. El código consta de 2 dígitos de una cifra cada uno localizados después de las letras IP.

El primer dígito este graduado desde 0 a 6, indica la protección de las personas contra el acceso a partes peligrosas, impidiendo la penetración de una parte del cuerpo humano o de un objeto sostenido por una persona, de tal forma que se

garantiza la protección del equipo contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, como se indica en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Grados de Protección IP, Primer dígito[6]

GRADO DE PROTECCIÓN - PRIMER DÍGITO IPX		
Cifra	**Descripción abreviada**	**Indicación breve sobre los objetos que no deben penetrar en la envolvente**
0	No protegida	Sin protección particular
1	Protegida contra los cuerpos sólidos de más de 50 mm	Cuerpos sólidos con un diámetro superior a 50 mm.
2	Protegida contra los cuerpos sólidos de más de 12 mm.	Cuerpos sólidos con un diámetro superior a 12 mm.
3	Protegida contra cuerpos sólidos de más de 2,5 mm.	Cuerpos sólidos con un diámetro superior a 2,5 mm.
4	Protegida contra cuerpos sólidos de más de 1 mm.	Cuerpos sólidos con un diámetro superior a 1 mm.
5	Protegida contra la penetración de polvo.	No se impide totalmente la entrada de polvo, pero sin que el polvo entre en cantidad suficiente que llegue a perjudicar el funcionamiento satisfactorio del equipo.
6	Totalmente estanco al polvo	Ninguna entrada de polvo.

El segundo dígito este graduado desde 0 a 8, indica la protección del equipo en el interior de la envolvente contra los efectos perjudiciales debidos a la penetración de agua, más detalles en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Grados de Protección IP, Segundo dígito

GRADO DE PROTECCIÓN - SEGUNDO DÍGITO IPXX		
Cifra	**Descripción abreviada**	**Tipo de protección proporcionada por la envolvente**
0	No protegida	Sin protección particular
1	Protegida contra la caída vertical de gotas de agua	La caída vertical de gotas de agua no deberán tener efectos perjudiciales

[6]http://www.google.com.ec/search?q=grados+de+proteccion+ip+tabla&tbm=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=2PXIUeSPBJHS9ATS4oGoDQ&sqi=2&ved=0CDwQsAQ&biw=1441&bih=772

GRADO DE PROTECCIÓN - SEGUNDO DÍGITO IPXX		
Cifra	**Descripción abreviada**	**Tipo de protección proporcionada por la envolvente**
2	Protegida contra la caída de gotas de agua con una inclinación de agua con una inclinación máxima de 15º	Las caídas verticales de gotas de agua no deberán tener efectos perjudiciales cuando la envolvente está inclinada hasta 15º con respecto a la posición normal.
3	Protegida contra la lluvia fina (pulverizada).	El agua pulverizada de lluvia que cae en una dirección que forma un ángulo de hasta 60º con la vertical, no deberá tener efectos perjudiciales.
4	Protegida contra las proyecciones de agua.	El agua proyectada en todas las direcciones sobre la envolvente no deberá tener efectos perjudiciales
5	Protegida contra los chorros de agua.	El agua proyectada con la ayuda de una boquilla, en todas las direcciones, sobre la envolvente, no deberá tener efectos perjudiciales.
6	Protegida contra fuertes chorros de agua.	Bajo los efectos de fuertes chorros, el agua no deberá penetrar en la envolvente en cantidades perjudiciales.
7	Protegida contra los efectos de la inmersión	Cuando se sumerge la envolvente en agua en unas condiciones de presión y con una duración determinada, no deberá ser posible la penetración de agua en el interior de la envolvente en cantidades perjudiciales.
8	Protegida contra los efectos de la prolongada	El equipo es adecuado para la inmersión prolongada en agua bajo las condiciones especificadas por el fabricante

3.5.1.4. Características Constructivas

Las celdas del Switchgear deben tener la capacidad de mantener un cierto nivel de continuidad de servicio, de maniobra y control. Además, una clasificación relacionada con la seguridad del personal en caso de arco interno.

Según el tipo de construcción se clasifican en:

METALENCLOSED: Los equipos se encuentran ubicados dentro de un mismo compartimento metálico, no requieren mantenimiento continuo y se emplea interruptores y fusibles como dispositivos de protección

METALCLAD: El Switchgear está constituido por 4 compartimentos, donde están ubicados los diferentes equipos. Se pueden dividir en: un compartimento de barra, uno de interruptor, uno de salida y medida y otro de bajo voltaje. Pueden ser de uso interior o exterior. Emplea circuit breakers y relés como elementos de protección, los cuales son extraíbles para un fácil mantenimiento.

La norma IEC 62271-200, clasifica la compartimentación de los paneles de medio voltaje de acuerdo con los siguientes criterios:

3.5.1.4.1. Pérdida de la Continuidad del Servicio

Define las consecuencias en la continuidad del servicio de la red eléctrica en caso de mantenimiento del compartimiento o celda.

Tabla 3.5 Características de Celdas de acuerdo a la continuidad de servicio

Categorías con respecto a la perdida de continuidad de servicio al abrir compartimientos accesibles		**Características**
LSC1 (Metal Enclosed) Celda simplificada, sin compartimientos MT		Acceso seguro Conjunto de Maniobra Metal Enclosed
LSC2	*LSC2A (Compartimentado)* Celda blindada con compartimientos MT en material aislante	Acceso seguro al compartimiento mientras algunos elementos se encuentran energizados (barras, unidades adyacentes). Barras en compartimiento separado. Aterrizar cables de MT
	LSC2B (Metal clad) Celda blindada con compartimientos MT en láminas metálicas	Acceso seguro al compartimiento mientras algunos elementos se encuentran energizados (barras, unidades adyacentes). Cables de MT en compartimiento separado. Cable de la unidad funcional puede permanecer energizado.

3.5.1.4.2. Divisiones y Naturaleza de las barreras

Define la necesidad y conveniencia del mantenimiento del equipamiento

Tabla 3.6 Clasificación Celdas de acuerdo al mantenimiento

Clasificación con respecto a la naturaleza de la barrera entre las partes activas y la accesibilidad del compartimiento abierto	**Características**
PM	Las divisiones entre compartimientos deben ser metálicas y estar debidamente puestas a tierra, garantizando el acceso seguro.
PI	Las divisiones entre compartimientos pueden ser parcial o totalmente en material aislante.

3.5.1.4.3. Seguridad personal (en caso de arco interno)

En la Tabla 3.7 se muestra la clasificación relacionada a la seguridad del personal en caso de arco interno.

Tabla 3.7 Clasificación Celdas relacionada con la seguridad personal

Tipos de compartimentos con respecto a la accesibilidad		**Características**
Compartimientos con accesibilidad	*Compartimientos basados en interbloqueo.* Pueden ser abiertos en condiciones normales para operación y mantenimiento	No se requiere de herramientas, el compartimento puede ser abierto cuando los elementos de MV están desenergizados o aterrizados a tierra.
	Compartimientos basados en procedimientos. Pueden ser abiertos en condiciones normales para operación y mantenimiento	No se requiere de herramientas, el compartimento tiene bloqueo y se necesita de un procedimiento para abrirlo, los elementos de MV tienen que estar desenergizados y puestos a tierra.
Compartimientos con accesibiidad especial	Compartimientos basados en herramientas	Se requieren herramientas para abrirlo, Requiere de procedimientos especiales.
Compartimientos sin accesibiidad	No existe la posibilidad de abrirlos.	El intento de abrirlos puede causar daños.

3.5.1.4.4. Clasificación basada en consecuencias del arco interno en la seguridad de las personas

Se define la seguridad en caso de falla interna durante el servicio normal verificado por ensayos conforme a lo definido en IEC 62271-200.

Tabla 3.8 Clasificación Celdas basada en el Arco Interno

Riesgos de incendio en caso de arco interno durante la operación normal	**Clasificación**
IAC	A: Acceso restricto solamente a personas autorizadas. B: Acceso irrestricto, incluyendo acceso público. Código de clasificación: F : Para el acceso frontal L :Para el acceso lateral R :Para el acceso trasero

El tipo de acceso a los cubículos de celdas de los Switchgear será restringido solo a personal autorizado, de tipo A. La clase de compartimentación de los cubículos de celdas será de tipo PM (metálicas). La categoría de disponibilidad de servicio de cubículos de celdas será de tipo LSC2B, según la norma IEC 62271-200.

3.5.1.5. Tipo de Celdas del Switchgear

Un Switchgear puede estar compuesto por distintos compartimientos o celdas para protección, medición y maniobra de alimentadores, transformadores y cargas. De acuerdo a la clasificación de continuidad de servicio definida en la sección 3.5.1.4 se tiene:

3.5.1.5.1. Celda de Entrada/ Salida de Transformador

Permite la conexión de un transformador de potencia a las barras de la Celda de medio voltaje. Se encuentra conformada por: un interruptor automático (con accionamiento eléctrico tripolar), seccionador de puesta a tierra, detectores monofásicos de presencia de voltaje (con indicadores luminosos), equipos de medición de corriente y voltaje, para medición y protección. En la Figura 3.2 se muestra un diagrama unifilar de este tipo de celda.

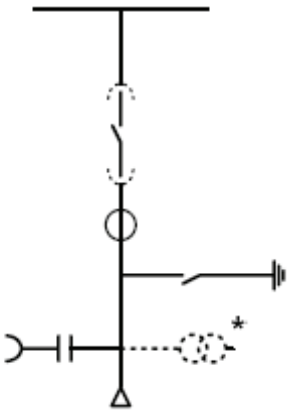


Figura 3.2 Celda de entrada/salida de Transformador

3.5.1.5.2. Celda Acopladora de Barras

Este tipo de celda permite el acoplamiento de las barras de una Celda de medio voltaje con las barras de otra celda o de otro Switchgear. Se encuentra conformada por: un interruptor automático (con accionamiento eléctrico tripolar), seccionador de puesta a tierra, detectores monofásicos de presencia de voltaje (con indicadores luminosos), equipos de medición de corriente y voltaje, para medición y protección. En la descripción de celda acopladora, también puede considerarse las celdas del tipo Interconexión de Barra (Principal o Auxiliar) en el caso de realizar el acoplamiento de barras por medio de cable salientes de medio voltaje. En la Figura 3.3 se muestra un diagrama unifilar que representa a este tipo de celdas.

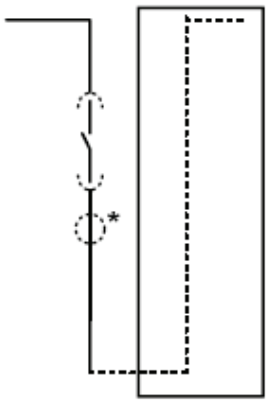


Figura 3.3 Celda Acopladora

3.5.1.5.3. Celda de Remonte o Transición

Es un cubículo de celda sin accesorios y que únicamente está compuesto por barras para interconectar cubículos de celdas adyacentes con el cubículo celda acopladora de barra. Atendiendo las particularidades de las celdas existentes en una locación, el fabricante debe considerar en su diseño que el cubículo de celda de remonte puede interconectar celdas de distintas alturas.

3.5.1.5.4. Celda de Salida

Permite la conexión de cada alimentador y/o banco de condensadores con la celda de medio voltaje. Está compuesta por una envolvente metálica, un interruptor (con accionamiento eléctrico tripolar), seccionador de puesta a tierra, detectores monofásicos de presencia de voltaje (con indicadores luminosos de estado sólido) y equipos de medición de corriente, para protección.

3.5.1.5.5. Celda Servicios Auxiliares (SS/AA)

El conjunto total de celdas podrá eventualmente considerar las posiciones para la conexión de los Transformadores de Servicios Auxiliares. Se encuentra conformada por: un interruptor o seccionador fusible (con accionamiento eléctrico tripolar), seccionador de puesta a tierra, detectores monofásicos de presencia de voltaje (con indicadores luminosos de) y equipos necesarios para medición y protección.

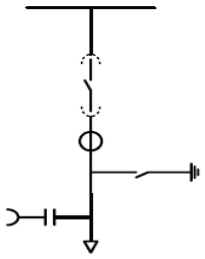


Figura 3.4 Celda Servicios Auxiliares

3.5.1.5.6. Celda de Medida

Son cubículos para medición de los parámetros principales como voltaje y corriente está compuesta por, detectores monofásicos de presencia de voltaje (con indicadores luminosos de estado sólido).

En la Figura 3.5 se presenta un diagrama unifilar que representa a este tipo de celdas.

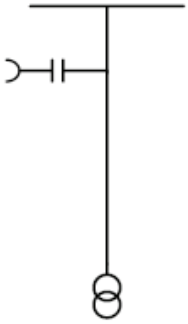


Figura 3.5 Celda de Medida

3.5.1.6. Características Eléctricas Nominales

3.5.1.6.1. Nivel de Voltaje

En el sistema analizado se tiene los siguientes niveles de voltaje descritos en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Niveles de Voltaje

Clase Voltaje Um (kV)	Voltaje Nominal del Sistema Un (kV)
6	4,16
36	34,5

3.5.1.6.2. Nivel de Aislamiento

Combinación de los valores del voltaje soportado al impulso tipo rayo y voltaje soportado tipo maniobra, que caracteriza el aislamiento del transformador en lo que concierne a soportar las solicitaciones dieléctricas.

Los niveles de aislamientos BIL para los niveles de voltaje descritos anteriormente son de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE Std C37.20.3-1987 y se describen en la Tabla 3.10:

Tabla 3.10 Niveles de Aislamiento

CLASE VOLTAJE kV	VOLTAJE SOPORTADO DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL DE 1 MINUTO (VALOR EFICAZ) kV		VOLTAJE SOPORTADO CON IMPULSOS TIPO RAYO (VALOR DE CRESTA) kV	
	A TIERRA Y ENTRE FASES	A LA DISTANCIA DE SECCIONAMIENTO	A TIERRA Y ENTRE FASES	A LA DISTANCIA DE SECCIONAMIENTO
12	28	32	75	85
17,5	38	45	95	110
24	50	60	125	145
36	70	80	170	195

3.5.1.6.3. Corriente Nominal en Servicio Continuo

Es el valor eficaz de corriente que un equipo es capaz de conducir de manera continua en ciertas condiciones de servicio.

3.5.1.6.4. Corriente de Corta Duración

Es la corriente que puede soportar un equipo sin dañarse y sin alterar sus características durante un tiempo convencional.

3.5.1.7. Características Generales

En esta sección se especifica las características generales que debe tener el switchgear como son: la señalización, alarmas, placas de identificación, pintura, etc.

3.5.1.7.1. Señalización y Alarmas

En cada una de las celdas se debe incluir la respectiva señalización y alarmas, la señalización será con luces tipo estático es decir con “leds” múltiples de alta luminosidad. Las alarmas serán de acuerdo a los requerimientos del cliente.

3.5.1.7.2. Placas de Identificación

Es importante que las celdas de medio voltaje y cada uno de sus equipos dispongan de placas de identificación y de características de acuerdo con la norma IEC 62271-200, estas placas deben ser colocadas en una parte visible.

3.5.1.7.3. Pintura y Galvanizado

La pintura y galvanizado tanto en el exterior como interior de las celdas deben ser de una calidad tal que garanticen un óptimo comportamiento frente a las condiciones ambientales indicadas anteriormente.

El galvanizado de las celdas debe cumplir con lo señalado en la norma ISO 1461 para los distintos espesores de chapas y condiciones ambientales.

3.5.1.8. Pruebas

3.5.1.8.1. Pruebas Tipo

Las celdas deben cumplir con las pruebas tipo obligatorias establecidas en la norma IEC 62271-200 sección 6.1.

- Pruebas Dieléctricas (secc. 6.2)
- Pruebas Elevación de temperatura y medición de resistencia de contacto (secc. 6.5 & 6.4)
- Pruebas de corrientes máximas y de cortocircuito (secc. 6.6)
- Pruebas de capacidad nominal y corte de los elementos y equipos (sec. 6.101)
- Pruebas de operación de los elementos y accesorios de la Celda (sec.6.102)
- Pruebas referente a Grado de protección (IP) e impacto mecánico (secc. 6.7)
- Prueba de hermeticidad y presión de gases, cuando corresponda (secc. 6.8 & 6.103)

- Pruebas a elementos aislantes de puntos energizados, según corresponda (secc.6.104)
- Prueba de arco interno según clasificación IAC (secc.106)

3.5.1.8.2. Pruebas de Rutina

Las pruebas de rutina se realizarán de acuerdo a lo establecido por la norma IEC 62271-200 sección 7, estas pruebas se efectuarán cuando las celdas estén completamente armadas y previamente probadas por el fabricante.

- Pruebas mecánicas y verificación de enclavamientos.(62271-200 secc.7.102)
- Prueba funcional de los dispositivos y/o elementos auxiliares eléctricos. (62271-200 secc.7.104)
- Prueba de aislamiento con voltaje a frecuencia industrial (60694 secc. 7.1)
- Prueba en los circuitos auxiliares y de control. (60694 secc. 7.2)
- Prueba de resistencia al circuito principal. (60694 secc. 7.3)
- Prueba de hermeticidad y presión de gases, si es que aplica (60694 secc.7.4 & 62271-200 secc. 7.103)
- Verificación dimensional e inspección general (62271 secc. 7.5)
- Verificación de pintura y galvanizado.
- Pruebas en campo (62271-200 secc. 7.105& 7.106)

3.5.1.9. Datasheet Switchgear

De acuerdo a los criterios y especificaciones analizados en los ítems anteriores y en base a los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos realizados en el Capítulo 2, se adjunta en el ANEXO 4 los Datasheet completos de todos los Switchgear de 34,5kV y 4,16kV.

A continuación se detalla de manera general la especificación de uno de los Swicthgear, considerando únicamente los parámetros básicos tanto eléctricos como mecánicos.

Tabla 3.11 Datasheet Switchgear

SWITCHGEAR MEDIO VOLTAJE 34,5kV				
			Unidad	**Requerimientos**
Datos	Voltaje		kV	34,5
	Frecuencia		Hz	60
	BIL (kV):		kV	170
	Número de Fases		-	3
Condiciones Ambientales	Ubicación		-	Interior
	Altura sobre el nivel del mar		m	<1000
	Temperatura Ambiente		°C	-5 a + 40
	Temperatura de Almacenamiento		°C	-20 a +65
	Humedad		%	90% max
	Presión Atmosférica		kPa	80 a 100
	Datos Generales		**Unidad**	**Requerimientos**
	Especificación Switchgear		-	IEC 62271-200
	Instalación		-	Metal Clad- Resistente al Arco
	Tipo		-	Gas Aislado (SF6)
	Grado de Protección (IP)		IP	IP 65 para medio voltaje IP3X para compartimentos de bajo voltaje
	Bus Principal	Corriente	A	1250
		Corriente de cortocircuito	kA – 3s	25
	Pérdida de continuidad de servicio		-	LSC 2B
	Clase de partición		-	PM
	Clasificación del Arco Interno		-	AFLR
	Accesibilidad de los compartimentos	Entrada de cables	-	Parte posterior (inferior)
		Barra del compartimento	-	No accesible
	Extensión futura de la barra		-	Si por ambos lados

3.5.2. ESPECIFICACIÓN MCC 480V

El objetivo de un Centro de control de motores es de localizar los controles de motores ubicados en áreas remotas y concentrarlos en un solo tablero. Los MCC son utilizados como eslabón de unión entre equipos de generación y las cargas de consumo finales tales como motores, equipos de servicios auxiliares, etc.

Los MCC ofrecen la ventaja de integrar dentro de un mismo tablero los sistemas arrancadores de motores, contactores como principales componentes de control de distintas áreas así como el sistema de distribución de las mismas, al utilizar este equipamiento se reducen los costos ya que las líneas de alimentación llegan a un solo lugar (MCC) y desde allí salen los cables de poder y de control hacia las cargas finales.

3.5.2.1. Norma Aplicables

- IEC-61641 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies
- NEMA 1 – Electrical Enclosures
- NEMA ICS 1-2000 Industrial Control and System General Requeriments.
- NEMA ICS 2-2000 Industrial Control and Sysments, Controllers, and Overload Realys Rated 600 Volts.
- ANSI C37.20.1-2002 Standard for Metal-Enclosed Low- Voltage Circuit Breaker Switchgear.
- IEC 60439-1 Low-Voltage Switchgear and Controlgear Assemblies- Type-Tested and Partiallyty

3.5.2.2. Seguridad

Al producirse un cortocircuito y éste al no ser despejado a tiempo puede generar una explosión y por ende un incendio, en caso de estar cerca de material inflamable se puede producir lesiones ya sea de un técnico o un operador que estuviese cerca del MCC.

Para evitar este tipo de riesgos los MCC deben cumplir con ensayos de arco según lo estipula la norma IEC-61641. Esta indica que ante fallas de arco no se deben producir desprendimientos en la estructura del MCC.

3.5.2.3. Condiciones de Servicio

Temperatura: Durante el funcionamiento de un MCC, la temperatura ambiente del aire debe permanecer entre –5 °C y +40 °C. La temperatura promedio en un período de 24 horas no debe exceder de +35 °C.

Humedad: La humedad relativa no debe exceder del 50% a la máxima temperatura de +40 °C. A temperaturas menores se puede tolerar una humedad relativa mayor.

3.5.2.4. Especificaciones Generales

El MCC consiste en una o más secciones metálicas verticales, auto soportadas de manera que puedan ensamblarse una junto a la otra formando una estructura rígida y puede contener cualquier combinación de componentes y equipos principales pero no limitados a los siguientes:

- Unidades combinadas para control de motores a pleno voltaje reversible o no reversible.
- Unidades combinadas para control de motores a pleno voltaje de varias velocidades.
- Variadores de velocidad de frecuencia variable.
- Arrancadores suaves
- Tableros de alumbrado o distribución
- Unidades con alimentador en derivación (Interruptor termo magnético)
- Transformadores de alumbrado
- Controladores programables

Todos los equipos mencionados anteriormente pueden contener elementos o dispositivos auxiliares asociados como botones, interruptores selectores, lámparas indicadores, transformadores de control, contactos auxiliares, relés de protección, incorporados como parte integral de las unidades anteriores.

3.5.2.5. Características de Construcción

3.5.2.5.1. Secciones verticales

El MCC debe fabricarse en secciones verticales, auto soportadas con compartimientos individuales, con palancas de operación y botones de restablecimiento, ensambladas de fábrica, construcción modular de tal forma que se puedan ensamblar una junto a otra consolidado una estructura rígida, que además tengan la posibilidad de extenderse en sus extremos libres sin transición no dificultadores, para acoplarse a otras secciones del mismo fabricante.

La estructura del MCC, todo el equipo y accesorios expuestos a los esfuerzos y efectos de un cortocircuito, deben soportar la corriente de cortocircuito indicada en la hoja de datos del ANEXO 5

3.5.2.5.2. Puertas

Cada cubículo debe poseer una puerta frontal con bloqueos mecánicos que permitan evitar su apertura cuando se encuentre energizado, pero con la opción que personal especializado pueda abrirla con seguridad cuando el interruptor esté cerrado.

La puerta frontal con bisagra debe poseer conexión a tierra, y permitir la instalación de candados de fabricación comercial para evitar la energización del equipo en etapa de mantenimiento.

3.5.2.5.3. Barras principales y derivadas

Las barras principales deben ser de tipo horizontal a lo largo y ubicada en la parte superior o intermedia del MCC, deben tener un rango mínimo de 600 A a 2500 A máximos.

Las barras derivadas deben ser verticales y deben extenderse a cada uno de los cubículos de cada sección, deben ser del mismo material y recubrimiento que las barras principales y su capacidad debe ser mínimo de 300 A continuos.

3.5.2.5.4. Barras de tierra

Se debe poseer un colector de tierra en la parte inferior y a lo largo del tablero de cobre, la capacidad de las barras de tierra debe ser de al menos el 1/3 de la barra principal, y no menor a 300 A. En ambos extremos de las barras se deben proporcionar conectores del tipo mecánico adecuados para conductor de tierra hasta calibre 4/0 AWG.

3.5.2.5.5. Interruptores en aire electromagnéticos

Las características de los interruptores deben ser de tipo removible de 3 polos, operados de forma eléctrica o manual adecuados para servicio del sistema de 480V, 3 fases, 60 Hz, con funciones de disparo ajustables por sobrecorriente continua de tiempo largo, corto e instantánea, debe incluir la protección de falla a tierra.

Deben poseer la capacidad de abrir manualmente ante una emergencia de forma accesible frente al interruptor.

3.5.2.5.6. Envolvente

El envolvente del MCC debe ser del tipo NEMA 1 con empaquetadura alrededor del perímetro de las puertas 3R, sin ingreso, con envolvente exterior de acero inoxidable.

Cada una de las secciones debe estar equipada con dos planchas laterales metálicas para aislar cada sección vertical.

Las superficies interiores y exteriores deben estar pintadas de color gris claro mediano de acuerdo a la norma ANSI 49.

Las canaletas de cables verticales y las placas posteriores de la unidad deben pintarse de color blanco brillante de alta visibilidad.

Deben colocarse planchas de asilamiento en el interior de las placas de cierre finales para las aberturas de bus horizontal, con el objeto de evitar quemaduras

de lado a lado de la placa de cierre final en caso de producirse un fallo por arco interno en el compartimento de bus horizontal.

3.5.2.6. Pruebas

Se deben realizar las pruebas en fábrica de acuerdo a las normas vigentes aplicables, incluyendo las siguientes:

- Prueba de rigidez dieléctrica de las barras y conductores de fuerza y control entre fases y tierra.
- Prueba de funcionalidad de los interruptores electromagnéticos (Operación mecánica).
- Prueba de funcionalidad de las combinaciones interruptor-arrancador, simulando cierres y disparos.
- Verificación de las características técnicas de transformadores de corriente y potencial.
- Verificación de la operación de las protecciones y de los circuitos de medición.
- Prueba de todo el equipo auxiliar complementario.
- Prueba de voltaje aplicado.

3.5.2.7. Transporte

El equipo debe ser empacado de tal manera, que no se estropeen durante su transporte y almacenamiento previo a la instalación. Se debe tener precaución con las partes removibles. Todo el equipo debe ser embarcado seco y libre de polvo.

3.5.2.8. Datasheet

El Datasheet (Hoja de Datos) completo correspondiente al MCC de 480 V se encuentra adjunto en el ANEXO 5, adicionalmente se adjunta un Datasheet con los parámetros principales considerados para la especificación.

Tabla 3.12 Datasheet MCC

DATASHEET MCC 480 V			
		Unidades	**Requerimientos**
Datos	Voltaje de operación	V	480
	Voltaje nominal	V	600
	Frecuencia	Hz	60
	Número de Fases	-	3
Condiciones Ambientales	Ubicación	-	Interior
	Altura sobre el nivel del mar	m	<1000
	Temperatura Ambiente	°C	-5 a + 40
	Humedad	%	50% a 40 °C
	Datos Generales	**Unidades**	**Requerimientos**
Barra Principal	Material de la Barra	-	Cobre
	Corriente continua barra Horizontal	A	600
	Corriente continua barra Vertical	A	300
	Corriente de cortocircuito	kA	65
	Aislamiento de la Barra Vertical	-	Si
para	Material de la Barra	-	Cobre
	Corriente nominal	A	300
Envolvente	Clasificación NEMA	-	NEMA 1A (Gasketed)
	Acceso	-	Solo Frontal
	Posible Expansión	-	Extremo derecho
	Prueba al Arco Interno	-	Si
	Color de la Pintura Exterior	-	ANSI GRAY 61

3.5.3. ESPECIFICACIÓN DE CIRCUIT BREAKERS

Un circuit breaker o interruptor es un accionamiento eléctrico diseñado para proteger un circuito eléctrico de los daños causados ya sea por sobrecarga o cortocircuitos, para lo cual interrumpe el flujo de la corriente eléctrica.

3.5.3.1. Normas Aplicables

Las normas aplicables para la especificación de un circuit-breaker se detallan a continuación:

- IEC 62271-100: High-voltage alternating-current circuit-breakers.
- IEC 60694: (1996-05) Estipulaciones comunes para las normas de Switchgear de alto voltaje.
- IEC 60376: Especificación y aceptación de SF6.
- IEC 60071-2: Insulation co-ordination - Part 2: Application guide.

3.5.3.2. Condiciones de Servicio

Los circuit breakers será situados en el switchgear anteriormente especificado por tanto se rige a las mismas condiciones de servicio y a las que se especifica en la claúsula 2 de la Norma IEC 60694.

3.5.3.2.1. Condiciones Ambientales

- Altura sobre nivel del mar: <1000 m
- Temperatura de operación: -5 a 40 °C
- Temperatura de almacenamiento: -20 a 65 °C
- Presión atmosférica: 80 a 100 kPa
- Humedad relativa promedio: Períodos 24horas <95%
  1 mes <90%

3.5.3.2.2. Condiciones de Operación

- Nivel de voltaje del sistema: 34,5 kV / 4,16 kV
- Nivel de voltaje del equipo: 36 kV / 6 kV
- Frecuencia: 60 Hz
- Número de fases: 3

3.5.3.3. Características Eléctricas[7]

GRADO DE PROTECCIÓN: Es el la protección contra agentes externos, puede ser para usos en interior o a intemperie.

CORRIENTE NOMINAL: Máxima corriente que puede conducir permanentemente a temperatura ambiente sin calentamiento anormal del breaker.

CORRIENTE DE REGULACIÓN: Corriente regulada a partir de la cual se verifica la protección contra sobrecargas, por lo general es alrededor del 80 a 90% de la corriente nominal.

CORRIENTE DE OPERACIÓN MAGNÉTICA: Corriente a partir de la cual se asegura la apertura instantánea del circuit breaker. Se expresa en múltiplos de la corriente nominal.

CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN: Es la máxima corriente que el circuit breaker puede soportar durante un corto período de tiempo sin alterar sus características.

PODER DE CORTE: Corriente máxima que el circuit breaker puede interrumpir en condiciones normales de voltaje. Con mayores corrientes se pueden producir fenómenos de arco voltaico, fusión y soldadura de materiales que impedirían la apertura del circuito.

PODER DE CIERRE: Corriente máxima que puede circular por el dispositivo en el momento de cierre sin que éste sufra daños por choque eléctrico.

VOLTAJE NOMINAL: Voltaje para la cual está diseñado el circuit breaker en condiciones normales de operación.

---

[7] http://www.programacasasegura.org/pe/img/File/pdfs/presentacion_interruptores_de_proteccion.pdf

VOLTAJE DE AISLAMIENTO: Es le máximo voltaje que el equipo puede soportar sin que se produzca un arco eléctrico, por tanto el voltaje nominal debe ser siempre menor que el voltaje de aislamiento.

ENDURANCIA MECÁNICA

Número de ciclos on-off sin carga

Clase M1: circuit breaker automático con resistencia mecánica normal no (mecánicamente la prueba del tipo 2 000 operaciones) que cae en la categoría de clase M2

Clase M2: circuit breaker para requisitos de servicios especiales y diseñados para requerir un mantenimiento limitado como lo demuestran los ensayos de tipo específico (circuit breaker automático con resistencia mecánica prolongada, mecánicamente puede soportar hasta prueba de 10 000 operaciones)

Una combinación de las distintas clases de circuit breakers automáticos con respecto a la resistencia eléctrica, resistencia mecánica y la probabilidad de recebado durante la corte de la corriente capacitiva es posible. Para la designación de estos interruptores de circuito en la notación de las diferentes clases se combinan siguiendo un orden alfabético, por ejemplo C1-M2.

ENDURANCIA ELÉCTRICA

Número de ciclos on-off a corriente y voltaje nominal, es decir es el número de maniobras en carga que el contactor es capaz de realizar. Depende de las categorías de empleo

Clase E1: Circuit breaker automático con resistencia eléctrica básicos que no entran en la categoría de clase E2.

Clase E2: Circuit breaker automático diseñado para no requerir mantenimiento de los elementos de interrupción del circuito principal durante su vida útil esperada, y un mínimo mantenimiento de sus otras partes (circuit breaker automático con resistencia eléctrica extendida)

Se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Mínimo mantenimiento puede incluir la lubricación, reposición de gas y limpieza de las superficies externas, en su caso.
- Esta definición se limita a la distribución de los interruptores automáticos de voltaje nominal superior a 1 kV y hasta 52 kV inclusive.

3.5.3.4. Categoría de Utilización

TIPO A: No está específicamente previsto para forzar selectividad en caso de un cortocircuito

TIPO B: Está específicamente previsto para la optimizar la selectividad en el cortocircuito ya que permite un retardo intencional de disparo a determinado valor de corriente de cortocircuito.

3.5.3.5. Tipos de Circuit Breakers

Según el medio eléctrico en el cual se encuentran los contactos los tipos de circuit breaker pueden ser aislados en:

- Aceite.
- SF6 (hexafluoruro de azufre).
- Soplo de aire.
- Vacío.

3.5.3.5.1. En Aceite

Sus contactos se sumergen en una cuba de aceite aislante que tiene la propiedad de enfriar los contactos del interruptor, es decir se aprovecha la energía desprendida por el arco mismo para apagarlo: La separación de los contactos se hace en baño de aceite. Los contactos están en un pequeño recipiente, llamado cámara de explosión, provista de orificios de salida. El hidrógeno desprendido por el arco y contenido en la cámara de explosión aumenta la presión, lo cual hace

crecer la rigidez dieléctrica del aceite. Además el gas a presión que atraviesa el arco para salir por los orificios de la cámara lo alarga, lo enfría y lo apaga.

Conllevan el riesgo de inflamabilidad del aceite y requieren un gran mantenimiento, haciéndolos poco aconsejables para grandes potencias y secciones.

3.5.3.5.2. SF6

Su funcionamiento es igual al de los circuit breakers con soplado auto-neumático, sólo que estos en vez de expulsar aire expulsan a gran presión un gas llamado hexafloruro de azufre (SF6), cuyas propiedades eléctricas son muy superiores a las de cualquier aislante conocido. Actualmente son los más utilizados, siendo los únicos aptos para el uso en muy altos voltajes, ya que es un gas inerte que se hace trabajar a la presión de 2 o 3 kg/cm2. Se manda SF6 a presión sobre el arco, generalmente a lo largo del eje del arco, lo cual lo adelgaza y lo apaga.

El circuit breaker en SF6 es totalmente hermético para mantener la presión, presentando varias ventajas que hacen que sea cada vez más empleado: el SF6 no es tóxico, el circuit breaker ocupa poco espacio (ideal en subestaciones compactas) y además no es ruidoso.

3.5.3.5.3. Soplo de Aire

Se manda sobre el arco aire comprimido a 15 kg/cm2, siendo el principio de funcionamiento similar al de SF6. Pero la presión elevada requiere mayores precauciones para impedir escapes de aire.

Evidentemente este no es el sistema de extinción más eficaz y es por eso que su uso se limita al medio voltaje, resultando inviable su uso en instalaciones de mayor voltaje.

3.5.3.5.4. En Vacío

Los contactos del aparato van inmersos en una cámara de vacío donde, al no existir ningún elemento (no hay gas que ionice), no se produce continuidad del arco. Son muy simples y suelen utilizarse en voltajes hasta 50 kV.

Para el presente caso se emplean circuit breakers aislados en SF6 debido a su gran alto poder de extinción del arco eléctrico, y debido a que comercialmente son los más utilizados.

3.5.3.6. Características Constructivas

El circuit breaker debe ser un equipo de fácil montaje y debe requerir un mantenimiento mínimo. En su propuesta el fabricante debe indicar los procedimientos de mantención que requiere el equipo, las herramientas necesarias y los períodos recomendados para su ejecución.

Cada circuit breaker y sus partes componentes deberán ser capaces de resistir todos los esfuerzos provenientes del transporte, montaje, desmontaje y mantenimiento según las indicaciones específicas que debe presentar el fabricante en la propuesta.

El circuit breaker será de ejecución extraíble y suministrados con su marco de montaje tipo cassette

Las unidades de polo del interruptor irán dentro de molduras de soporte, el cual garantizará el aislamiento entre fases, así como también conferirá protección mecánica.

El fin de carrera debe ser automático.

El pulsador de cierre será identificado con el símbolo **I** en fondo rojo y el pulsador de apertura será identificado con el símbolo **O** en fondo verde.

3.5.3.7. Características Generales

3.5.3.7.1. Placa de Identificación

Es importante colocar una placa de identificación del equipo, en idioma español, ésta placa deberá cumplir lo indicado en las Normas IEC-60271-100 y debe ser de acero inoxidable.

3.5.3.7.2. Placa Diagramática

El fabricante deberá incluir una placa diagramática con los circuitos de control del circuit breaker. Esta placa deberá ser instalada en la contratapa del gabinete de control.

3.5.3.7.3. Pintura y Galvanizado

La pintura y galvanizado deberán ser de una calidad tal que garantice un óptimo comportamiento frente a las condiciones ambientales indicadas en el ítem 3.5.3.2.1

Los espesores de galvanizado deberán cumplir con lo señalado en la Norma ISO 1461 para los distintos espesores de chapa y condiciones ambientales.

3.5.3.8. Pruebas

3.5.3.8.1. Pruebas Tipo

Los circuit breakers deben cumplir con las pruebas tipo obligatorias establecidas en la norma IEC 62271-100 sección 6 y en la IEC 60694.

3.5.3.8.2. Pruebas de Rutina

Las pruebas de rutina se realizarán de acuerdo a lo establecido por la norma IEC 62271-100, y se deberán realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- Voltaje aplicado a frecuencia industrial
- Voltaje aplicado a circuitos de control y SS/AA
- Medición de la resistencia a los circuitos principales
- Pruebas mecánicas
- Verificación del funcionamiento mecánico y eléctrico
- Verificación del tiempo de carga del resorte
- Verificación del tiempo de apertura y cierre
- Verificación de simultaneidad de operación de los contactos principales
- Hermeticidad de las cámaras.

- Consumo del motor.
- Ensayos al SF6 cuando sea aplicable
- Verificación de la alarma y bloqueo del densímetro cuando corresponda.
- Pruebas de rutina a los TC's cuando corresponda
- Obtención de curvas de magnetización de los TC's cuando corresponda
- Verificación visual: dimensiones, pintura, galvanizado, etc.
- Verificación de espesor y adherencia de pintura y galvanizado.

3.5.3.9. Datasheet Breakers

De acuerdo a los criterios y especificaciones analizados en los ítems anteriores y en base a los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos realizados en el Capítulo 2, se adjunta en el ANEXO 6 los Datasheet de los Circuit Breakers requeridos en cada una de las celdas de los Switchgears.

A continuación se presenta un Datasheet para los circuit breakers del Swicthgear de 34,5kV.

Tabla 3.13 Datasheet Circuit Breaker

DATASHEET CIRCUIT BREAKER				
Datos Generales		**Unidad**	**Requerimiento**	
			Entrada	**Alimentador**
Circuit Breaker	Tag/ Cubicle	-	CB01-01/ A01	CB01-02/03/04/05/06 A02/03/04/05/06
	Norma para la especificación		IEC 62271-100	IEC 62271-100
	Voltaje	kV	36	36
	Corriente	A	1250	1250
	Corriente de corto circuito	kA	25	25
	Corriente de cortocircuito de corta duración	kA – 3s	25	25
	Aislamiento	-	Vacío	Vacío
	Tipo de montaje	-	Extraíble	Extraíble
	Endurancia Mecánica	-	M2	M2
	Endurancia Eléctrica	-	E2	E2
	Secuencia de operación	-	O-0.3s-CO-15s-CO	O-0.3s-CO-15s-CO

DATASHEET CIRCUIT BREAKER				
Datos Generales		Unidad	Requerimiento	
			Entrada	Alimentador
	Alimentación al circuito de control	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC

3.5.4. ESPECIFICACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN

El avance tecnológico ha permitido que los relés de protección para los sistemas eléctricos sean en la actualidad dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que adquieren señales de campo para realiza varias funciones de control, protección y medida.

El objetivo principal de un relé de protección es desconectar un elemento del sistema en caso de falla en el menor tiempo posible. Además deben poseer ciertas características básicas que son:

Sensibilidad: Cualquier equipo de protección tiene que ser lo suficientemente sensible para que sea seguro y se dispare en caso de falla.

Selectividad: El equipo de protección debe ser selectivo, es decir, que se dispare cuando verdaderamente se presenten las condiciones de falla, no debe presentar disparos erróneos.

Velocidad: Los relés se deben disparar a cierta velocidad o rapidez que requiera que se despeje la falla.

De esta manera, se evitan condiciones que involucren la operación de más protecciones, y por lo tanto, se evita la desconexión de más elementos del sistema eléctrico.

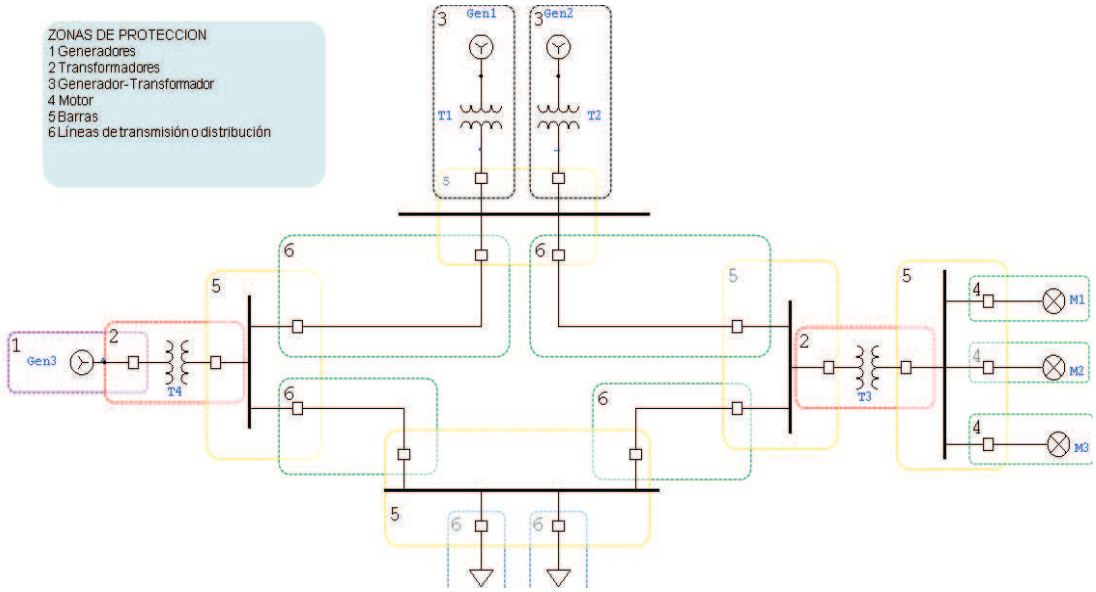


Figura 3.6 Sistema eléctrico típico donde se identifican las diferentes zonas de protección.

3.5.4.1. Norma y Estándares

Los relés de protección IED´s deben cumplir con las siguientes normas y estándares, que se describen a continuación:

- IEC 60255-22-4 Ed. 3.0, Relés eléctricos
- IEC 61850, Redes de comunicación y sistemas en subestaciones
- IEC 60870, Equipos de telecontrol y sistemas
- IEC 61000, Compatibilidad electromagnética (EMC)
- IEC 60068, Pruebas ambientales
- IEEE Std C37.102, 2006, IEEE Guide for AC Generator Protection
- IEEE Std C37.91, 2008, Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers
- IEEE Std C37.230, 2007, IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines
- IEEE Std C37.90, 1989, IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus

3.5.4.2. Condiciones de Servicio

3.5.4.2.1. Condiciones Ambientales

En general, los relés de protección IED´s deben ser apropiados para instalaciones interiores con las condiciones ambientales que se detallan a continuación:

- Altura sobre nivel del mar: <1000 m
- Temperatura de operación: -10 a 55 °C
- Temperatura de almacenamiento: -20 a 65 °C
- Temperatura de almacenamiento: -20 a 65 °C
- Temperatura de transporte -20 a 85 °C
- Presión atmosférica 80 a 100 kPa
- Humedad relativa del aire: 90% a 20 °C sin condensación
- Grado de polución 2
- Categoría de instalación II
- Grado de protección del IED:
- Lado frontal: IP 40
- Lado posterior, terminales de conexión: IP 10

3.5.4.2.2. Condiciones de Operación

Los relés de protección IED´s deben tener la capacidad de ser alimentados con una fuente de corriente alterna (AC) o una fuente corriente continua (DC) y deberán ser diseñados para funcionar adecuadamente dentro de los límites especificados en las Tablas 3.14 y 3.15

Tabla 3.14 Alimentación de Relés con Corriente Alterna

PARÁMETROS DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (AC)	
Frecuencia nominal:	60 Hz
Voltaje nominal AC:	100 a 240 VAC
Máximas variaciones permanentes de voltaje:	±10 % (en by-pass)
Máximas variaciones permanentes de frecuencia:	±5 % (en by-pass)
Potencia de consumo típica:	25 a 30 W
Potencia de consumo máxima:	50 W

Tabla 3.15 Alimentación de Relés con Corriente Continua

PARÁMETROS DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (DC)	
Voltaje nominal DC:	48 a 250 VDC
Máximas variaciones permanentes de voltaje:	-20 % a +10 %
Potencia de consumo típica:	25 a 30 W
Potencia de consumo máxima:	25 a 30 W

3.5.4.3. Características Técnicas y Funcionales de los Relés de Protección

A continuación se describen los requerimientos de las funciones de protección más comunes que debe disponer un relé de protección.

3.5.4.3.1. Protecciones de sobre corriente (50, 51)

La protección de sobre corriente realiza mediciones permanentes de la corriente de cada fase con el objeto de detectar las sobre corrientes que se pueden producir durante un cortocircuito. Estas protecciones pueden ser de operación instantánea (50) y temporizada (51) o la combinación de ambas. Para operación instantánea la protección debe poder temporizarse o inhibirse cuando se lo requiera, y para el caso operación temporizada el tiempo puede ser de "tipo dependiente", multi-curva.

Se prefieren modelos de relés IED´s con un amplio rango de ajustes y características de funcionamiento (ajuste del pickup y tiempo definido) con opción para selección del tipo de curva entre ANSI, IEEE, IEC, I^2t (tiempo inverso, muy inverso, extremadamente inverso o definido).

3.5.4.3.2. Protecciones de sobre corriente restringida (51R)

Este tipo de protección tiene características similares a la 51 y son el resultado de una conexión de tipo equilibrada de una protección normal de sobre corriente, con lo cual ésta protección no deberá ser sensible a las fallas pasantes.

3.5.4.3.3. Protecciones de falla a tierra (desbalance) (50N, 51N, 50g, 51g, 64)

Las protecciones de falla a tierra son en general utilizadas en sistemas de puesta a tierra directa o a través de una impedancia (normalmente resistencia), estas protecciones actúan únicamente con los fenómenos relacionados con tierra como es el caso de los cortocircuitos.

Para el caso de sistemas de puesta a tierra con resistencia, se utilizará una protección de falla a tierra de alta sensibilidad (64), y para sistemas de puesta a tierra directa se puede emplear la protección de falla a tierra de la corriente residual (50N/51N).

En el caso de sistemas con neutro de alta impedancia se puede emplear una protección 67N ó no direccional (64).

3.5.4.3.4. Protecciones de voltaje (27, 59)

Los relé IED's deberán tener protecciones de sobre y bajo voltaje de fase y una protección de voltaje de neutro y/o desbalance.

Las protecciones de voltaje deberán funcionar por un cierto tiempo cuando los valores de voltaje en el sistema estén fuera de los límites establecidos y deben ser dependientes de tiempo.

3.5.4.3.5. Protección de potencia inversa (32)

Este tipo de protección es colocada para evitar el flujo de potencia activa en una dirección indebida. Se aplica en generadores y su ajuste se hace en función de la potencia nominal, para lo cual se debe considerar una temporización que permita evitar falsas actuaciones cuando la máquina absorbe potencia sincronizante o cuando se produce una oscilación de potencia.

3.5.4.3.6. Protección de sobre corriente frenado por voltaje (51V)

Esta protección es empleada para funcionar cuando la corriente de cortocircuito de un sistema no puede ser soportada por un cierto tiempo.

Para esta protección existen dos características de operación que son:

Sobre corriente con restricción de voltaje que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste. Pero, también para valores menores según el nivel de voltaje que se mide. Con esto se logra una aceleración de su tiempo de operación; es decir, el tiempo será menor cuanto más baja sea el voltaje.

Sobre corriente con control de voltaje que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero se requiere que el voltaje sea menor que un determinado umbral previamente definido.

3.5.4.3.7. Protección direccional de sobre corriente (67)

La función de éste relé es bloquear la operación cuando el relé cambia la dirección de corriente en sentido contrario a lo establecido. Este relé mide el ángulo de desfasaje entre la corriente y voltaje, y opera cuando los valores se alejan a los establecidos sin importar la amplitud de la corriente y del voltaje.

3.5.4.3.8. Protección de sobrecarga (49)

Esta protección opera simulando el calentamiento del equipo protegido y por sobrecargas débiles y prolongadas. Estos relés deben garantizan la durabilidad de los equipos e impedir que funcionen en condiciones de calentamiento anormales.

3.5.4.3.9. Protección de baja y sobre frecuencia (81U, 81O, 81l)

Las protecciones de frecuencia toman la señal de voltaje, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

Sobre frecuencias (81O): Es utilizada para la protección de sobre velocidad de los generadores y operan cuando la frecuencia supera el punto de ajuste establecido.

Bajas frecuencias (81U): Es utilizada en los interruptores de enlace (TIE) entre sistemas diferentes y opera cuando la frecuencia disminuye por debajo del ajuste establecido en un cierto tiempo.

Para conseguir una acción más rápida, se puede considerar una protección sobre la base de variación de la frecuencia, también denominado función de derivada de frecuencia (df/dt).

Para este tipo de protección se requiere mínimo 4 etapas para configuración de sobre frecuencia y 6 etapas de baja frecuencia, para aplicaciones de alivio de carga, en el caso de relés aplicados para este propósito.

3.5.4.3.10. Protección diferencial (87)

Esta función de protección es aplicada como protección principal de un determinado equipo y no deberá operar cuando existan fallas fuera de las zonas protegidas, debe ser insensible a las corrientes de magnetización de los transformadores y a la saturación de los TC's.

La compensación debido a la relación de transformación de los TC's y el grupo de conexión del transformador de potencia debe realizarlo internamente el relé. La protección diferencial para transformadores deberá tener características de estabilización para evitar disparos intempestivos.

Las funciones de protección a ser descritas en los ítems anteriores deben cumplirse obligatoriamente con las funciones de prioridad 1, las funciones de prioridad 2 serán evaluadas como compensatorias y/o adicionales a las funciones de prioridad 1.

3.5.4.3.11. Funciones de protección para transformadores

De acuerdo a las recomendaciones expuestas en la IEEE Std C37.91™-2008 se muestra en la Tabla 3.16 las funciones de protección que los transformadores deben tener en al menos en dos niveles de prioridad.

Tabla 3.16 Protecciones Estándar para Transformadores

CÓDIGO NORMA ANSI	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	PRIORIDAD 1	PRIORIDAD 2
25	Sincronismo		X
27	Bajo voltaje	X	

CÓDIGO NORMA ANSI	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	PRIORIDAD 1	PRIORIDAD 2
27D	Bajo voltaje de secuencia negativa		X
27R	Bajo voltaje remanente		X
32	Sobre potencia direccional	X	
38	Monitoreo de temperatura		X
46	Desbalance de secuencia negativa	X	
47	Sobre voltaje de secuencia negativa		X
49	Sobre carga térmica		X
50	Sobre corriente instantánea	X	
50BF	Falla de breaker		X
50N/G	Sobre corriente falla a tierra instantánea	X	
51	Sobre corriente temporizada	X	
51N/G	Sobre corriente falla a tierra temporizada	X	
59	Sobre voltaje	X	
67	Sobre corriente direccional de fase		X
67N	Sobre corriente direccional a tierra		X
81O	Sobre frecuencia	X	
81R	Cambio proporcional de la frecuencia	X	
81U	Baja Frecuencia	X	
87N	Diferencial corriente de tierra	X	
87T	Diferencial de transformador	X(1)	

(1) Aplica en transformadores mayores a 5kVA

3.5.4.3.12. Funciones de protección para alimentadores

De acuerdo a las recomendaciones expuestas en la IEEE Std C37.230™-2007 se muestra en la Tabla 3.17 las funciones de protección que los alimentadores de distribución principal aéreos y/o enterrados deben tener en al menos en dos niveles de prioridad.

Tabla 3.17 Protecciones para alimentadores de distribución principal (Feeders)

CÓDIGO NORMA ANSI	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	PRIORIDAD 1	PRIORIDAD 2
21	Distancia	X(1)	
21FL	Localización de Fallas	X	
25	Sincronismo	X(2)	
27	Bajo voltaje	X	
32	Sobre potencia direccional	X	
46	Desbalance de secuencia negativa	X	
47	Sobre voltaje de secuencia negativa		X

CÓDIGO NORMA ANSI	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	PRIORIDAD 1	PRIORIDAD 2
50	Sobre corriente instantánea	X	
50BF	Falla de breaker		X
50N/G	Sobre corriente falla a tierra instantánea	X	
51	Sobre corriente temporizada	X	
51N/G	Sobre corriente falla a tierra temporizada	X	
51V	Sobre corriente con opción de voltaje dependiente		X
59	Sobre voltaje	X	
59N	Sobre voltaje residual		X
67	Sobre corriente direccional de fase		X
67N	Sobre corriente direccional a tierra		X
74TC	Supervisión circuito de disparo		X
81O	Sobre Frecuencia	X	
81R	Cambio proporcional de frecuencia df/dt		X
81U	Baja Frecuencia	X	
87L	Diferencial de línea	X(3)	

(1) Aplica en alimentadores de longitud considerable, según requerimientos del estudio de coordinación de protecciones.

(2) Aplica en alimentadores con generación a los dos lados de la línea.

(3) Aplica en sistemas mallados o con generación considerable en los dos extremos.

3.5.4.3.13. Funciones de protección para servicios auxiliares

Al igual que el ítem anterior se indica en la siguiente Tabla las funciones de protección que deberán tener los relés IED´s para servicios auxiliares.

Tabla 3.18 Protecciones para servicios auxiliares

CÓDIGO NORMA ANSI	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	PRIORIDAD 1	PRIORIDAD 2
21FL	Localización de Fallas		X
50	Sobre corriente instantánea	X	
50BF	Falla de breaker		X
50N/G	Sobre corriente falla a tierra instantánea	X	
51	Sobre corriente temporizada	X	
51N/G	Sobre corriente falla a tierra temporizada	X	

3.5.4.4. Funciones de Telecontrol y Protocolos de Comunicaciones

Los relés de protección comúnmente poseen un puerto RS232, USB, Ethernet RJ-45 frontal para conexión directa con un computador personal PC mediante protocolos propietarios.

Otros puertos típicos se mencionan a continuación:

- Puerto serial posterior RS485 para tele gestión desde un sistema SCADA.
- Puerto Ethernet 10/100 Mbits con un conector RJ45 que soporte los protocolos IEC 61850, DNP3, Modbus TCP/IP en este orden de prioridad.

En general, los relés IED's deberán soportar los siguientes protocolos: Modbus RTU, Modbus TCP/IP, DNP3.0, IEC 61850, IEC 60870-5-103 e IEC 60870-5-104 cual fuese el caso.

3.5.4.4.1. Puertos para Automatización

Entradas Analógicas

A continuación se especifican las características que cada una de las entradas y salidas analógicas de los relés deberán tener:

- Entradas de corriente de fase
- Entradas de corriente de tierra residual o sensitiva
- Entradas de Voltaje

Dependiendo del equipo a proteger la cantidad de entradas y salidas de TC's y TP´s deben tener lo especificado en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19 Número de entradas típicas para TC's y TP's.

EQUIPO	TC's	TP's
	N° Entradas	N° Entradas
Generador	7	2
Transformador	7	2
Alimentadores	4	2
Servicios auxiliares	4	1

Entradas y Salidas Digitales

Los relés IED's deben disponer entradas y salidas binarias según el Datasheet de cada relé de protección.

Entradas digitales

- Deberá poseer niveles de umbral configurables hasta 220VAC
- Capacidad máxima hasta 300 VDC
- Tolerancia máxima de -20% hasta +10%
- El tiempo de reconexión debe ser menor a 1 ms
- Tipo Contactos secos

Salidas digitales

- Contactos de salida deben cumplir con la norma ANSI C37.90 (30 A por 0.2 seg).
- Tiempo de operación menor a 4 ms
- Capacidad continua no menor a 6 A
- Salidas de estado sólido tipo relé

3.5.4.5. Medición y Monitoreo

Los relés de protección deben estar en la capacidad de medir y monitorear lo que se especifica a continuación:

- Capacidad de medición y registro de corrientes de fase, neutro y de secuencias para cada devanado.
- Capacidad de medición y registro de corrientes de restricción y diferencial.
- Capacidad de medición de voltaje, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, armónicos, frecuencia y energía.
- Capacidad de medición de temperatura en los casos que aplique.
- Capacidad de registrar reportes de fallas.
- Oscilografía exportable en archivo Comtrade.

- Los registros de medición deben incluir los valores de corriente, voltaje y ángulo, los tiempos de inicio de los bloqueos de protección, la hora de registro, etc.
- Posibilidad de sincronismo de tiempos, por ejemplo entrada IRIG-B para sincronización con reloj satelital.
- Autodiagnóstico.

3.5.4.6. Señalización e Indicadores

Los relés de protección IED´s deben disponer de una pantalla tipo LCD que permita visualizar datos (medición y ajustes) de forma clara. Existen en el mercado relés en los que se puede programar un mímico de un diagrama unifilar del elemento a proteger.

Mediante leds indicativos en el panel frontal o en la pantalla se señaliza el estado del relé. Los estados pueden ser: estado de reposo, estado de alarma (cuando arranca la protección) y estado de disparo (cuando la protección ha actuado).

El reset de alarmas del equipo puede realizarse en forma manual mediante el pulsador configurado para el efecto.

3.5.4.7. Requerimientos Generales

En general los relés de protección IED´s deben cumplir los siguientes requerimientos:

Capacidad de ser ajustados local y remotamente desde un centro de control y supervisión.

Disponibilidad de memoria y posibilidad de guardar perturbaciones que incluyan tiempos de grabación, tiempos y magnitudes de pre-falla, tiempos y magnitudes de post-falla.

El relé debe ofrecer un registro de información de eventos de comunicaciones con estampado de tiempo asociados, los cuales serán almacenados en una memoria

no volátil y serán enviados por el protocolo de comunicación empleado al sistema Scada del que forme parte.

El relé IED debe disponer de un sistema de auto supervisión integrado que permita monitorear continuamente el estado del hardware del IED y la operación del software del IED.

Disponibilidad de supervisión de corriente para detectar fallas en los circuitos secundarios de transformador de corriente indicando alarmas y bloqueando las funciones de protección para evitar operaciones indebidas.

Dependiendo del tipo de aplicación (protección para generador, transformador, alimentadores), el relé IED debe incorporar una función de chequeo de sincronismo para asegurar que el voltaje, secuencia de fases y frecuencia sean capaces de satisfacer las condiciones de interconexión entre dos redes.

Cada relé debe disponer de un software de Lógica Programable que permita implementar sus propias funciones para automatización de una determinada aplicación, según el requerimiento de la Compañía.

3.5.4.8. Pruebas y Certificaciones

Los relés de protección deben cumplir con las normas IEC o ANSI/IEEE correspondiente a: relés eléctricos, pruebas mecánicas, vibraciones, disturbios eléctricos, inmunidad al campo magnético, interferencia electromagnética, variaciones e interrupciones de voltaje, descargas electrostáticas, resistencia de aislamiento. Además de las correspondientes pruebas ambientales como son de temperatura, humedad, etc.

3.5.4.9. Transporte

El equipo debe ser transportado con las debidas precauciones con el objeto de no causar daños sobre el equipo.

El equipo se identifica mediante la orden de compra y cualquier otra designación solicitada en las instrucciones de envío del comprador.

3.5.4.10. Marcas de Relés disponibles en el Mercado

Los relés de protección disponibles en el mercado y de las marcas más competentes se muestran en la Tabla 3.20, 3.21, 3.22 y 3.23; y principalmente se describe la familia, tipo y serie de cada fabricante para protección de generadores, transformadores, alimentadores de distribución principal (feeders) y alimentadores de distribución secundaria (cargas auxiliares).

Tabla 3.20 Relés de Protección de ABB

APLICACIÓN	FABRICANTE: ABB			
	Familia	Tipo	Serie	Imagen
Generador	RELION	REG	650	
Transformador	RELION	RET	630	
Alimentadores de Distribución Principal	RELION	REF	630	
Alimentadores de Distribución Secundaria	RELION	REF	615	

Tabla 3.21 Relés de Protección de SIEMENS

APLICACIÓN	FABRICANTE: SIEMENS			
	Familia	Tipo	Serie	
Generador	SIPROTEC 4	7UM	622	
Transformador	SIPROTEC 4	7UT	613	
Alimentadores de Distribución Principal	SIPROTEC 4	7SJ	625	
Alimentadores de Distribución Secundaria	SIPROTEC 4	7SJ	623	

Tabla 3.22 Relés de Protección de SCHNEIDER

APLICACIÓN	FABRICANTE: SCHNEIDER			
	Familia	Tipo	Serie	
Generador	SEPAM 80	G	87	
Transformador	SEPAM 80	T	87	
Alimentadores de Distribución Principal	SEPAM 80	S	62	
Alimentadores de Distribución Secundaria	SEPAM 80	S	52	

Tabla 3.23 Relés de Protección de General Electric

APLICACIÓN	FABRICANTE: GENERAL ELECTRIC			
	Familia	Tipo	Serie	
Generador	UR	G	30	
Transformador	UR	T	60	
Alimentadores de Distribución Principal	UR	F	60	
Alimentadores de Distribución Secundaria	UR	F	35	

3.5.4.11. Datasheet

En el ANEXO 4 se encuentra la especificación de todos los relés de protección, a continuación se presenta un ejemplo de la especificación.

Tabla 3.24 Datasheet Relé de Protección

DATASHEET RELÉ DE PROTECCIÓN				
Datos Generales		Unidad	Requerimiento	
			Entrada	Alimentador
Relé de Protección	CT's de Fase	Tipo	Ventana	Ventana
		Cantidad	3	3
		Relación Nominal	1250/5	1250/5
		Clase	5VA 0.5 5/ 15VA 10P20	5VA 0.5 5/ 15VA 10P20
		Propósito	Medición / Protección	Medición / Protección
	CT's de Tierra	Tipo	Toroidal	Toroidal
		Cantidad	1	1
		Relación Nominal	100/5	100/5
		Clase	5VA 5P10	5VA 5P10
		Propósito	Protección	Protección
	Funciones de Protección	50/51	Si	Si
		50G/51G	Si	Si
		50N/51N	Si	Si
		32	Si	Si
		27/59	Si	Si

DATASHEET RELÉ DE PROTECCIÓN				
Datos Generales		Unidad	Requerimiento	
			Entrada	Alimentador
		46	Si	Si
		49	Si	Si
		81U/81O	Si	Si
		87T	No	Si
		87L	Si	No
		67	Si	Si
		21	Si	No
		25	Si	No
	Alarma	-	Si	Si
	Trip	-	Si	Si
	Comunicación	RS- 485	Si	Si
		IEC 61850	Si	Si
		IEC 60870	Si	Si
		Port 100 Base-TX-RJ45	Si	Si
		Ethernet, Modbus, DNP	Si	Si
		IRIG-B Sincronización	Si	Si

3.5.5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Los equipos de medición en un sistema eléctrico son de vital de importancia, ya que mediante éstos se puede obtener datos de las magnitudes de corriente, voltaje, potencia, factores de potencia, energía, frecuencia, entre otros.

3.5.5.1. Normas Aplicables

Las normas vigentes para los equipos de medición son las siguientes:

- IEC 62053, Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)
- IEC 60687, Alternating Current Static Watt-Hour Meters For Active Energy (Classes 0,2 S And 0,5 S)
- IEC 61000-4-2/3/4/5/6/8/1, Electromagnetic compatibility

3.5.5.2. Definiciones

Las principales definiciones a tener en cuenta en un equipo de medición son los siguientes:

Error de medición: Es la desviación a partir del valor considerado como real de la variable medida.

Precisión: Es el grado de concordancia entre varias medidas, de la misma magnitud, y bajo las mismas condiciones de medición.

Exactitud: Es el grado de aproximación con lo cual la lectura de un instrumento se acerca al verdadero valor real de la variable medida. El verdadero valor, es el valor que se obtendría al medir la magnitud con un instrumento patrón internacional o de referencia.

Sensibilidad: Es la relación de la señal de salida o respuesta de un instrumento respecto al cambio de la entrada o variable medida.

Resolución: Cambio más pequeño en el valor medido al cual responde el instrumento.

THD: Expresa el % de armónico de la corriente respecto a la fundamental

3.5.5.3. Características Generales

Los equipos de medición deben contar con las siguientes características:

- Cantidad de canales de medición, monofásico o trifásico con o son registro de neutro y tierra.
- Rangos de entradas, valores nominales y máximos soportados.
- Respuesta en frecuencia del equipamiento y sus accesorios.
- Precisión, resolución vertical para aquellos de tipo digital.
- Facilidades como interfaz de usuario, capacidad de almacenamiento, graficación, cálculo en línea o fuera de línea, etc.

- Capacidades de comunicación local o remota (RS-232, GPIB, modem, Ethernet)
- Aislación de entradas (galvánica, opto acopladas), medición diferencial o de modo común.
- Precisión de la energía Activa +/- 0.5 de acuerdo a la norma CEI 61036 Clase 1
- Precisión de la energía Reactiva +/- 0.5 de acuerdo a la norma CEI 61036 Clase 2
- Condición de operación (temperatura, humedad, etc.), robustez.
- Requerimientos de alimentación AC/DC
- Software de análisis de datos, comunicación
- Grado de protección IP 52, pantalla
- Parámetros eléctricos true RMS: voltaje por fase, corriente pico.
- Corriente, watts, Vars, KWh, otros.

3.5.5.4. Transformadores de Medida y Protección

Los equipos de medida y protección que se emplean en los sistemas eléctricos, por lo general no están diseñados para soportar altas corrientes y altos voltajes, por tanto la conexión de estos equipos se realiza mediante la utilización de transformadores de medida y protección.

Se clasifican en: Transformadores de corriente y Transformadores de voltaje o potencial. Los transformadores convierten corrientes y voltajes de manera proporcional y en corrientes y voltajes medibles y normalizados, estos transformadores alimentan a instrumentos de medición, contadores y relés de protección[8]

[8]http://www.ritz-international.com/fileadmin/pictures/cms/pdf/downloads/RITZ%20%20Transformadores%20de%20medida%20en%20media%20tensi%F3n%20-%20Rev_Feb_2010.pdf

3.5.5.1.1. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente transforman porporcionalmente y en fase, la corriente de alto valor en corriente medible.

Son empleados para medir la corriente, sin interrumpir el paso de corriente por las líneas empleando el campo magnético del conductor, estos transformadores deben ser independientes y construidos para soportar los esfuerzos magnéticos, térmicos y mecánicos que se producen al momento de una falla.

El número de espiras del arrollamiento secundario depende de la relación entre la corriente primaria y la corriente secundaria.

Estos transformadores se caracterizan por su precisión y por saturarse con sobrecorrientes moderadas (5*In) (norma IEC). La clase de precisión en los transformadores de corriente corresponde al porcentaje de error máximo admisible. La gama de medida para los transformadores de corriente está en un rango del 5 al 120% de la corriente primaria asignada y las clase son 0,2S y 0,5S.

Los transformadores de corriente deben cumplir con las siguientes funciones:

- Reducir el nivel de corriente
- Aislar el sistema secundario de la red primaria.
- Permitir la medición de la corriente, protegiendo el sistema de medición.
- Soportar los sobrevoltajes y sobrecorrinetes de la línea.

3.5.5.1.2. Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial, también conocidos como transformadores de voltaje, son transformadores que sirven tanto para medida y protección. Tienen un gran número de espiras secundarias y un menor número de espiras primarias.

El transformador de potencial convierte voltajes de mayor a menor. Llevará los miles de voltios detrás de los sistemas de transmisión de potencia y el voltaje de paso a algo que los medidores pueden manejar. Estos transformadores trabajan para sistemas individuales y trifásicos, y se adjuntan en un punto donde es conveniente para medir el voltaje.

3.5.5.5. Datasheet

En el ANEXO 4 se hace referencia a la especificación más detallada de los equipos de medición

Tabla 3.25 Datasheet Equipo de Medición

DATASHEET RELE DE EQUIPO DE MEDICIÓN			
Datos Generales			**Requerimiento**
			Entrada Celda
Medición	CT's de Fase	Tipo	Ventana
		Cantidad	3
		Relación Nominal	1250/5
		Clase	5VA 0.5 5
		Propósito	Medición
	Medidas por fase de V, I, P, Q, S, E, fp, THD I, THD V de 1 a 60.		SI
	Comunicación	RS- 485	SI
		IEC 61850	SI
		Port 100 Base-TX-RJ45	SI
		Ethernet, Modbus, DNP	SI

3.5.6. DISPOSICION DE EQUIPOS

En el ANEXO 7 se muestra la disposición de los equipos eléctricos, de comunicaciones y control dentro del Shelter Modular de Potencia.

3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el caso de Switchgears, la especificación se adapta a requerimientos que actualmente se exigen como es el caso de la protección al arco interno, que garantiza la seguridad de personas y equipos. Los Swicthgears son especificados con celdas de tipo modular, con el propósito de ser transportadas fácilmente.

En la especificación de los relés de protección se especifican equipos IED, que cumplen la función de protección y control, además se ajustan a los

requerimientos de la norma IEC 61850 que en su segunda versión amplía su concepto a la Automatización de sistemas eléctricos.

Los equipos de medición son especificados para obtener mediciones de potencia, voltaje, corriente, frecuencia y factor de potencia, a una precisión del 2%, es importante aclarar que en un Switchgear se dispone de TC de medición y TC de protección para cada una de las celdas, mientras que existe un único TP de donde se toma las señales para protección y medición de todos los relés y multimedidores.

Para compra de los equipos eléctricos, la especificación en la mayoría de casos se la hace en el idioma inglés, por esta razón se incluye en este capítulo la especificación general en el idioma español y la especificación completa en el idioma inglés en los respectivos ANEXOS.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS CONTROL Y COMUNICACIONES

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe las principales características de un Scada, HMI, IED's y protocolos de comunicación actuales para la especificación de equipos de control y comunicaciones de tal forma que las señales de los equipos que componen el Shelter eléctrico puedan ser procesadas para realizar las funciones de monitoreo, medición y control ya sea de forma local o remota.

4.2. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA SCADA

Un SCADA se define como un sistema para Supervisión, Control y adquisición de Datos. Un SCADA permite supervisar una planta o proceso por medio de una unidad terminal maestra (MTU) y una o varias unidades remotas (RTU) que en la actualidad están siendo sustituidas por IED's por medio de las cuales se realiza la adquisición de datos desde/ hacia el campo.

Figura 4.1 Componente de un Sistema SCADA

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- **Supervisión remota de equipos:** Permite al operador conocer el estado de las instalaciones y los equipos instados en campo, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

- **Control remoto de instalaciones y equipos:** Mediante el sistema se puede controlar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, lectura y cambio de configuraciones en equipos de protección (IED's) etc.

- **Procesamiento de datos:** El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

- **Visualización gráfica dinámica:** El sistema es capaz de mostrar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, de tal forma que el operador tenga un mímico que represente los componentes de la instalación.

- **Generación de reportes:** El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador. Estos reportes sirven para realizar un análisis de fallas del sistema.

- **Señales de alarma:** Estas señales se encargan de alertar al operador de las fallas que puedan ocasionarse en el sistema. Pueden ser de tipo visual así como sonoro.

- **Almacenamiento de información e históricos:** Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente.

- **Programación de eventos:** Esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

4.3. ELEMENTOS DEL SCADA

Un SCADA se encuentra conformado básicamente por los siguientes elementos:

- Unidad Terminal Maestra (MTU)
- Unidad Terminal Remota (RTU)
- Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)
- Sistema de Comunicaciones

4.3.1. UNIDAD TERMINAL MAESTRA (MTU)

La Unidad Terminal Maestra hace referencia a los servidores y el software responsable para comunicarse con los equipos de campo (RTU´s, IED's, PLC´s, etc.). En éstos se encuentra el software HMI corriendo para las estaciones de trabajo en el cuarto de control o en otro sitio. Esta terminal ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. También se encarga del almacenamiento y procesamiento ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

Sus funciones principales son:

- Solicitar, recibir y transmitir la información desde las RTU's, IED's.
- Enviar la información almacenada a las estaciones de operación
- Manejo de los históricos y las tendencias del comportamiento del proceso
- Envío de comandos a los dispositivos de campo con las decisiones del operador para actuar con los elementos finales de control.
- Visualización de datos mediante la utilización de diagramas mímicos para el operador.

4.3.2. UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)

Las unidades remotas se encargaban en un principio de recopilar datos de elementos de campo y reenviarlos hacia la MTU. Su estructura se compone de ordenadores dedicados que controlan directamente el proceso mediante tarjetas de acoplamiento y protocolos de comunicación específicos para cada proceso. Son sistemas más robustos que pueden trabajar en ambientes agresivos, incluso en malas condiciones eléctricas, como variaciones de voltaje, transitorios de red, interferencias electromagnéticas.

Las especificaciones importantes para las RTU´s incluyen el tipo de comunicación, el número de puertos, y el tamaño de la memoria. Una RTU tiene una interfaz de comunicaciones, generalmente serial (RS232, RS485, RS422) Ethernet, Modbus, propietario o cualquier combinación. Un microprocesador simple, sensores ambientales, interruptores de invalidación y un bus que se utilice para establecer comunicación con los dispositivos y/o los tableros de la interfaz. El bus utilizado es el bus de dispositivo o bus de campo.

4.3.3. DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES IED'S

Un IED se describe como un dispositivo Electrónico Inteligente que pueden realizar diversas funciones como un relé de protección, medidor de magnitudes analógicas (V, I, P, Q, f) además que puede ser programado para realizar acciones de control interactuando a su vez con otros dispositivos.

Los IED's son usados especialmente para la automatización de subestaciones, sistemas eléctricos petroleros, esto hace notar que a diferencia de una RTU convencional el trabajo de un IED se realiza en un punto más cercano a la estación maestra.

La automatización con estos dispositivos consiste en la integración de los IED's de protección, control y de funciones de adquisición de datos, en un número mínimo de plataformas reduciendo costos, paneles de control, espacio del sitio de operación, y eliminando equipo y bases de datos redundantes.

El IED debe contener todas las funciones necesarias para control local y remoto, supervisión y control, seguros. Este debe proporcionar una interfaz serial para intercambio de información con otros IED´s y cumplir con el estándar IEC 61850.

4.3.3.1. Programación de un IED

La programación de un IED se lo realiza mediante la implementación de un esquema lógico programable (ELP), el cual permiten al usuario personalizar las funciones de protección y control. En base al ELP se pueden implementar esquemas diseñados por el usuario como por ejemplo una de comparación direccional. También se utiliza para programar la funcionalidad de las entradas opto acopladas, relevadores de salida, indicaciones LED, etc.

Un ELP, comprende lógicas de compuertas y temporizadores de uso general. La lógica de mando incluye funciones OR y AND, así como funciones con compuertas especiales, con la capacidad de invertir las entradas y salidas así como proporcionar retroalimentación. Un ELP de compuertas es configurado utilizando un interfaz gráfico desplegado en una PC o un display.

4.3.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las redes de comunicación son el medio a través del cual se interconecta a los diferentes niveles funcionales del sistema de automatización con otros niveles funcionales.

4.3.5. HMI (INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA)

Una Interfaz Hombre- Máquina, es un mecanismo de información vista desde la ventana de un software en los paneles de operador o en una PC. Los sistemas HMI permiten el monitoreo, control y supervisión a través de representaciones gráficas de los componentes en campo, mediciones de los parámetros en tiempo real y alarmas. La principal cualidad de un HMI es que su interfaz debe ser sencilla de tal forma que cualquier usuario lo entienda.

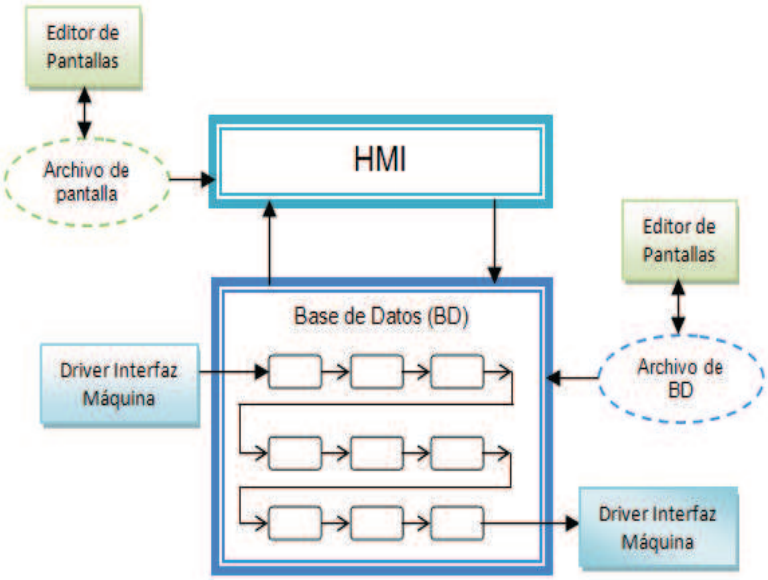


Figura 4.2 Estructura General HMI

4.3.5.1. Funcionalidades de un HMI

Monitoreo: Es la habilidad de obtener y mostrar los datos de campo en tiempo real. Estos datos pueden ser vistos de forma numérica, texto o gráficos que permitan una lectura fácil de interpretar para el operador.

Supervisión: Esta función permite en conjunto con el monitoreo la posibilidad de ajustar las condiciones de trabajo del proceso remotamente.

Alarmas: Es la capacidad de reconocer eventos excepcionales dentro del proceso. Las alarmas son reportadas en base a límites de control preestablecidos

Control: Es la capacidad de aplicar algoritmos que ajustan valores del proceso y así mantener estos valores dentro de ciertos límites.

Históricos: Es la capacidad de muestrear y almacenar en archivos, datos del proceso a una determinada frecuencia.

4.3.5.2. Tipos de Software de Supervisión y Control

El desarrollo de software de un HMI se realiza en lenguajes de programación como visual C++ o Visual Basic. También existen paquetes de desarrollo que están orientados a tareas HMI, pueden ser utilizados para desarrollar un HMI a medida del usuario con la posibilidad que el software pueda ser re-programado.

Los paquetes orientados a HMI/SCADA incorporan protocolos para comunicarse con dispositivos de campo conocidos como drives, OPC. Además proporcionan herramientas para crear bases de datos dinámicas e incluyen librerías de objetos para representar los equipos en campo como motores, tanques, interruptores, etc.

4.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN [8]

Existen diversos protocolos de comunicación a diferentes niveles pudiendo ser estos de dominio público (abiertos) o pertenecientes a alguna compañía (propietarios). A continuación se describen los protocolos más usados, dando mayor importancia al protocolo IEC 61850 que garantiza la interoperabilidad entre distintos equipos electrónicos inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device) que componen en este caso al sistema de automatización de un sistema petrolero.

4.4.1. DNP3

El protocolo DNP3 se divide en capas para proveer confiabilidad en la transmisión de datos y un método organizado para la transmisión de datos y comandos.

Las principales características de este protocolo son las siguientes:

- Diseñado especialmente para sistemas de distribución eléctrica,
- Comunicaciones maestro – esclavo
- Reportes generados por eventos
- Reporta entradas digitales, analógicas y conteos
- Recibe controles analógicos y digitales
- Estampa de tiempo (Almacena hora, fecha y fuente de evento)

- Entrega reportes no solicitados, con condiciones de alta prioridad (alarma, falla)
- Fácil expansión del sistema.

El protocolo DNP3 trabaja en la capa física, de enlace de datos y de aplicación del modelo OSI.

Capa de aplicación

Esta capa maneja mensajes. Un mensaje de la capa de aplicación se divide en fragmentos. El tamaño de un fragmento está determinado por el tamaño del buffer en el receptor. El tamaño normal es de 2018 a 4096 bytes

En DNP3 la capa de transporte está incorporada en la capa de aplicación.

Capa de Enlace de Datos

Esta capa es la responsable de mantener confiable el enlace físico, para esto provee detección de errores y de duplicación de tramas. La capa de enlace de datos envía y recibe paquetes denominados tramas (frames).

Capa Física

La capa física se refiere sobre todo a los medios físicos sobre los cuales se está comunicando el protocolo. Por ejemplo, maneja el estado del medio (limpio u ocupado), y la sincronización a través del medio (iniciando y parando). Más comúnmente, DNP se especifica sobre una capa física serial simple tal como RS-232 o RS-485 usando medios físicos tales como fibra, radio o satélite. Los proyectos se orientan actualmente para implementar DNP sobre una capa física como Ethernet.

4.4.2. IEC 60870

Este protocolo fue desarrollado para telecontrol, tele protección, y telecomunicaciones asociadas, para sistemas eléctricos de potencia. Este protocolo tiene las siguientes especificaciones:

- IEC 60870-5-1 El formato de la trama de Transmisión
- IEC 60870-5-2 Servicios de Transmisión de la Capa de Enlace
- IEC 60870-5-3 Estructura General de los datos en la Capa de Aplicación
- IEC 60870-5-4 Definición y codificación de los elementos de Información
- IEC 60870-5-5 Funciones de aplicación básicas

De igual manera que el DNP3, el IEC 870-5-101, como todos los protocolos de comunicaciones, obedece a un esquema de capas.

4.4.3. MODBUS

Es un protocolo abierto del modelo OSI, utilizado en comunicaciones vía módem – radio, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado para comunicar PLC cubriendo distancias considerables, especialmente en las industrias donde se ha convertido en un estándar de facto. Actualmente existen versiones del protocolo Modbus para puerto serie y Ethernet (Modbus/TCP)

Sus principales características son las siguientes:

- Control de acceso al medio tipo Maestro/ Esclavo
- El protocolo especifica: formato de trama, secuencias y control de errores.
- Existen dos variantes en el formato: ANSII y RTU
- Solo especifica la capa de enlace del modelo OSI
- A cada esclavo se le asigna una dirección fija y única en el rango de 1 a 247
- La dirección 0 está reservada para mensajes de difusión sin respuesta.

4.4.4. IEC 61850

Para la implementación de un sistema abierto se requiere un protocolo único de comunicaciones. Debido a la perspectiva de largo plazo, el protocolo de comunicación debe tener una alta estabilidad a pesar del rápido desarrollo, especialmente en tecnología de comunicaciones, es por ello que se utiliza en la actualidad el protocolo IEC 61850 ya que es la estandarización de la industria

eléctrica para la normalización de las comunicaciones entre dispositivos de diversos fabricantes. Las propiedades de IEC 61850 permiten optimización de bajo costo y soluciones libres de mantenimiento, pero muy confiables. [4]

La IEC 61850 ed1 de la norma hace referencia a “Redes y Sistemas de Comunicaciones en Subestaciones”, sin embargo su aplicación no se limita a subestaciones por lo que la IEC 61850 ed2 extiende su concepción y hace referencia a “Redes y Sistemas de Comunicación para la automatización de las empresas eléctricas”.

4.4.4.1. Principales Características:[9]

- IED’s de distintos fabricantes pueden intercambiar y usar datos a través de un medio de comunicación común.
- Datos de ingeniería y configuración son importables entre las herramientas de cada fabricante.
- Reduce la ingeniería y configuración.
- Las capacidades de cada IED están descriptas en forma estándar.
- Funciones, soluciones y datos propietarios están disponibles y son permitidos por la norma.
- Comunicación, adquisición de datos y capacidades de control están directamente incorporadas en el equipamiento primario.
- Libre ubicación de funciones en sistemas con configuración centralizada o distribuida.
- Reducción de cableado convencional (LAN en lugar de múltiples cables de cobre.

[9]http://www02.abb.com/global/arabb/arabb101.nsf/0/c0e5cd8a3e0eb7dbc1257520006dcc8d/$file/18+IEC61850+El+Standard+de+Integraci%C3%B3n+El%C3%A9ctrica+del+Futuro,+GPugliese.pdf

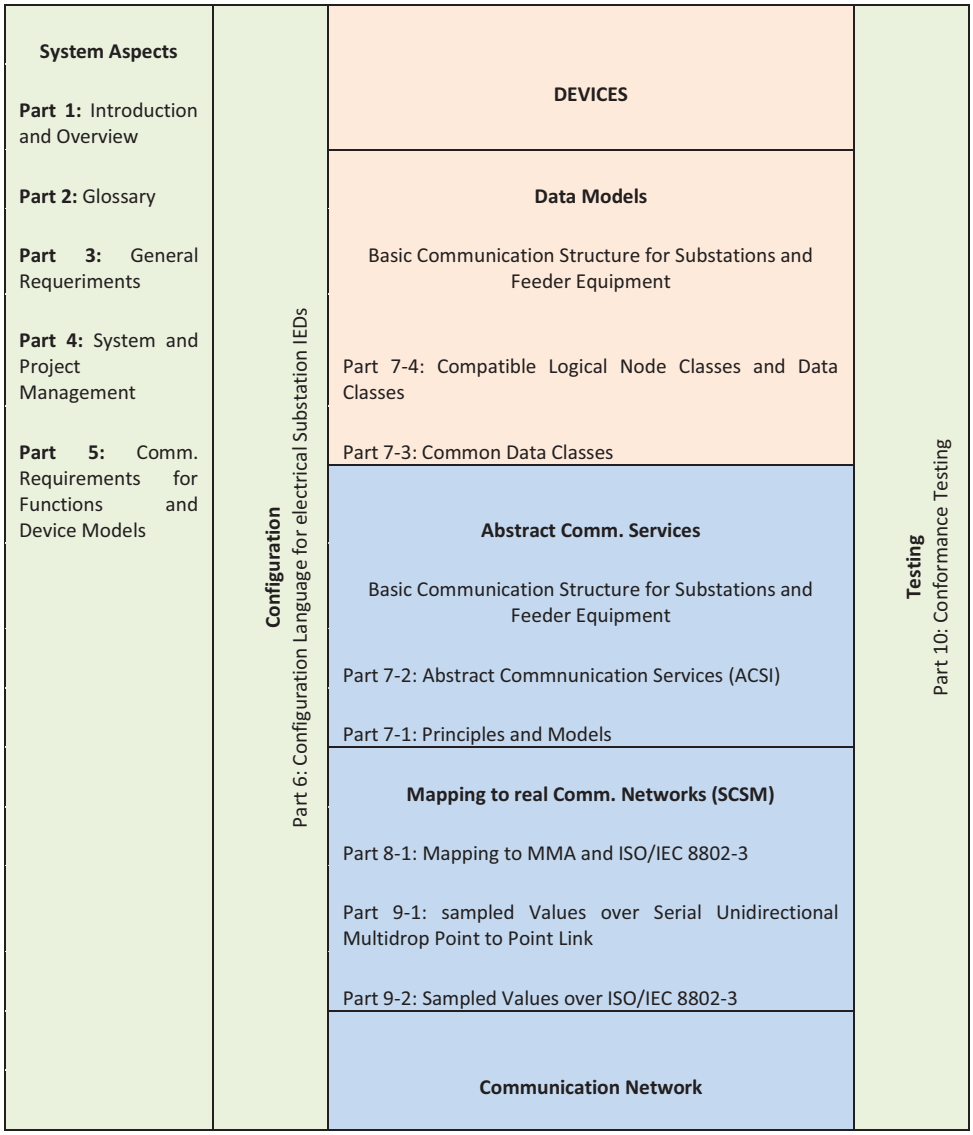


Figura 4.3 Vista general de la norma IEC 61850

4.4.4.2. Servicios

El protocolo IEC 61850 describe la interoperabilidad entre varios dispositivos a distintos niveles como se muestra en la Figura 4.4.

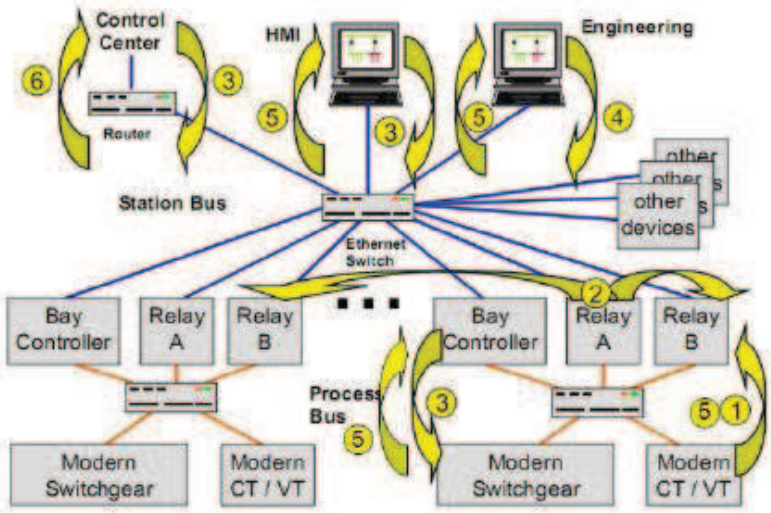


Figura 4.4 Modelo y servicios del estándar IEC 61850 (Referencia Seminario IEC 61850 OMICROM)

Donde:

1. Datos de CT/VT
2. Intercambio de datos E/S (GOOSE)
3. Control
4. Configuración
5. Supervisión
6. Control-center SCADA

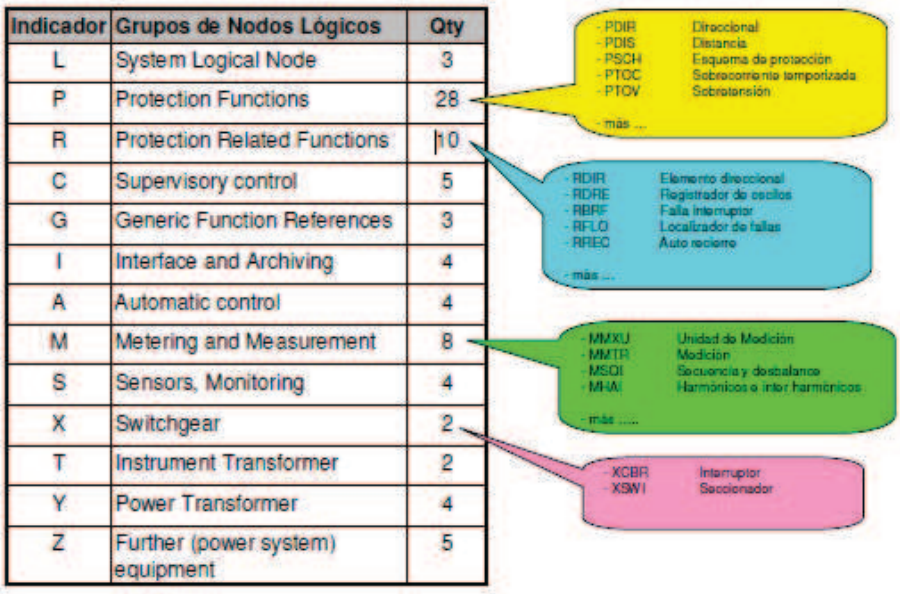
4.4.4.3. Modelo Conceptual[10]

El modelo conceptual de información comprende nodos lógicos (LN), información, y atributos de la información. Los nodos lógicos y la información, contenida en los nodos lógicos, son los conceptos fundamentales que se utilizan para describir los sistemas reales y sus funciones.

---

10 http://www.ceb5.cepel.br/arquivos/grupos_trabalho/WgB5.11/ReferenciasSobre61850/D2_20.pdf

Los nombres de los nodos lógicos y los nombres de la información definen el significado estandarizado o la semántica de los dispositivos de la subestación. IEC 61850-7-4 define una lista de 92 nodos lógicos agrupados en 13 grupos, como se observa en la Figura 4.5. Por ejemplo “XCBR”, para designar el interruptor; “PDIS”, para designar la protección de distancia, MMXU, para designar mediciones operativas, etc.



Indicador	Grupos de Nodos Lógicos	Qty
L	System Logical Node	3
P	Protection Functions	28
R	Protection Related Functions	10
C	Supervisory control	5
G	Generic Function References	3
I	Interface and Archiving	4
A	Automatic control	4
M	Metering and Measurement	8
S	Sensors, Monitoring	4
X	Switchgear	2
T	Instrument Transformer	2
Y	Power Transformer	4
Z	Further (power system) equipment	5

Figura 4.5 Designación de parámetros

En la Figura 4.6, se representa conceptualmente la estructura del modelo de información definido en la norma IEC 61850.

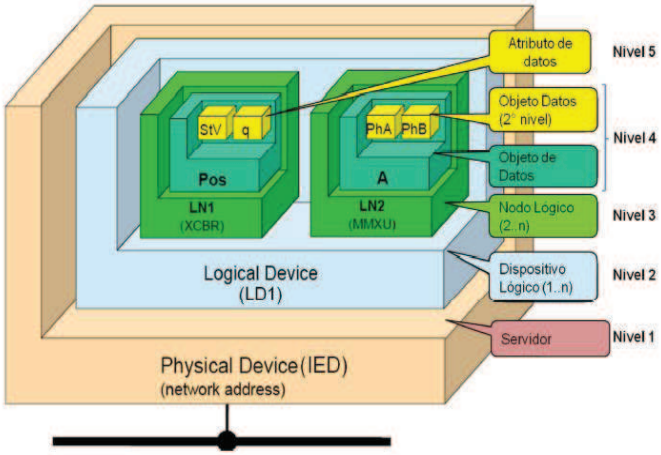


Figura 4.6 Modelo de información conceptual

4.4.4.4. Comunicación de datos con IEC 61850

La norma IEC 61850 divide los datos en grupos lógicos

- Datos de Protección (Arranque de TOC)
- Datos de equipos (Interruptor cerrado)
- Medición (Valores de V, I)

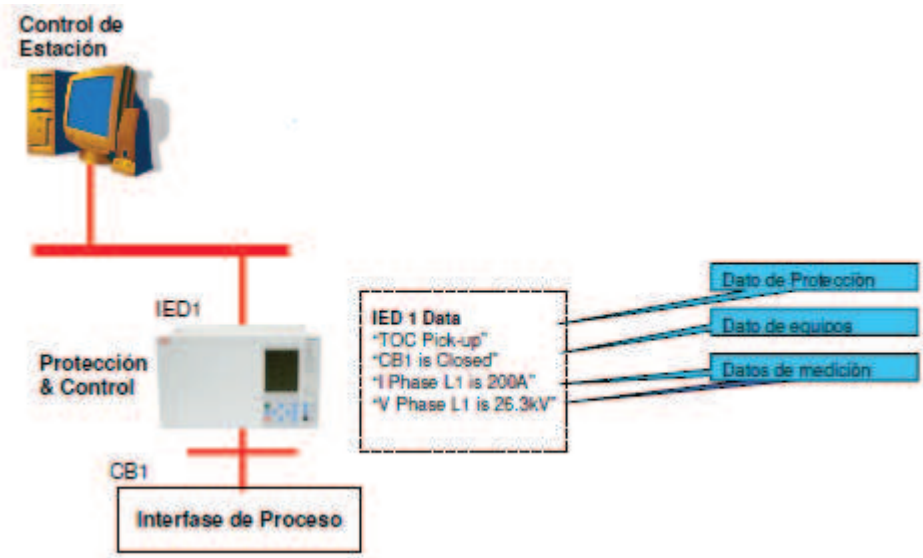


Figura 4.7 Grupos Lógicos Norma IEC 61850

Este IED usa datos de tres grupos para supervisar CB1.

4.4.4.5. Protocolos de comunicación

La IEC 61850 estandariza la utilización de redes Ethernet, donde se puede diferenciar tres protocolos de comunicación como se aprecia en la Figura 4.8.

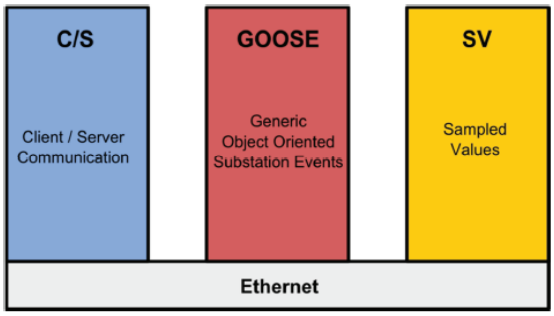


Figura 4.8 Protocolos de Comunicación

Comunicación cliente- servidor C/S: Es utilizada para la comunicación entre los IED's individuales y el sistema SCADA aplicando TCP/IP además de la utilización del protocolo "Manufacturing Message Specification" (MMS) en la capa aplicación y servicios de web, que permiten el crecimiento y vigencia de esta norma al permitir incorporar nuevas tecnologías de comunicaciones.

GOOSE: La IEC 61850 define el intercambio de mensajes críticos en tiempo real denominados "Generic Object Oriented Substation Event" (GOOSE), que se dan directamente entre dos o más IED's ya que se publican sin dirigirse a un destinatario especifico puesto que se conocen como mensajes multifunción (multicast). Esta información se distribuye en la red permitiendo que cualquier IED o equipo de prueba se suscriba para recuperarla. Los datos transmitidos pueden contener cualquier tipo de información cómo disparos, ordenes de actuación, etc.

Sampled Values: Se definen como valores muestreados para las mediciones de los transformadores de medida de corriente y voltaje. Estas mediciones pueden realizarse a través de nuevos modelos de transformadores de medición, cuyos valores de salida son digitales o mediante unidades específicas que convierten las mediciones analógicas convencionales en información digital.

4.4.4.6. Topología de la Red

La topología de la red de comunicación no está definida por la norma, es decir se puede utilizar diferentes topologías como por ejemplo:

- Bus
- Estrella
- Anillo
- Múltiple anillo o malla
- Árbol

4.4.4.7. Medios de Comunicación

En particular existen dos medios de comunicación que cada vez se posicionan con más fuerza, pues en la actualidad ofrecen mejores ventajas y beneficios frente a otros, estos son: los enlaces de comunicación con fibra óptica y los enlaces de comunicación satelital.

Los enlaces de comunicación con fibra óptica, son utilizados cada vez más con mayor frecuencia y a futuro sea quizás el medio predominante en estos procesos de automatización, entre sus principales características mencionamos; el amplio ancho de banda que brinda, las altas velocidades de TX/RX de datos, y el costo que puede considerarse aceptable y de buena proyección.

Es importante mencionar que una de las ventajas principales de los enlaces de fibra óptica es su inmunidad total a las perturbaciones de origen electromagnético, las cuales son muy comunes y son consideras una gran amenaza para interferir en el buen funcionamiento del sistema.

4.5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE COMUNICACIONES

Los equipos de comunicaciones necesarios para integrar las señales de los equipos que componen el Shelter de Potencia, tiene la función de adquirir, concentrar y transferir las diferentes señales del sistema eléctrico.

A continuación se realiza la descripción y requerimientos de los siguientes equipos:

- Switch para redes IEC 61850
- Gateway
- Servidor SNTP

4.6.1. SWITCH PARA REDES IEC 61850 [5]

La función principal de los switch Ethernet consiste en remitir mensajes entre sus puertos. El switch lee el mensaje que entra por un puerto y determina la dirección MAC del equipo destino de dicho mensaje, remitiéndolo al puerto donde se encuentra el equipo con la MAC respectiva. Estos dispositivos trabajan a nivel de capa dos del modelo OSI y generalizando su funcionamiento, se basan en la creación dinámica de una base de datos con las direcciones MAC asociadas a cada puerto.

Cuando llega un mensaje que posee una dirección MAC que el switch no conoce, este retransmite el mensaje por todos sus puertos y espera la respuesta del MAC respectivo para actualizar su base de datos de direcciones, lo cual es realizado a través del protocolo ARP. Si la topología de red es en configuración anillo, los mensajes podrían quedarse dando vueltas indefinidamente en la red, lo que podría saturar el ancho de banda hasta que ésta se bloqueara. El mecanismo definido por la norma IEEE 802.1w RSTP previene estos sucesos reconfigurando lógicamente la red. [5]

El armario de comunicaciones estará equipado con Switch Cisco ya que cumplen con la norma IEEE 802.1w.

El switch puede funcionar como dispositivo autónomo con puertos Fast Ethernet. Se puede aumentar la cantidad de puertos Fast Ethernet mediante la conexión del módulo de expansión Cisco IEM-3000-8TM o Cisco IEM-3000-8FM. También se pueden instalar dos módulos de expansión. Según la combinación de switches y módulos de expansión, se pueden obtener hasta 24 puertos Fast Ethernet.

Las características principales del Switch de comunicación se describen en el ANEXO 6

4.6.2. GATEWAY

La funcionalidad del Gateway permite la comunicación entre redes con protocolos y arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación. Operan en los niveles más altos del modelo OSI y realizan la conversión de protocolos para la interconexión de redes con protocolos de alto nivel diferentes como se aprecia en la Figura 4.9.

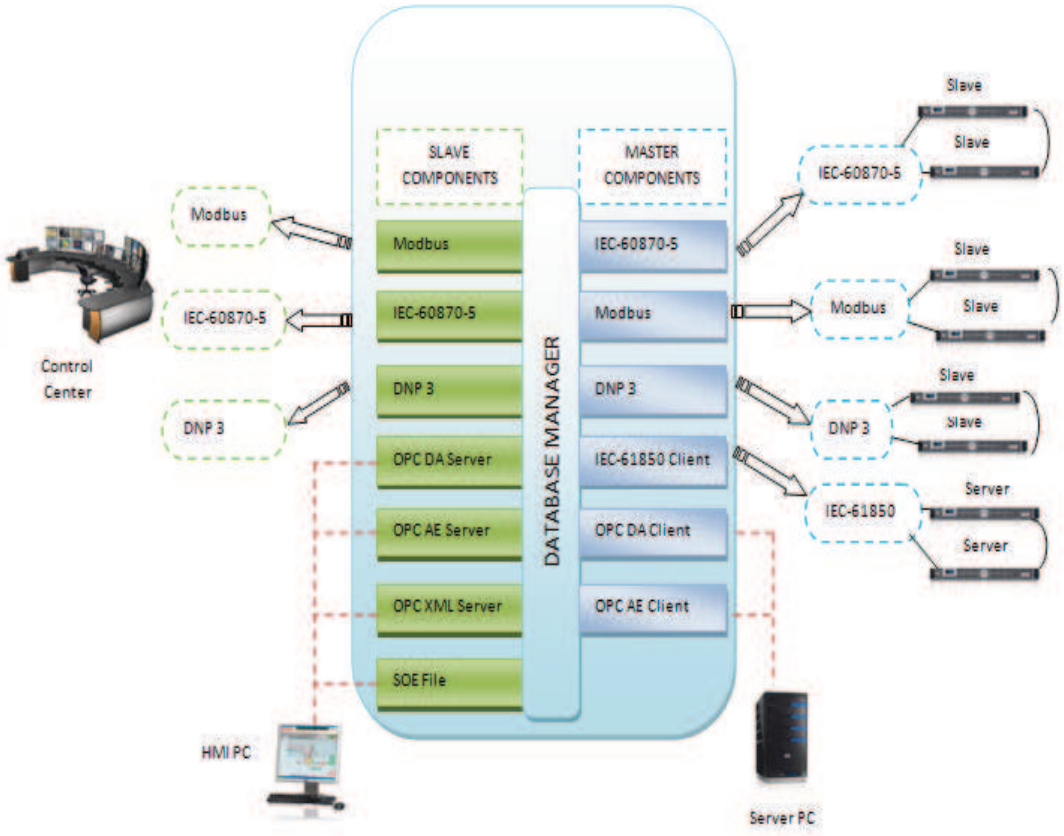


Figura 4.9 Estructura Gateway

Los protocolos que debe soportar el Gateway son los siguientes:

- SPA – Master
- LAG 1.4 (LON) - Master
- IEC 60870-5-101- Master and Slave
- IEC 60870-5-103 – Master

- IEC 60870-5-104 – Master and Slave
- RP 570 – Master and Slave
- DNP 3.0 – Master and Slave
- Modbus DA, A&E – Client
- OPC DA, A&E – Server

4.6.3. SERVIDOR SNTP

Tiene la función de sincronizar todos los equipos del sistema vía protocolo SNTP, asegurando el estampado de tiempo en la data de los equipos de protección y control.

4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La utilización de protocolos eléctricos IEC 61850 IEC 60870-5 101/103/104 son de mucha importancia en la automatización de sistemas eléctricos, siendo el más utilizado en la actualidad el protocolo IEC 61850, por lo tanto los equipos especificados (IED's) tienen que cumplir con este requisito.

Una de las ventajas del utilizar el protocolo IEC 61850 es que por medio de la red de comunicaciones se pueden enviar datos de medidas de los equipos, estados, entre otros. Además se puede realizar lógicas de control entre dispositivos utilizado mensajes GOOSE. Su infraestructura simplifica el cableado en cobre, sin embargo se deben establecer configuraciones que proporcionen redundancia de la red. Otra ventaja es la interoperabilidad con equipos de distintos fabricantes, aunque todavía se está trabajado para cumplir con este requerimiento.

Para la automatización de los sistemas eléctricos se requieren de varios equipos tanto de control como de comunicaciones que van desde las RTU encargadas de recopilar las señales en campo, Switch de comunicaciones, Gateway, MTU e IED´s.

Finalmente, el componente de interfaz con el usuario HMI presta las bondades para que el operador pueda saber el estado de los procesos de una manera iterativa, realizando labores de monitoreo supervisión y control, donde los elementos en campo son representados en una pantalla, se incluyen alarmas y datos de las mediciones del proceso.

CAPÍTULO 5: INSTALACIONES ELÉCTRICAS

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza el diseño del sistema de iluminación interna para el Shelter de Potencia, el diseño del sistema de puesta a tierra en base a la norma IEC Std. 80, y finalmente la especificación del sistema contraincendios para la extinción inmediata en caso de producirse fuego de tal forma de salvaguardar la integridad de las personas y equipos.

5.2. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra de un sistema eléctrico establece un camino de baja impedancia para una fácil circulación de la corriente. Dentro de los objetivos principales del sistema de puesta a tierra es mantener la seguridad de las personas, la protección de los equipos e instalaciones y fijar un potencial de referencia único a todos los elementos de la instalación.

Un sistema de puesta a tierra debe ser instalado de manera que se limiten los efectos de los gradientes de potencial de masa a tales niveles de voltaje y corriente que no ponga en peligro la seguridad de las personas o equipos en normal y condiciones de fallo. El sistema también debe garantizar la continuidad del servicio.

5.2.1. DEFINICIONES

Resistencia: Es la propiedad de los materiales a oponerse al paso de la corriente eléctrica.

Resistividad: Es la resistencia eléctrica especifica de un material y se determina sobre una muestra de material que tenga la unidad de longitud, y la unidad de sección transversal.

Sistema de puesta a tierra: Es el conjunto de conductores y conexiones que unen eléctricamente a la red de puesta a tierra con la terminal aérea o con la maquinaria, equipo o instalaciones susceptibles de cargarse con electricidad estática.

Electrodo de Puesta a tierra: Conductor que se encuentra en contacto directo con el suelo con la finalidad de realizar una conexión eléctrica con el terreno. Para ellos se puede emplear una varilla, tubo o cables.

Soldadura exotérmica: Conexión permanente entre conductores de cobre, electrodos de puesta a tierra y/o metales de acero al carbón, unión a nivel molecular producto de una reacción exotérmica. Reducción del óxido de cobre por el aluminio dando origen a cobre en estado fundido y residuo de óxido de aluminio.

5.2.2. CONSIDERACIONES GENERALES

En el sector petrolero es necesario disponer de un buen sistema de puesta a tierra, por tanto el diseño se realiza de acuerdo a los procedimientos establecidos en la Norma IEEE 80 Std 2000, IEEE 142 Std 1991 y el NEC. [6]

La norma IEEE 80 indica el diseño de sistemas de puestas a tierra que se deben considerar en subestaciones eléctricas, además muestra el método usado el sistema de puesta a tierra de una isla de producción.

La norma IEEE 142 en su capítulo 4 se refiere a los elementos que forman parte de un sistema de conexión a tierra, como son: resistividad del terreno, cálculo de la resistencia, electrodos y conexión de los mismos. [7]

Finalmente la norma NEC en la sección 250 hace referencia a los requisitos generales de un sistema de puesta a tierra.

Para el diseño conviene distinguir entre puesta a tierra de servicio, que tiene como objetivo conectar a tierra el neutro de un aparato, y puesta a tierra de protección,

que tiene como objetivo conectar a tierra las partes metálicas de una instalación que no deben estar bajo un potencial.

En general en una instalación o planta pueden existir diversos sistemas de puesta a tierra con características y requerimientos diferentes, siendo los más comunes: i) la puesta a tierra de potencia, ii) la puesta a tierra para descargas atmosféricas (pararrayos), y iii) la puesta a tierra de instrumentos, equipos electrónicos y computadoras.

5.2.3. PUESTA A TIERRA DE POTENCIA

La tierra de los sistemas eléctricos puede asociarse a un punto o plano que sirve como una referencia para tener un potencial cero. La puesta a tierra siempre está referida hacia los conductores que realizan la conexión eléctrica con el terreno. La resistencia de puesta a tierra es la que se opone al paso de la corriente hacia el suelo o terreno, por ello el valor de esta resistencia debe ser de un valor bajo.

La puesta a tierra de potencia provee dos caminos de retorno a la fuente, uno intencional como el neutro y otro no intencional como la tierra, el neutro está concebido para manejar corrientes de desbalance mientras la carga es alimentada, mientras que la puesta a tierra solo canaliza altas corrientes durante una falla o cortocircuito. Para evitar la circulación de corrientes de carga por el conductor de tierra, únicamente el neutro se conecta a tierra en los siguientes puntos:

- Generadores
- Transformadores
- Tableros de distribución

El principal criterio para la puesta a tierra de potencia es mantener una baja resistencia y estar dimensionado con la suficiente capacidad de corriente para garantizar la transmisión hacia tierra de las corrientes de falla.

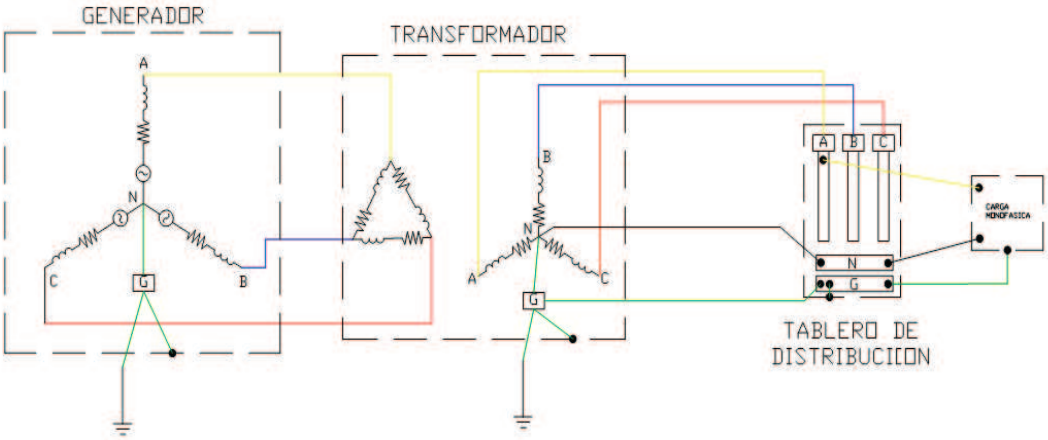


Figura 5.1 Esquema de puesta a tierra de potencia

5.2.4. DESARROLLO DEL DISEÑO

La instalación de una puesta a tierra está conformada por varios electrodos unidos entre sí, enterrados en contacto directo con el terreno y conectados con la instalación eléctrica a través de la línea de tierra, de tal manera que posibilite el paso al y desde el terreno de corrientes de varios orígenes tales como: a) desequilibrios eléctricos, b) sobrevoltajes de origen atmosféricos, c) sobrevoltajes de maniobras, produciéndose en el terreno distribuciones de potencial que pueden afectar a la seguridad de personas y bienes.

Para verificar las condiciones en las que se encuentran las instalaciones con respecto a su malla de puesta a tierra se plantea el siguiente procedimiento:

1. Investigación de las características actuales del terreno: *Medición de resistividad en la zona de estudio.*

2. Modelación de la geometría de la malla de puesta a tierra: *Cálculo de voltajes de paso y toque en la zona de influencia de la puesta a tierra.*

3. Comprobación de los parámetros obtenidos en el diseño preliminar: *Medición de resistencia de puesta a tierra.*

5.2.4.1. Medición de la Resistividad del Suelo

La resistividad del suelo es la capacidad para conducir la electricidad, en la medición se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno, eso se realiza ya que los terrenos no son uniformes en su composición, por esta razón aparece la denominada resistencia aparente.

5.2.4.1.1. Mecanismo de Medición:

El método más comúnmente empleado para medir la resistividad del suelo es el Método de Wenner, el cual realiza la medición mediante la distribución homogénea y alineada de cuatro electrodos separados a una misma distancia. Mediante la utilización de un telurómetro se inyecta corriente mediante los electrodos de los extremos creando así un campo eléctrico en el terreno, y en los electrodos interiores se mide la diferencia de potencial que se produce entre éstos.

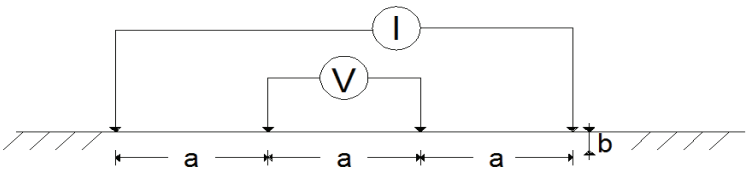


Figura 5.2 Distribución de electrodos para el Método Wenner [6]

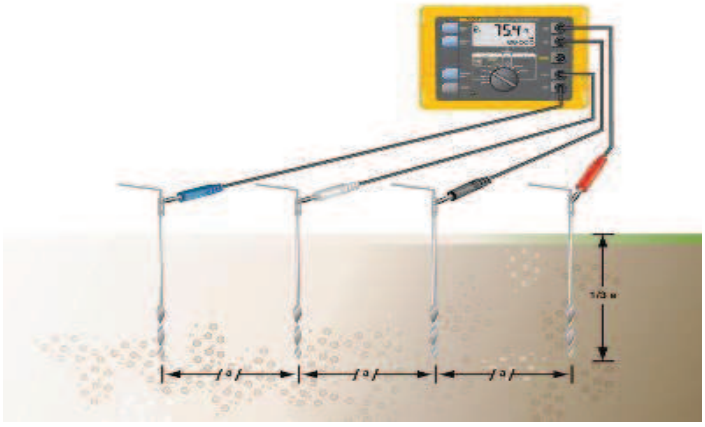


Figura 5.3 Medición de resistencia de puesta a tierra Método Wenner [11]

[11] http://www.fluke.com/fluke/cles/soluciones/resistencia-de-tierra/m%C3%A9todo-de-resistividad-

La resistividad estará determinada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (5.1)$$

Donde:

a: Distancia entre electrodos
b: Profundidad enterrada de los electrodos
R: Resistencia medida por el Telurómtero
π : constante (3,1416)

De acuerdo a las mediciones realizadas en diferentes terrenos del Oriente se obtiene que la resistividad del suelo es aproximadamente *120 a 150 Ωm.*

5.2.4.2. Determinación de la corriente de cortocircuito

En base al estudio de cortocircuitos realizado en el ETAP 7.1 se tiene que la mayor corriente de cortocircuito es *13,385 kA* para una falla fase-tierra.

5.2.4.2.1. Ajuste de la corriente de falla

Para realizar del ajuste de la corriente de falla se considera dos factores importantes que son: por crecimiento y por duración de la falla

- Por crecimiento: se considera el factor de crecimiento A=25%.
- Por duración de la falla: se considera un factor de decremento de acuerdo a la Tabla 10 de la Norma IEEE Std 80-2000.

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Figura 5.4 Valores típicos del Factor de Decremento.

De acuerdo a los resultados del estudio se escoge el factor de decremento D=1,675; es decir para una duración de falla de ½ ciclo.

Por tanto la corriente de circuito para el diseño es:

$$I_{cc}^{'} = I_{cc} * A * D \tag{5.2}$$

Icc= Corriente de cortocircuito
A= Factor de crecimiento
D= Factor de decremento

$$I_{cc}^{'} = 13{,}385 * 1.25 * 1{,}675\ (kA) = 28{,}025\ kA$$

5.2.4.3. Cálculo del calibre del conductor

La corriente de cortocircuito 3Io permite dimensionar el calibre del conductor a ser utilizado en la conformación de la malla a tierra de manera que la sección del conductor a ser seleccionado garantice el soporte de las condiciones físicas y térmicas en el caso de una falla en el sistema.

Cálculo de la sección del conductor a ser utilizado en la malla

$$A_{mm^2} = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{TCAP x 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (5.3)$$

Donde:

IF Corriente asimétrica rms en [kA]

A_{mm}^2 Sección del conductor en [mm2]

T_m Temperatura máxima permisible en [°C]

T_a Temperatura ambiente en [°C]

T_r Temperatura referencial para las constantes del material en [°C]

α_o Coeficiente térmico de la resistividad a 0°C en [1/°C]

α_r Coeficiente térmico de la resistividad a la temperatura de referencia T_r en [1/°C]

ρ r Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia en [μΩ. cm]

K_0 $1/\alpha_0$ ó $(1/\alpha_r)-T_r$ en [°C]

t_c Tiempo de duración de la falla en [s]

TCAP Capacidad térmica del material por unidad de volumen en [J/cm3. °C]. Véase la Tabla 1 de la norma IEEE 80 Std 2000.

Tabla 5.1 Constantes de los materiales del conductor de puesta a tierra [6]

CONSTANTE DE MATERIALES						
DESCRIPCION	**CONDUCTIVIDAD MATERIAL (%)**	**FACTOR αr a 20°C (1/°C)**	**Ko para 0°C (0°C)**	**TEMPERATURA FUSION Tm (°C)**	**ρr 20°C (µ?*cm)**	**TCAP CAPACIDAD TERMICA [J/(cm3°C)]**
Cobre, fortalecido y maleable	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre, comercial endurecido	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Alambre de acero rebestido de cobre	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85
Alambre de acero rebestido de cobre	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Varilla de acero rebestida de cobre	20	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminio, grado EC	61	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminio, aleación 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6
Aluminio, aleación 6205	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6
Alambre de acero rebestido de aluminio	20.3	0.0036	258	657	8.48	3.58
Acero, 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.28
Varilla de acero inoxidable	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.44
Varilla de acero galvanizado	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93
Acero inoxidable, 304	2.4	0.0013	749	1400	72	4.03

Para el caso en estudio se utiliza los siguientes valores:

IF 13,385 [kA]

T_m 1083 [°C]

T_a 40 [°C]

T_r 20 [°C]

α_r 0,00393 [1/°C]

ρ r 1,72 [µΩ. cm]

K_0 234 [°C]

Tc 0,5 [s] (Tiempo máximo de permanencia de la falla considerando que la protección de respaldo despeja la falla)

TCAP 3,42 [J/cm3. °C]

Reemplazando los valores en la ecuación 5.2 se obtiene que la sección del calibre del conductor es:

$\rightarrow A_{mm}^2 = 34{,}50\ mm^2$

Y de acuerdo a las tablas de calibres de conductores se tiene el cable a emplearse deber ser un 1/0 AWG, pero por condiciones constructivas y mecánicas se utilizará un conductor 4/0 AWG

5.2.4.4. Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra

MÉTODO DE SCHWARZ [6]

Según el método de Schwarz se determina el valor de la resistencia de un sistema de puesta a tierra con un suelo de dos capas, el cual consiste en una cuadrícula horizontal y barras de cobre verticales.

En las ecuaciones se presenta Rg resistencia de puesta a tierra, R1 que es la resistencia del reticulado de la malla, R2 la resistencias de las barras verticales y Rm o R12 es la resistencia mutua entre el reticulado y las barras.

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad (5.4)$$

donde:

R_1: Resistencia de los conductores en ohmios

R_2: Resistencia de todas las varillas en ohmios

R_m: Resistencia mutua entre los conductores y las varillas en ohmios

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi L_c}\left[ln\left(\frac{2L_c}{\sqrt{d*h}}\right)+\frac{k_1*L_c}{\sqrt{A}}-k_2\right] \quad (5.5)$$

donde:

ρ: Resistividad del terreno en Ωm

L_c: Longitud total del conductor de la malla de puesta a tierra en m (87m)

h: profundidad de conductores enterrados (h=0,6m)

d: Diámetro del conductor en metros (d=0,0012m)

A: Área cubierta por los conductores en m^2 (A=194,25m^2)

k_1, k_2: coeficientes.

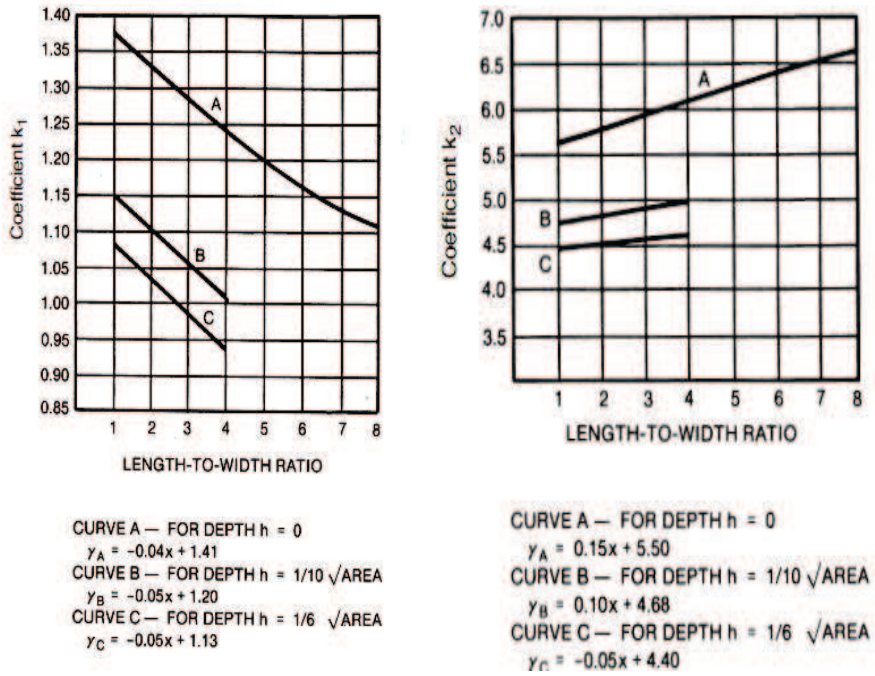


Figura 5.5 Coeficientes k1 y k2 de la fórmula de Schwarz [6]

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2\pi n_r L_r}\left[ln\left(\frac{4L_r}{r}\right) - 1 + \frac{2k_1 * L_r}{\sqrt{A}}\left(\sqrt{n_r} - 1\right)^2\right] \quad (5.6)$$

donde:

L_r: Longitud de la varilla en m (L_r=2,4m)

r: radio de la varilla en m (r=0,00793m)

n_R: Número de varillas ubicadas en el área A. (n_R=4)

ρ_a: Resistividad aparente vista desde los electrodos de puesta a tierra.

$$\rho_a = \frac{L_r \rho_1 \rho_2}{\rho_2(H-h) + \rho_1(L_r + h - H)} \quad (5.7)$$

donde:

H: Profundidad de la capa superficial determinada por el método de Sunde (H=2m)

h: Profundidad de ubicación de la malla de puesta a tierra. (0,6m)

$$R_m = \frac{\rho_a}{\pi L_c}\left[ln\left(\frac{2L_c}{L_r}\right) + \frac{k_1 * L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1\right] \quad (5.8)$$

Reemplazando los datos se obtiene que el valor de la resistencia de tierra de *2,063 Ω*

Por tanto cumple con lo establecido en la norma IEEE Std 142-1991, que recomienda un valor de resistencia menor a 5Ω.

5.2.4.5. Cálculo de voltaje de Paso y de Toque

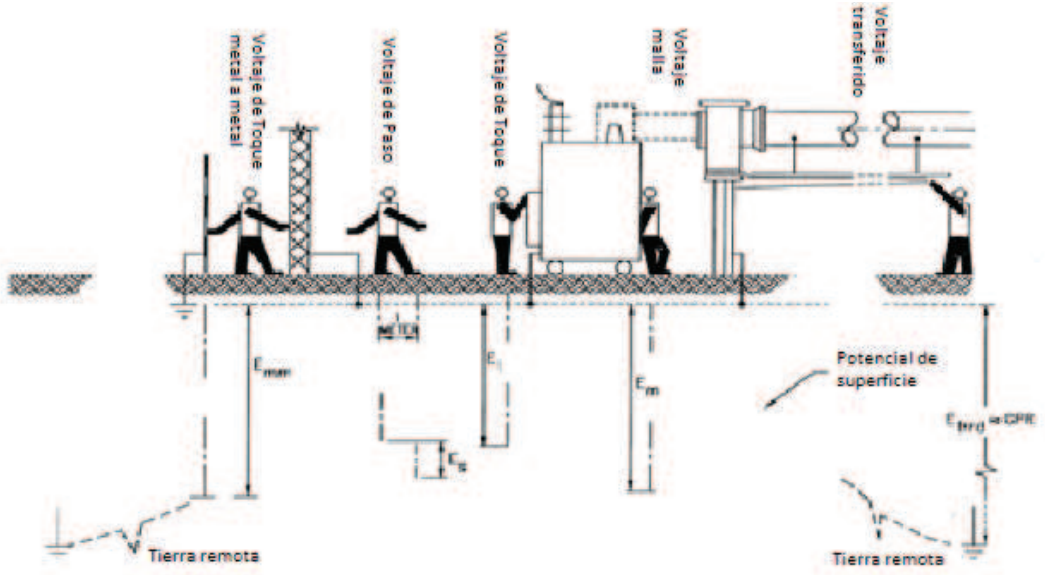


Figura 5.6 Voltajes de paso y toque

Con la finalidad de conocer el comportamiento del sistema de tierra ante voltajes tolerables debe modelarse la geometría de malla junto con las características del terreno en estudio (resistividad), con el propósito de obtener las curvas de*: i) voltajes absolutos, ii) voltajes de paso y iii) voltajes toque* que permitan evaluar el grado de exposición que posee una persona dentro de las instalaciones.

De manera general y sin hacer uso de un programa computacional, los voltajes tolerables se pueden calcularse de acuerdo al siguiente detalle:

Corriente máxima tolerable en el cuerpo humano (I_b): la magnitud y duración de la corriente conducida a través del cuerpo humano a 50 o 60 Hz deberá ser menor a la corriente que produzca fibrilación ventricular del corazón. Charles Dalziel, determinó la siguiente relación para establecer la corriente máxima tolerable para un ser humano:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \tag{5.9}$$

donde:

$$k = \sqrt{S_B} \tag{5.10}$$

y t_s es el tiempo de exposición a la corriente. (ts= 0,5s)

De acuerdo con los estudios de Dalziel se encontraron los siguientes resultados:

Para personas de 50 kg

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{5.11}$$

Para personas de 70 kg

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \tag{5.12}$$

5.2.4.5.1. Voltaje de paso

Diferencia de potencial que experimentaría una persona al hacer sus pies contacto con dos puntos en la superficie del terreno, separados un 1m y sin hacer contacto con ningún equipo.

$$E_{step} = \left(R_B + 6C_s\rho_s\right)I_B \tag{5.13}$$

Donde:

R_B: resistencia del cuerpo humano, 1000Ω
ρ resistividad de la capa superficial (ρ=3000Ωm)
ρ_s resistividad de la capa inferior a la superficial (ρ_s=150 Ωm)

$$C_s = 1 - \frac{0{,}09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \tag{5.14}$$

h_s profundidad de la capa superficial (h_s=0,10m)

Reemplazando los valores se tiene que el Voltaje de paso es ***3,042kV***

$$E_{step} = 3{,}042kV$$

5.2.4.5.2. Voltaje de toque

Diferencia de potencial que experimentaría una persona entre su pie en tierra y su mano, al hacer contacto con el equipo.

$$E_{touch} = \left(R_B + 1{,}5 C_s \rho_s\right) I_B \qquad (5.15)$$

Donde:

R_B: resistencia del cuerpo humano, 1000Ω

$$C_s = 1 - \frac{0{,}09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \qquad (5.16)$$

Donde:

ρ resistividad de la capa superficial

ρ_s resistividad de la capa inferior a la superficial

h_s profundidad de la capa superficial

Reemplazando los valores en la ecuación se tiene:

$$E_{touch} = 926{,}46V$$

En el ANEXO 8 se muestra la disposición de la Malla de puesta a tierra.

5.2.5. PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y DE COMUNICACIONES

La puesta a tierra de equipos electrónicos, de comunicaciones, instrumentos y computadoras provee un camino de retorno para corrientes de potencia y/o señal, para esto se emplea un sistema de referencia puesto a tierra para las señales de bajo nivel (DC, conexión a tierra del terminal positivo o negativo de la fuente de poder). Este camino debe manejar pequeñas corrientes desde miliamperios hasta la unidades de amperios, frecuencias desde Hz/MHz para señales analógicas ó MHz/GHz para señales digitales. En muchos casos los equipos electrónicos y de comunicaciones se comunican con otros equipos a través de los cables de datos y

frecuentemente estos cables llevan sus propios conductores de referencia los cuales pueden estar conectados a la misma puesta a tierra de seguridad de los equipos, formado involuntariamente lazos y por consiguiente obteniendo voltajes indeseables o ruido.

Los criterios principales en la puesta a tierra de equipos electrónicos y de comunicaciones cuando un terminal de la fuente está puesto a tierra son:

- Eliminar lazos de tierra susceptibles a campos magnéticos y a diferencias de potencial en la tierra,
- Mantener una baja resistencia e inductancia a fin de minimizar los voltajes producidos al circular corriente en el sistema de puesta a tierra.
- Eliminar el ruido eléctrico.

Para solventar estos inconvenientes la norma IEE Std. 142-1991, establece la implementación de un sistema de puesta a tierra con esquema de tierras aisladas para los equipos electrónicos. Para el caso de los equipos de comunicaciones es recomendable emplear un filtro que contenga elementos pasivos, capacitores e inductores, protegiendo de esta forma a los equipos de ruido eléctrico de alta frecuencia.

5.3. SISTEMA DE ILUMINACIÓN

El objetivo principal de un sistema de iluminación es determinar el número y la distribución óptima de las luminarias a instalarse en un sitio, con la finalidad de obtener un nivel de iluminación adecuado y que cumpla con las recomendaciones establecidas por normas internacionales.

5.3.1. NORMAS Y ESTÁNDARES.

Los cálculos y análisis se basan en normas establecidas y recomendaciones prácticas vigentes a nivel nacional e internacional. Entre dichas normas y estándares internacionales aplican las siguientes:

- API RP 540 Recommended Practices for Electrical Installations in Petroleum Processing Plants
- IEEE 241 Recommended Practice for Electric Power Systems in commercial Buildings
- NFPA-70: “National Electrical Code - NEC”

5.3.2. DEFINICIONES GENERALES

5.3.2.1. Niveles de Iluminación

Cantidad de flujo luminoso que incide sobre una superficie por unidad de área, un lumen de flujo luminoso que incide de forma uniforme sobre una superficie de un pie cuadrado y produce la intensidad de un pie candela, su unidad de medida en el Sistema Internacional es el lux: 1 lux = 1 Lumen/m².El lux es la unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades y su símbolo es la letra luminancia E[12]

5.3.2.2. Flujo Luminoso

Se define como la potencia (W) emitida en forma de radiación luminosa a la cual el ojo humano es sensible. Su símbolo es ϕ y su unidad es el lumen (lm).

5.3.2.3. Iluminancia

Un pie candela equivale a lúmenes por pie cuadrado. En inglés se utiliza el término footcandle.

El sistema métrico utiliza la unidad lux, 1 lux = 10.76 pies candela

5.3.2.4. Intensidad Luminosa

Es la cantidad de luz emitida por una fuente uniforme en una determinada dirección, su símbolo es la letra I y la unidad de medida se expresa en candela

[12] http://ipnesiatecamachalco.foroactivo.com/t144-definiciones-y-niveles-de-iluminacion

(cd). La intensidad luminosa se puede definir también como la relación entre el flujo emitido en una determinada dirección y el ángulo sólido unitario.

5.3.2.5. Luminancia

Es la intensidad aparente de la luz proveniente o reflejada por un objeto o punto determinado. Su unidad es la candela por metro cuadrado (cd/m^2).

5.3.3. CRITERIOS DE DISEÑO

La iluminación tiene la potencialidad de modificar no solamente el estado de operación del sistema visual sino también de afectar la manera en que el ser humano realiza una tarea o cómo se desenvuelve en un medio ambiente luminoso. En este sentido, la iluminación puede actuar como un factor positivo, favoreciendo el desempeño de las personas, o puede influir negativamente sobre la respuesta de las mismas, lo que, a su vez, y dependiendo del contexto, puede afectar la productividad.

Para realizar el diseño de iluminación se deben considerar tres aspectos: área de estudio [m^2], nivel de iluminación [lux] y flujo luminoso emitido por la luminaria [lm], con estos parámetros se puede determinar el número de proyectores necesarios para obtener el nivel de iluminación deseado sobre el área en estudio.

Para el sistema en estudio se realiza el diseño del sistema de iluminación en el interior del Shelter Modular de Potencia, en el cual de acuerdo a las normas vigentes se utiliza lámparas fluorescentes o led de aplicación industrial para ambiente húmedo.

5.3.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE LUMINARIA

En el mercado existen diferentes tipos de luminarias, las cuales son comúnmente usadas en instalaciones industriales:

Incandescentes (Incluyendo de tungsteno y halógenas).- Este tipo de luminarias son ampliamente utilizadas debido a su bajo costo y facilidad de instalación, sin embargo su eficiencia es baja 4-20 lumen/watt.

Fluorescentes.- son lámparas de vapor de mercurio a baja presión. Sus cualidades de color y de baja iluminancia las hace adecuadas para su empleo en salas interiores de reducida altura, presenta mayor eficiencia que las anteriores. Su desventaja es que no dan luz continua sino que muestran un parpadeo que depende de la frecuencia de la corriente continua aplicada, este parpadeo puede causar el efecto estroboscópico, de forma que un objeto que gire a cierta velocidad podría verse estático bajo una luz fluorescente, por tanto en ambientes industriales este tipo de luz no es recomendable.

Vapor de Mercurio.- Son usadas para iluminación perimetral y dentro de grandes edificios, poseen alta eficiencia (38-63 lúmenes/watt) y larga vida útil, sin embargo con la aparición de las lámparas de sodio se la considera obsoletas, debido a que comparadas con estas últimas tienen una rápida depreciación de lúmenes.

Haluros Metálicos.- Su construcción es muy similar a las lámparas de vapor de mercurio, la diferencia se basa en que haluros metálicos son añadidos en el arco del tubo, esto aumenta la eficiencia de la lámpara (75 – 125 lúmenes/watt). Su depreciación lumínica es aún mayor que las de vapor de sodio y además debido a las altas temperaturas en la superficie, su uso debe ser analizado en áreas clasificadas.

Presión de sodio.- Son lámparas con gran eficiencia (77-144 lúmenes/watt) y larga vida útil por lo cual son ampliamente usadas en instalaciones industriales. Las lámparas de alta presión presentan una mejor reproducción cromática y en la actualidad está creciendo su uso como sustitutas de las lámparas de vapor de mercurio.

5.3.5. NIVELES DE ILUMINACIÓN.

Los niveles de iluminación interiores y exteriores son de acuerdo a los valores establecidos en la Tabla 5.2

Tabla 5.2 Niveles de Iluminación Norma API RP 540 (Tabla 4)

CUARTOS DE CONTROL	FOOTCANDLES	LUX
Cuarto de control ordinario	30	300
Panel de Instrumentos	30	300
Consola	30	300
Parte posterior del panel	10	100
Panel de control central	50	500
Panel de instrumentos	50	500
Consola	50	500
Parte posterior de panel	10	100

5.3.6. CÁLCULOS DE ILUMINACIÓN POR SIMULACIÓN.

Para el diseño de iluminación se realiza el análisis de varias distribuciones de luminarias preliminares en el programa DIALUX 4.10, hasta obtener la distribución adecuada que cumpla con los niveles de iluminación promedios definidos en la Tabla 5.2

La distribución preliminar es simulada sin considerar la distribución de los equipos en el programa, el cual por medio del método “punto por punto” calcula los niveles de iluminación conforme con la disposición, distancia, altura y tipo de luminaria seleccionada.

El procedimiento empleado por el programa es iterativo ya que determina la contribución de cada una de las luminarias incluidas en el diseño sobre un punto específico o área del sector a iluminar.

El cálculo por el método “punto por punto”, parte de las matrices de los datos fotométricos de las luminarias (curvas isocandelas), en donde se define los niveles de iluminación de una luminaria conforme a las coordenadas angulares de un punto de medición con respecto a esta y su punto de enfoque. Con estos datos, se encuentra la intensidad en luxes en la dirección del punto a estudiar, aplicando a continuación la fórmula básica de iluminación.

En el cuarto de potencia se encuentran los Switchgears y MCC´s que energizan las cargas.

La iluminación para el cuarto de potencia ha sido realizada con dos lámparas fluorescentes de 40W, marca Crouse Hind, modelo VT2-232DR-UNV-EB81-WL-M4-U adecuada para el sector industrial. La altura de instalación es de 3.5m. La ubicación de las lámparas y circuitos respectivos se muestran en la Figura 5.7.

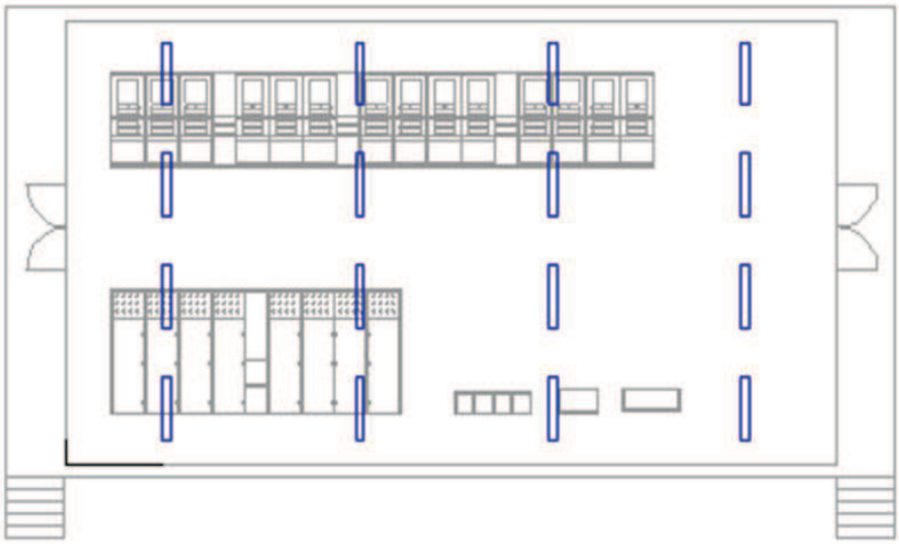


Figura 5.7 Ubicación de luminarias en el Cuarto de Potencia

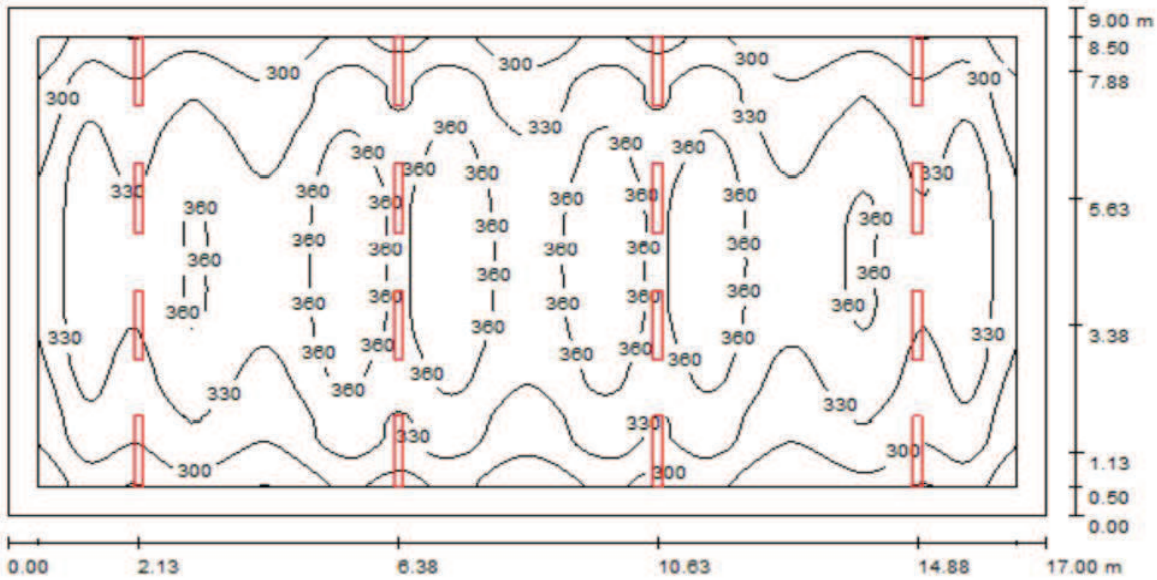


Figura 5.8 Isocurvas y niveles de luxes en el Cuarto de Potencia

El valor del nivel de iluminación obtenido es de 334 luxes y en comparación con el valor establecido en la norma API RP 540, se puede establecer que el nivel es adecuado.

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	334	246	384	0.737
Suelo	20	290	196	352	0.677
Techo	70	105	72	579	0.687
Paredes (4)	50	207	132	374	/

Plano útil:
Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 64 Puntos
Zona marginal: 0.500 m

UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Pared izq	20	25	
Pared inferior	21	23	
(CIE, SHR = 0.25.)			

Porcentaje de puntos con menos de 400 lx (para IEQ-7): 100.00%.

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	16	COOPER LIGHTING - METALUX VT2-232DR-UNV-EB81-WL-M4-U VAPORTITE LUMINAIRE,2 LAMP T8, SPECULAR REFLECTOR W/ ACRYLIC INTERNAL PRISMATIC LENS (1.000)	4658	5700	52.0
			Total: 74526	Total: 91200	832.0

Valor de eficiencia energética: 5.44 W/m² = 1.63 W/m²/100 lx (Base: 153.00 m²)

Figura 5.9 Reporte de Iluminación.

Los datos de la luminarias fueron escogidos de la página Crouse Lighting[13]

Para validar los resultados presentados el software DIALUX se realiza los cálculos de los parámetros descritos a continuación:

Se calcula índice de local:

$$k = \frac{a * b}{n * (a + b)} \tag{5.17}$$

[13]http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/lighting/products/documents/metalux/spec_sheets/mx_ind_071394_vt2_132_ss.pdf

$$k = \frac{17 * 9}{3{,}5 * (17 + 9)} = 1{,}68$$

De la tabla del catálogo de la luminaria y en base al valor del índice del local k se establece el coeficiente de utilización CU cuyo valor es 0,5. Adicional se tiene el coeficiente de mantenimiento que también proporciona el catálogo cuyo valor es 0,8.

(5.18)

$$\#lamp = \frac{E(luxes) * Area(m^2)}{Flum(lumenes) * CU * CC}$$

$$\#lamp = \frac{300(luxes) * 17 * 9\ (m^2)}{4050\ (lumenes) * 0{,}5 * 0{,}8}$$

$$\#lamp = 28{,}22$$

Por tanto el número de lámparas a utilizarse son 28,22, como se tendrá dos lámparas en cada luminaria

$$\#luminarias = \frac{28{,}22}{2} = 14{,}11$$

De acuerdo a la distribución establecida se emplea 16 luminarias tal como se indica en la Figura 5.7.

El nivel de voltaje de alimentación de las luminarias es de 120V, por tanto el conductor normalizado para iluminación de acuerdo a la norma NEC, sección 310 es el #14 AWG.

5.4. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

Un sistema petrolero está potencialmente expuesto a riesgos de incendios debido al manejo de líquidos inflamables como es el caso del crudo, diesel, entre otros. Los incendios son altamente peligrosos ya que pueden ocasionar catástrofes naturales causando daños irreparables tanto en vidas humanas como pérdidas materiales y medioambientales.

Por tanto es necesaria la implementación de un sistema contra incendios, el cual tiene por objetivo minimizar los riesgos de desastres en caso de producirse un incendio, asegurar la vida de las personas y proteger las instalaciones, como un objetivo secundario trata de evitar las interrupciones en el servicio

Un sistema contra incendios es un sistema que incluye dispositivos, soportería, equipos y controles para detectar fuego o humo, para hacer actuar una señal y para suprimir el fuego o humo.

Actualmente existen varias normativas que fijan los requisitos mínimos para la protección de incendios, que se divide en dos grandes áreas, la pasiva que evita el inicio del fuego o su propagación, llegado el caso y la activa que ya es el uso directo de extintores, bocas de incendio y rociadores.

Una prevención activa de incendios depende en gran medida del diseño y operación de la planta de tal manera que se minimicen los riesgos de un accidente.

5.4.1. NORMAS Y ESTÁNDARES DE REFERENCIA

Los sistemas de detección y supresión de incendios, deben cumplir con la última edición de los códigos y normas descritos a continuación:

- NFPA 72 (Código Nacional de Alarmas de Incendios).
- NFPA 70 (Código Eléctrico Nacional).
- NFPA 76 (Norma para la Protección Contra Incendio de Instalaciones de Telecomunicaciones, edición 2009).

- NFPA 75 (Norma para la Protección contra Incendio de Equipos de Tecnología de Información).
- NFPA 2001 (Estándar sobre sistemas de extinción mediante agentes limpios).
- Estándar UL-2127.
- Norma EIA/TIA 942-2005

5.4.2. CLASES DE FUEGOS

Según la norma NFPA 10 se clasifica al fuego por clases:

Clase A. Son los fuegos en materiales combustibles comunes como madera, tela, papel, caucho y muchos plásticos.

Clase B. Son los fuegos de líquidos inflamables y combustibles, aceite, alquitrán, grasas, bases de pinturas, lacas y gases inflamables.

Clase C. Son incendios que se producen en medios energizados o redes de energía eléctrica, es decir en sitios donde están presentes equipos eléctricos y energizados y donde la no conductividad eléctrica del medio de extinción es importante. (Cuando el equipo eléctrico está desenergizado pueden ser usados sin riesgo extintores para Clase A o B).

Clase D. Son aquellos fuegos en metales combustibles como Magnesio, Titanio, Zirconio, Sodio, Litio y Potasio.

Por tanto para nuestro caso se deberá emplear extintores para fuego clase C.

5.4.3. ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS

Un sistema contra incendio es un sistema que dispone de dispositivos, soportería, equipos y controles para detectar fuego o humo. Los objetivos principales de la protección del fuego son salvar vidas y proteger los equipos e instalaciones. Un objetivo secundario es minimizar las interrupciones de servicio debido al fuego.

Para el control de los incendios es necesario implementar un sistema que actúen en el momento que detecte la presencia de humo y altas temperatura, para luego activar agentes extintores como agua, espuma, CO2, polvo químico, FM-200, Novec, etc.

En la actualidad existen diferentes tecnologías para controlar los incendios, una de ellas es mediante el uso de sistemas automatizados.

5.4.3.1. Características de los materiales

No se debe usar materiales sujetos a deterioro ambiental o que tengan tendencia a la formación de hongos o cualquier otra forma de vida parasita y que tenga alta resistencia a la corrosión.

El cableado de señalización y de potencia a emplear, debe ser resistente al fuego, al menos 1 hora.

Toda la tubería que se instale para la distribución del cableado de señalización y de potencia, ya sea en forma expuesta o interna, debe ser tubería EMT (Electric Metalic Tube), galvanizada interna y externamente de acuerdo a la "Federal Specifications", WW-C-581 (c).

Todos los acoples, uniones y conectores de la tubería EMT deben ser de presión, con arandela estrangulante. Asimismo, las conexiones a cajas o accesos a ductos metálicos u otras cajas de equipos se harán mediante conectores EMT de presión.

En uniones roscadas, los accesorios deben tener más de cinco hilos atornillados en el conduit que sujeten. Las uniones a cajas de paso y de registro, se hacen usando dos tuercas y contratuercas.

Todos los materiales y equipos deben ser enlistados y aprobados por la Underwriters Laboratories, Inc. (UL).

Los rociadores deben ubicarse a una distancia mínima 102 mm de la pared, y deben presentar una distancia de centro a centro no menor a 1,8 m. (NFPA 13)

5.4.3.2. Características generales del sistema de detección y alarma temprana de incendio

El sistema de detección debe ser un sistema de detección temprana por medio de aspiración continua de gases a través de sensores con la capacidad de detectar indicios mínimos de humo en el ambiente, calor o humo por ionización. Dentro de su aplicación deberá ser para sitios de procesamiento de datos, equipo eléctrico en general entre otros.

5.4.3.3. Características generales del sistema de supresión de incendio

Un sistema de supresión de incendios debe contar con un sistema de supervisión y accionamiento (si fuera el caso) desde un panel de control o mediante botoneras de accionamiento locales y remotas.

El proveedor debe garantizar que la cantidad del agente extintor a suministrar e instalar sea proporcional al riesgo asociado en el sitio instalado y garantizar también, que la cantidad es apropiada para una supresión total en el sitio del incendio.

Debe proveerse todos los accesorios para garantizar que el sistema de supresión, sea capaz de extinguir un intento de incendio.

Se recomienda instalar una alarma auditiva tipo bocina de 75 (db) decibeles y una lámpara estroboscópica multicandela desde 15 a 110 candelas, voltaje de operación 12/24VCD. El tiempo de respaldo y de funcionamiento de las alarmas es 15 minutos.

5.4.3.4. Sistema de Supresión

El sistema de supresión debe cumplir con las siguientes características:

- Debe ser capaz de extinguir al 100% un intento de incendio y su posible reignición.

- Debe ser un sistema de agente limpio.
- No debe conducir la electricidad.
- No debe ser corrosivo.
- Debe ser de penetración tridimensional.
- Debe ser de activación automática.
- Debe ser de actuación rápida.
- No debe ser tóxico.
- No debe dañar componentes electrónicos.
- No debe dañar la capa de ozono.
- No debe reducir el oxígeno.
- No debe dejar residuos.

Además el sistema de supresión debe ser almacenado en cilindros a alta presión, ser un agente supresor libre de mantenimiento y tener una vida útil de al menos 10 años.

El agente está ubicado en un recipiente de tipo cilíndrico metálico de acero inoxidable con la capacidad de resistir impactos, vibraciones mecánicas extremas, humedad relativa del 100%.

La efectividad del agente extintor debe ser capaz de extinguir el fuego con una concentración mínima de diseño menor o igual a 8% para fuegos clase A, B y C, con un tiempo máximo de descarga que no sobrepase los 10 segundos, al cabo del cual el fuego debe quedar totalmente extinguido.

Debe ser igual o más efectivo que el Halón 1301. De igual forma debe impedir la reignición del fuego en un tiempo no menor a los 60 minutos.

Debe tener un ODP (Potencial desgaste de la capa de ozono) igual a cero y con un potencial de incremento térmico global (GWP) máximo de 2800 ppm (HFC 125, FE-25), que sea preferiblemente cercano a 1 ppm (NOVEC 1230). También no debe ser tóxico, y en caso que tenga una toxicidad para el ser humano, debe ser mínima y/o similar al Halon 1301, para esto debe anexarse los certificados de la US EPA.

De acuerdo a los requerimientos antes mencionados, el agente extintor a utilizarse es el FM-200.

5.4.3.5. Panel Principal de Control

El panel de control debe ser apropiado y ser especificado para brindar las siguientes funciones como mínimo:

- Indicación visual y sonora de las zonas del sistema, en donde se haya detectado un incendio.
- Indicación y accionamiento de “ABORTO” y “DESCARGA” de los agentes supresores en cada uno de los recintos protegidos.
- Indicación visual y sonora cuando ocurran fallas, alarmas y pruebas de los sistemas.

El gabinete del panel debe ser tipo NEMA 1, con puerta y llave de seguridad.

Debe contar con el respaldo de al menos dos baterías recargables que garantice la operación de al menos una hora en caso de anomalías en el sistema de alimentación primaria.

Debe disponer de al menos 4 salidas de alarma programables a través de contactos secos del tipo C

El panel principal debe quedar alimentado a través de un circuito ramal con respaldo al sistema de UPS.

5.4.3.6. Especificación

En la Tabla 5.3 se detalla las características generales que debe tener el sistema contraincendios.

Tabla 5.3 Características del Sistema Contraincendios

SISTEMA CONTRAINCENDIOS		
Control Incendios Tipo A,B,C	Alimentación	120-240 Vac
	Frecuencia	60 Hz
	Circuito de Detección	3
	Circuito de Supervisión	2
	Salidas Configurables Relé	4 Form C
	Circuito manual	1
Envolvente	Norma	NEMA 1
	Color	Rojo
	Montaje	Superficial/Pared
	Dimensiones	362 mmx152 mm x 483 mm
Ambiente	Uso	Interior
	Temperatura de operacion	0 °C a 49 °C
	Humedad	93+/- 2% a (32+/-2 °C)
Sensores de Humo	Tipo	Fotoeléctrico/Detector Térmico /Humo
	Sensibilidad	Ionización: 0.5-1,5 %/ft
		Fotoeléctrico: 0.5-3.5%/ft
	Voltaje de alimentación	16.5-27.5 Vdc
Alarmas	Visual	Luz Estroboscópica
	Auditiva	Bocina 75 db
Agente Extintor	Tipo	FM-200

5.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El valor de diseño de la resistencia de puesta a tierra del sistema es de 2,063 Ω cumpliendo con el requerimiento de la norma IEEE Std 80-200, que indica que el valor de resistencia de puesta a tierra debe ser menor a 5 Ω.

En una isla de producción se diseña mallas de puesta a tierra independientes para cada uno de los equipamientos como por ejemplo cuartos eléctricos, losa de

transformadores, de variadores, área de tanques, etc., que al ser interconectadas, en conjunto forman una malla de puesta a tierra general.

Para el diseño de iluminación se utiliza el software Dialux, que proporciona una variedad de catálogos de luminarias para ser consideradas en los cálculos de acuerdo del requerimiento del nivel de iluminación del lugar, dando como resultado la implementación de 16 luminarias del tipo VT2-232DR-UNV-EB81-WL-M4-U, estos resultados a su vez son comprobados con las ecuaciones empleadas para el cálculo de iluminación.

El sistema contraincendios es especificado para uso interno del Shelter de potencia, debe disponer de un sistema de control contenido en un gabinete con grado de protección NEMA 1, alarmas visuales con lámparas estroboscópicas, alarmas sonoras tipo bocina de 75 db, sensores detectores de humo tipo F-74210 y agente extintor FM-200. La especificación cumple con la normas NFPA y API.

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS TECNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SHELTER DE POTENCIA.

6.1. INTRODUCCIÓN [9], [10]

Para realizar la evaluación de un proyecto de inversión es necesario utilizar diversos criterios que permitan conocer las ventajas y desventajas que se obtendrían de realizar la inversión. Estos criterios son los indicadores o índices de rentabilidad, que hacen posible determinar la rentabilidad de un proyecto a partir del flujo de caja proyectado.

Estos indicadores, que en principio permiten identificar la conveniencia de realizar o no un proyecto, pueden ser, además, utilizados para analizar un conjunto de proyectos, decidir entre dos o más opciones alternativas, estudiar la decisión de postergar o no una inversión, entre otras cosas.

En este capítulo se realiza el análisis técnico económico para la implementación del Shelter de Potencia, con la finalidad de determinar la inversión y viabilidad del proyecto en base a los indicadores de rentabilidad.

6.2. DEFINICIONES GENERALES

Para el análisis se debe considerar ciertas definiciones que se describen a continuación:

INVERSIÓN

Son egresos realizados de manera opcional con el objeto de generar futuras ganancias, con dichas inversiones se adquieren bienes de capital, equipos o activos en general.

COSTO FIJO

Son aquellos que no dependen del volumen de producción manteniéndose invariables al margen del número de recursos producidos.

COSTO VARIABLE

Los costos variables son aquellos que varían en función del volumen de producción, incrementándose cuando crece el volumen de producción y reduciéndose cuando éste disminuye.

COSTOS DE OPERACIÓN

También son llamados costos de producción, se define como los gastos necesarios para mantener un proyecto, línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento.

ACTIVOS

Son los recursos de la empresa y representan los bienes y derechos que ésta posee, su finalidad es transformar una actividad en dinero, como la venta de productos y servicios que se producen.

PASIVOS

Son los recursos de la empresa para la financiación de los activos.

FLUJO DE CAJA

Es el resultado de la diferencia entre los ingresos y los egresos de dinero que registra una empresa, generados por una inversión, proyecto o cualquier actividad económica que se realiza en un período determinado.

DEPRECIACIÓN

Se define como el desgaste, el deterioro, el envejecimiento y la falta de adecuación u obsolescencia que sufren los bienes tangibles a medida que pasa el tiempo.

AMORTIZACIÓN

Es una deducción a que tienen derecho "los contribuyentes que al fundar, instalar o ampliar una empresa industrial, efectúan gastos directos o indirectos constitutivos de inversiones necesarias con fines de ganancias"

Los gastos amortizables, o inversiones amortizables, son los denominados gastos de capital previos a la producción o gastos pre operativos. La amortización de los gastos pre operativos se hace en un término mínimo de 5 años, a no ser que se demuestra que dada la índole de la actividad o su duración, la amortización debe hacerse en un plazo inferior.

6.3. METODOS EMPLEADOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

6.3.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es el método más empleado para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, permite determinar si una inversión cumple con el objetivo financiero o no.

La metodología consiste en actualizar mediante una tasa de interés todos los flujos de caja futuros del proyecto, a este valor se le debe restar la inversión inicial de tal forma que se obtenga el valor actual neto.

Este método es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (6.1)$$

Vt representa los flujos de caja en cada periodo t.

Io es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

El tipo de interés es k. Si el proyecto no tiene riesgo, se toma como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estima si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utiliza el coste de oportunidad.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que está proporcionando el proyecto.

Tabla 6.1 Consideraciones del VAN

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produce ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produce pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debe rechazarse
VAN = 0	La inversión no produce ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debe basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

6.3.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión sean igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

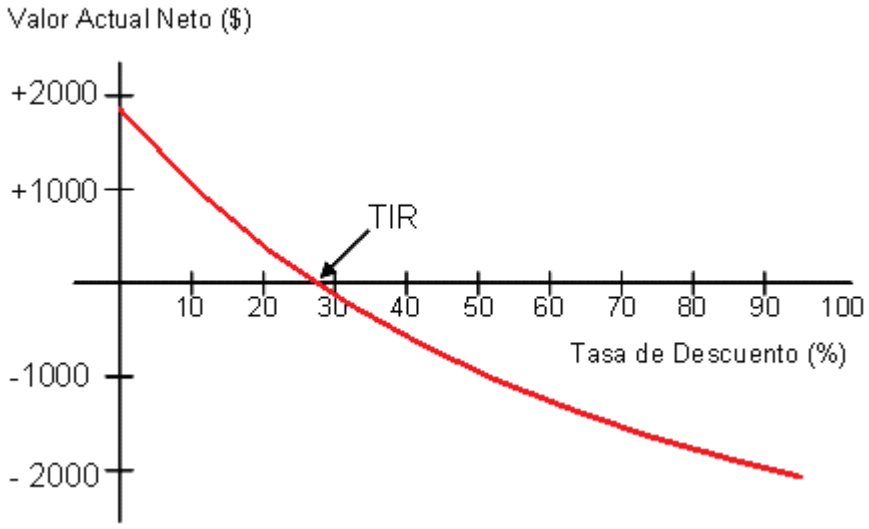


Figura 6.1 Tasa Interna de Retorno

$$TIR = k_1 - VAN_2 \left(\frac{k_2 - k_1}{VAN_2 - VAN_1} \right) \quad (6.2)$$

k_1: Tasa de interés inicial (o tasa de corte) k_1=10%

k_2: Tasa de interés k_2=15%

6.3.3. RELACIÓN BENEFICIO COSTO

La relación beneficio-costo es una herramienta financiera que mide la relación entre los beneficios y costos asociados a un proyecto de inversión con el fin de

evaluar su rentabilidad, el proyecto de inversión no solo es la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que se pueden hacer en un negocio en marcha tales como el desarrollo de nuevo producto o la adquisición de nueva maquinaria.

Mientras que la relación beneficio-costo (B/C), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VANI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VANC) de un proyecto.

B/C = VAI / VAC

Según el análisis beneficio-costo, un proyecto o negocio es rentable cuando la relación beneficio-costo es mayor que la unidad.

B/C > 1 → el proyecto es rentable

Contrario al VAN, cuyos resultados están expresados en términos absolutos, este indicador financiero expresa la rentabilidad en términos relativos. La interpretación de tales resultados es en centavos por cada "dólar" que se ha invertido.

Para el cómputo de la Relación Beneficio Costo (B/C) también se requiere de la existencia de una tasa de descuento para su cálculo.

En la relación de beneficio/costo, se establecen por separado los valores actuales de los ingresos y los egresos, luego se divide la suma de los valores actuales de los costos e ingresos.

Situaciones que se pueden presentar en la Relación Beneficio Costo:

- ***Relación B/C >0***

Índice que por cada dólar de costos se obtiene más de un dólar de beneficio. En consecuencia, si el índice es positivo o cero, el proyecto debe aceptarse.

- ***Relación B/C < 0***

Índice que por cada dólar de costos se obtiene menos de un dólar de beneficio.

Entonces, si el índice es negativo, el proyecto debe rechazarse.

El valor de la Relación Beneficio/Costo cambia según la tasa de actualización seleccionada, es decir, que cuanto más elevada sea dicha tasa, menor será la relación en el índice resultante.

La fórmula que se utiliza es:

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^n}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+k)^n}} \quad (6.3)$$

Dónde:

B/C = Relación Beneficio / Costo

Vt = Valor de la producción (beneficio bruto)

Ct = Egresos anuales (t = 0, 2, 3,4...n)

k = Tasa de descuento

6.4. INGRESOS DE UNA ISLA DE PRODUCCIÓN

Los ingresos de un proyecto en la industria de hidrocarburos se generan por la venta de volúmenes de petróleo obtenido, dependen de elementos fuertemente afectados por la incertidumbre del proceso extractivo como son:

La validez de la predicción del comportamiento del yacimiento, con lo cual se estima la tasa de producción y su correspondiente declinación.

Los niveles del precio del crudo, los cuales están sujetos a la oferta y la demanda.

Las condiciones cambiantes del mercado, las cuales están fuertemente influenciadas por el nivel de consumo dependiente a su vez de la actividad económica global.

Los ingresos iniciales se estiman de la producción de barriles diarios de petróleo (BDP), que para la isla de producción considerada en el proyecto, se encuentra entre 18 a 20 MBPD. Para el análisis se considera constante el precio de barril a un valor de $93,39 USD según la referencia de Banco Central del Ecuador al 22 de marzo del 2013.

El promedio de vida útil de un pozo es de aproximadamente 15 años, donde su tasa de decremento se considera alrededor del 12% anual.

En la Tabla 6.2 se muestra ingreso anual obtenido de la cantidad de barriles de fluido por día (BFPD) y el costo del barril.

Tabla 6.2 Producción Anual en una Isla

MES	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	COSTO DEL BARRIL ($)	INGRESO MENSUAL ($)
Enero	28.212,00	19.342,00	8.870,00	93,390	54.190.481,40
Febrero	24.214,00	18.358,00	5.856,00		51.433.608,60
Marzo	26.842,00	17.292,00	9.550,00		48.446.996,40
Abril	26.193,00	16.235,00	9.958,00		45.485.599,50
Mayo	27.891,00	19.865,00	8.026,00		55.655.770,50
Junio	25.452,00	18.935,00	6.517,00		53.050.189,50
Julio	26.212,00	21.821,00	4.391,00		61.135.895,70
Agosto	28.212,00	17.563,00	10.649,00		49.206.257,10
Septiembre	29.712,00	18.723,00	10.989,00		52.456.229,10
Octubre	28.167,00	21.562,00	6.605,00		60.410.255,40
Noviembre	30.264,00	16.164,00	14.100,00		45.286.678,80
Diciembre	29.283,00	18.173,00	11.110,00		50.915.294,10
TOTAL PRODUCCIÓN ANUAL ($)					**$ 627.673.256,10**

En la Tabla 6.3 se muestra los ingresos anuales por un período considerado de 15 años.

Tabla 6.3 Ingresos Anuales en una Isla de Producción

AÑOS	INGRESOS ANUALES
1	$ 627.673.256,10
2	$ 552.352.465,37
3	$ 486.070.169,52
4	$ 427.741.749,18
5	$ 376.412.739,28
6	$ 331.243.210,57
7	$ 291.494.025,30
8	$ 256.514.742,26
9	$ 225.732.973,19
10	$ 198.645.016,41
11	$ 174.807.614,44
12	$ 153.830.700,71
13	$ 135.371.016,62
14	$ 119.126.494,63
15	$ 104.831.315,27

6.5. EGRESOS DEL PROYECTO

Los egresos del proyecto están determinados por los costos de equipos, ingeniería, construcción, operación y mantenimiento.

El listado de equipos se muestra en la Tabla 6.4, en la cual se considera costos vigentes aproximados a Diciembre del 2013.

Tabla 6.4 Costos del Proyecto

LISTA DE EQUIPOS				
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD	TOTAL USD
1	SWITCHGEAR 34,5 kV	1	$ 192.598,00	$ 192.598,00
2	SWITCHGEAR 4,16 kV	4	$ 125.475,00	$ 501.900,00
3	MCC 480 V	1	$ 58.324,00	$ 58.324,00
4	TRANSFORMADOR PARA SERVICIOS AUXILIARES	1	$ 1.245,00	$ 1.245,00
5	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PARA ILUMINACIÓN	1	$ 1.568,00	$ 1.568,00
6	SISTEMA DE ILUMINACIÓN	1	$ 2.694,00	$ 2.694,00
7	SISTEMA CONTRAINCENDIOS	1	$ 6.249,00	$ 6.249,00
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	1	$ 7.531,00	$ 7.531,00
9	SISTEMA DE BANDEJAS PORTACABLES	1	$ 4.865,00	$ 4.865,00
10	RACK DE COMUNICACIONES	1	$ 12.384,00	$ 12.384,00

LISTA DE EQUIPOS				
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD	TOTAL USD
11	RTU	1	$ 15.297,00	$ 15.297,00
12	UPS	1	$ 8.428,00	$ 8.428,00
13	CABLES DE FUERZA	1	$ 35.671,00	$ 35.671,00
14	CUARTO ELECTRICO (SHELTER)	1	$ 154.298,00	$ 154.298,00
	INSTALACIÓN			
15	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y MONTAJE	1	$ 69.750,00	$ 69.750,00
	INGENIERÍA			
16	INGENIERIA DE DISEÑO	1	$ 12.593,75	$ 12.593,75
17	ESTUDIOS ELECTRICOS	1	$ 28.598,00	$ 28.598,00
	OTROS			
18	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUAL	1	$ 350.851,00	$ 350.851,00
19	IMPREVISTOS	1	$ 100.000,00	$ 100.000,00
20	OBRA CIVIL	1	$ 22.365,00	$ 22.365,00
	SUBTOTAL INVERSIÓN			**$ 1.587.209,75**
	12% IVA			**$ 190.465,17**
	TOTAL INVERSIÓN			**$ 1.777.674,92**

El costo total mostrado en la Tabla 6.4 corresponde al costo de inversión inicial del proyecto, el costo de operación y mantenimiento anual se considera constante durante los años de vida útil de los equipos.

El costo del proyecto se difiere para los años de producción considerados rentables (15 años), a una tasa de interés de 3,01% de acuerdo a la inflación promedio anual en el país según las cifras referenciales del Banco Central del Ecuador.

En la Tabla 6.5 se obtiene el costo diferido para los 15 años, que representan los egresos anuales del proyecto.

Tabla 6.5 Egresos Anuales en una Isla de Producción

AÑO	EGRESOS ANUALES
1	$ 445.972,59
2	$ 448.835,75
3	$ 451.785,10
4	$ 454.823,21
5	$ 457.952,78
6	$ 461.176,54
7	$ 464.497,34

AÑO	EGRESOS ANUALES
8	$ 467.918,09
9	$ 471.441,81
10	$ 475.071,60
11	$ 478.810,64
12	$ 482.662,22
13	$ 486.629,74
14	$ 490.716,68
15	$ 494.926,64

6.6. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja resultante de la diferencia entre los ingresos con los egresos, es la base para el análisis de los indicadores de rentabilidad del proyecto, tal como se aprecia en la Tabla 6.6

Tabla 6.6 Flujo de Caja

FLUJO DE CAJA			
AÑO	INGRESOS	EGRESOS	TOTAL
1	$ 627.673.256,10	$ 445.972,59	$ 627.227.283,51
2	$ 552.352.465,37	$ 448.835,75	$ 551.903.629,62
3	$ 486.070.169,52	$ 451.785,10	$ 485.618.384,42
4	$ 427.741.749,18	$ 454.823,21	$ 427.286.925,97
5	$ 376.412.739,28	$ 457.952,78	$ 375.954.786,50
6	$ 331.243.210,57	$ 461.176,54	$ 330.782.034,03
7	$ 291.494.025,30	$ 464.497,34	$ 291.029.527,96
8	$ 256.514.742,26	$ 467.918,09	$ 256.046.824,17
9	$ 225.732.973,19	$ 471.441,81	$ 225.261.531,38
10	$ 198.645.016,41	$ 475.071,60	$ 198.169.944,81
11	$ 174.807.614,44	$ 478.810,64	$ 174.328.803,80
12	$ 153.830.700,71	$ 482.662,22	$ 153.348.038,49
13	$ 135.371.016,62	$ 486.629,74	$ 134.884.386,88
14	$ 119.126.494,63	$ 490.716,68	$ 118.635.777,95
15	$ 104.831.315,27	$ 494.926,64	$ 104.336.388,63

6.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Valor Actual Neto (VAN)

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o$$

Para el proyecto se tiene una inversión inicial I_o= $ 1.777.674,92. Los flujos de caja previstos anuales por un período de 15 años se detallan en la Tabla 6.5, con una tasa de interés del 10% anual, mediante el uso de la Ec. 6.1 se calcula el valor actual neto del proyecto.

$$VAN_{10\%} = \frac{\$\ 627.227.283{,}51}{(1+10\%)^1} + \frac{\$\ 551.903.629{,}62}{(1+10\%)^2} + \ldots\ldots + \frac{\$\ 104.336.388{,}63}{(1+10\%)^{15}} - \$\ 1.777.674{,}92$$

$$VAN_{10\%} = \$5.472.795{,}28$$

El resultado obtenido muestra que el VAN es mayor que cero, por tanto de acuerdo a los descrito en la sección 6.3.1 se considera que el proyecto es aceptable.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Para evaluar la tasa interna de retorno se considera un interés k_1=10% y un k_2=15%, para las flujos de caja de la Tabla 6.6.

$$VAN_{15\%} = \frac{\$\ 627.227.283{,}51}{(1+15\%)^1} + \frac{\$\ 551.903.629{,}62}{(1+15\%)^2} + \ldots\ldots + \frac{\$\ 104.336.388{,}63}{(1+15\%)^{15}} - \$\ 1.777.674{,}92$$

$$VAN_{15\%} = \$2.481.585{,}14$$

$$TIR = k_1 - VAN_2\left(\frac{k_2 - k_1}{VAN_2 - VAN_1}\right)$$

$VAN_{10\%} = VAN_1$

$VAN_{15\%} = VAN_2$

$$TIR = 10\% - \$2.481.585,14\left(\frac{15\% - 10\%}{\$2.481.585,14 - \$5.472.795,28}\right)$$

$$TIR = 14{,}15\%$$

Para que el proyecto sea considerado como aceptable es necesario que el valor del TIR sea mayor que la tasa de interés de corte (k_1), de los cálculos realizados se tiene que el TIR cumple con el requerimiento.

Relación Beneficio Costo (RBC)

Finalmente se emplea el método de la Relación Costo-Beneficio, que relaciona el flujo de caja con el costo total anual del proyecto

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^n}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+k)^n}}$$

$$B/C = \frac{\frac{\$\,627.227.283,51}{(1+10\%)^1} + \frac{\$\,551.903.629,62}{(1+10\%)^2} + \cdots\cdots + \frac{\$\,104.336.388,63}{(1+10\%)^{15}}}{\frac{\$\,445.972,59}{(1+10\%)^1} + \frac{\$\,448.835,75}{(1+10\%)^2} + \cdots\cdots + \frac{\$\,494.926,63}{(1+10\%)^{15}}}$$

$$B/C = \frac{\$7.250.470,2}{\$3.521.145,20}$$

$$B/C = 2,059$$

Del resultado obtenido se aprecia que la relación beneficio-costo es mayor que la unidad, por tanto el proyecto se considera como aceptable.

RESULTADOS GENERALES

De acuerdo a los resultados obtenidos empleando los diferentes indicadores resumido en la Tabla 6.7 se concluye que el proyecto es rentable y viable.

Tabla 6.7 Resultados de los Índices de Rentabilidad

INDICADOR	RESULTADO	RENTABILIDAD
VAN (> 0)	$ 5.472.795,28	SI
TIR (> 10%)	14,15%	SI
RBC (> 1)	2,059	SI

Los ingresos en el sector petrolero debido a la producción son considerablemente elevados, por lo que la inversión en este tipo de proyectos produce una alta rentabilidad y viabilidad con un tiempo mínimo de recuperación de aproximadamente tres meses.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- ETAP es un programa de ingeniería eléctrica para instalaciones de alto impacto que es utilizado en el sector industrial petrolero, además cumple con un sistema de aseguramiento de calidad bien establecido y regulado de acuerdo a los estándares ISO 9001:2000 , ANSI/ASME N45.2 , ASME NQA-1, ANSI/IEEE Std 730.1. Las simulaciones pueden ser realizadas en estado estable y dinámico, incorporando nuevas herramientas para análisis en tiempo real (Real Time).

- De acuerdo a los resultados del estudio de flujo de potencia las caídas de voltaje en el sistema eléctrico se encuentran dentro de los rangos permitidos +/-5% del voltaje nominal de acuerdo a la norma IEEE Std. 141, y la demanda del sistema es aproximadamente 7,303 MVA considerando un factor de carga del 80%.

- Los resultados del estudio de cortocircuito indican que la máxima corriente de cortocircuito se produce para una falla monofásica a tierra a nivel de 480 V, bajo la norma ANSI este valor es de 11,8 kA y bajo la norma IEC es de 13,3 kA. Estos valores son considerados para la especificación de equipos y como dato de la corriente de diseño de la malla de puesta a tierra.

- La especificación de Switchgears del Shelter de Potencia cumple con los siguientes requerimientos: protección al arco interno referido en la norma IEC 60298 y 62271-200, grado de protección IP65, tipo Metalclad para una fácil instalación y transporte.

- Los relés de protección (IED´s) especificados disponen de funciones de protección y control que se ajusten a los requerimientos del protocolo IEC 61850, que en la actualidad está siendo utilizada en el sector petrolero, ya

que las señales de todas las locaciones están siendo integradas a un gran SCADA petrolero.

- En un Switchgear se debe disponer de TC´s de medición y de protección para cada una de las celdas, y un único TP para tomar las señales de protección y medida de todos los relés y multimedidores.

- El protocolo IEC 61850 permite por medio de la red de comunicaciones enviar datos de medidas de los equipos, estados, entre otros. Además se puede realizar lógicas de control entre dispositivos utilizado mensajes GOOSE.

- La interfaz con el usuario HMI, debe ser diseñada bajo las recomendaciones de la norma IEEE C37.1, utilizada en el sector industrial. El HMI puede ser visualizado desde una PC o un Panel View, de tal manera que se pueda realizar las tareas supervisión, monitoreo y control de los equipos de campo.

- En una isla de producción la malla de puesta a tierra debe ser dimensionada para cada sección de manera independiente debido a futuras expansiones del sistema, finalmente todas las mallas se deben interconectar entre sí para forman una malla general. Para el caso de los equipos electrónicos y de comunicaciones se debe utilizar un esquema de tierra aislada y filtros respectivamente con el objeto de reducir el ruido eléctrico e interferencias electromagnéticas de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEEE Std. 142-1991.

- El valor de diseño de la resistencia de puesta a tierra del sistema es de 2,063 Ω cumpliendo con el requerimiento de la norma IEEE Std 80-200, que indica que el valor de resistencia de puesta a tierra debe ser menor a 5 Ω.

- Los resultados del nivel de iluminación proporcionados por el software DIALUX es de 334 luxes lo cual cumple con lo especificado por la norma API RP 540 que recomienda un valor de 300 luxes. En cada luminaria se debe disponer de 2 lámparas Crouse Hind, modelo VT2-232DR-UNV-EB81-WL-M4-U, adecuada para el sector industrial.

- El sistema contraincendios es especificado para uso interno del Shelter de potencia, debe disponer de un sistema de control contenido en un gabinete con grado de protección NEMA 1, alarmas visuales con lámparas estroboscópicas, alarmas sonoras tipo bocina de 75 db, sensores detectores de humo tipo F-74210 y agente extintor FM-200.

- Mediante el análisis técnico económico realizado por tres diferentes métodos VAN, TIR y RBC, se determinó que el proyecto es viable debido a que la inversión es mínima comprada con las ganancias que se genera en el sector petrolero.

7.2. RECOMENDACIONES

- Cuando se dimensionan y especifican equipos eléctricos se recomienda siempre seguir los lineamientos proporcionados por las normas internacionales de tal forma que los diseños e instalaciones involucren aspectos de seguridad, salud, ambiente, ergonomía y operaciones.

- Se recomienda que los principales equipos como IED´s cumplan con el actual protocolo eléctrico IEC 61850 para la automatización de subestaciones y permita una fácil integración a un sistema Scada.

- Para una futura expansión del sistema, se recomienda realizar nuevos estudios de flujos de potencia para determinar si las caídas de voltaje se encuentran dentro de los rangos establecidos +/- 5%, de ser el caso se deberá realizar acciones correctivas. Para el caso del análisis de cortocircuitos se debe determinar si los equipos soportan los nuevos valores de cortocircuito.

- Se recomienda que los equipos especificados para utilizar el protocolo IEC 61850 sean preferentemente del mismo fabricante, con el fin de brindar uniformidad, aunque el protocolo ofrece la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes.

- Previo a la puesta en servicio de la malla de puesta a tierra se recomienda realizar las mediciones correspondientes, con los equipos desenergizados, de tal forma que el valor de la resistencia de puesta a tierra cumpla con los requerimientos del sistema.

- Se recomienda realizar el mantenimiento preventivo del sistema de puesta a tierra, ya que, ciertos componentes pueden perder su eficacia con el

transcurso del tiempo, debido a la corrosión, condiciones atmosféricas, golpes mecánicos, impactos del rayo, etc.

- El Shelter de potencia si bien se encuentra equipado con un sistema contraincendios adecuado para extinguir el fuego en interiores, se recomienda que el personal que trabajará en las instalaciones tenga el conocimiento de cómo actuar y que acciones tomar ante un posible incendio.

- En el sistema contraincendios se recomienda utilizar como agente extintor el gas FM-200, ya que tiene una rápida respuesta para extinción del fuego, siendo un agente limpio que no causa daño en los equipos y no atenta contra el medio ambiente. Adicional se recomienda el mantenimiento periódico de este sistema.

- Para la fase de implementación de los equipos se recomienda realizar una rigurosa inspección de tal forma que los equipos a instalarse cumplan con las especificaciones y requerimientos descritos en las hojas de datos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] GRAINGER Jhon, STEVENSON William, “Análisis de Sistemas de Potencia” McGRAW-HILL/Latinoamericana de México, 1996.

[2] Software ETAP Version 7.1 (Help Load Flow Analysis and Short Circuit)

[3] API Recommended Practice 500, Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2,2nd Edition, November 1997

[4] IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substation.

[5] T. James, Applying IEEE 802.1w (RSTP) to improve service availability, School of CTI, De Paul University, May 2003.

[6] IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding, January 30, 2000.

[7] IEEE Std 142-1991 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, June 27, 1991.

[8] TAPIA, Luis “Operación de Subestaciones” Quito, 2011.

[9] ORTEGA Wilson; “Evaluación Financiera de Proyectos”; CITE-EPN; Quito-Ecuador

[10] CHAIN, Nassir, CHAIN, Reinaldo; 2da Edición Mc Graw Hill.

ANEXOS

ANEXO 1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO

ANEXO 2

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

Project: ETAP 7.1.0.0C
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: MODELACION

Study Case: LF

Page: 12
Date: 04-10-2012
SN: MINERABARR
Revision: Base
Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus1	34.500	99.731	-0.1	0	0	0	0	SWG-01	-2.202	-1.045	40.6	90.3	
								Bus6	2.202	1.045	40.6	90.3	
Bus3	34.500	99.731	-0.1	0	0	0	0	SWG-01	-2.202	-1.045	40.6	90.3	
								Bus24	2.202	1.045	40.6	90.3	
Bus4	34.500	99.731	-0.1	0	0	0	0	SWG-01	-2.202	-1.045	40.6	90.3	
								Bus42	2.202	1.045	40.6	90.3	
Bus5	34.500	99.731	-0.1	0	0	0	0	SWG-01	-2.202	-1.045	40.6	90.3	
								Bus43	2.202	1.045	40.6	90.3	
Bus6	4.160	98.060	-1.8	0	0	0	0	SWG-02A	2.195	0.961	339.2	91.6	
								Bus1	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
Bus7	4.160	98.011	-1.9	0	0	0	0	SWG-03A	-0.148	-0.070	23.2	90.6	
								Bus8	0.148	0.070	23.2	90.6	
Bus8	0.480	96.105	-3.4	0	0	0.147	0.064	Bus7	-0.147	-0.064	201.0	91.7	
Bus24	4.160	98.060	-1.8	0	0	0	0	SWG-02B	2.195	0.961	339.2	91.6	
								Bus3	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
*Bus29	34.500	100.000	0.0	8.825	4.208	0	0	SWG-01	8.825	4.208	163.6	90.3	
Bus33	4.160	98.011	-1.9	0	0	1.533	0.669	SWG-03A	-1.533	-0.669	236.8	91.7	
								VFD46	1.533	0.669	236.8	91.7	
Bus37	4.160	98.011	-1.9	0	0	1.533	0.669	SWG-03B	-1.533	-0.669	236.8	91.7	
								VFD50	1.533	0.669	236.8	91.7	
Bus42	4.160	98.060	-1.8	0	0	0	0	SWG-02C	2.195	0.961	339.2	91.6	
								Bus4	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
Bus43	4.160	98.060	-1.8	0	0	0	0	SWG-02D	2.195	0.961	339.2	91.6	
								Bus5	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
Bus46	4.160	98.045	-1.9	0	0	0	0	SWG-02A	-0.272	-0.166	45.0	85.3	
								MCC-01	0.272	0.166	45.0	85.3	
Bus47	0.480	95.618	-3.1	0	0	0.013	0.006	MCC-01	-0.013	-0.006	18.0	91.7	
Bus48	0.480	95.618	-3.1	0	0	0.013	0.006	MCC-01	-0.013	-0.006	18.0	91.7	
Bus49	0.480	95.618	-3.1	0	0	0.013	0.006	MCC-01	-0.013	-0.006	18.0	91.7	
Bus50	0.480	95.618	-3.1	0	0	0.013	0.006	MCC-01	-0.013	-0.006	18.0	91.7	
Bus51	0.480	95.679	-3.1	0	0	0.007	0.004	MCC-01	-0.007	-0.004	9.9	85.0	
Bus52	0.480	95.532	-3.1	0	0	0.007	0.004	MCC-01	-0.007	-0.004	9.9	85.0	
Bus53	0.480	95.532	-3.1	0	0	0.007	0.004	MCC-01	-0.007	-0.004	9.9	85.0	
Bus54	0.480	95.532	-3.1	0	0	0.007	0.004	MCC-01	-0.007	-0.004	9.9	85.0	
Bus55	0.480	95.704	-3.1	0	0	0.035	0.022	MCC-01	-0.035	-0.022	51.9	85.0	
Bus56	0.480	95.797	-3.2	0	0	0.038	0.023	MCC-01	-0.038	-0.023	55.6	85.0	

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	11.0.0C	Date:	04-10-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: MODELACION		Config.:	Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus57	0.480	95.46(	-3.0	(	0	0.02(	0.012	MCC-01	-0.020	-0.012	29.(	85.2	
Bus58	0.480	95.46(	-3.0	(	0	0.02(	0.012	MCC-01	-0.020	-0.012	29.(	85.2	
Bus59	0.480	95.46(	-3.0	(	0	0.02(	0.012	MCC-01	-0.020	-0.012	29.(	85.2	
Bus60	0.480	95.46(	-3.0	(	0	0.02(	0.012	MCC-01	-0.020	-0.012	29.(	85.2	
Bus61	0.480	95.68(	-3.1	(	0	0.03(	0.023	MCC-01	-0.038	-0.023	55.(	85.2	
MCC-01	0.480	95.95(	-3.2	(	0	(	0	Bus47	0.015	0.006	18.(	91.7	
								Bus48	0.015	0.006	18.(	91.7	
								Bus49	0.015	0.006	18.(	91.7	
								Bus50	0.015	0.006	18.(	91.7	
								Bus51	0.007	0.004	9.(	85.1	
								Bus52	0.007	0.004	9.(	85.1	
								Bus53	0.007	0.004	9.(	85.1	
								Bus54	0.007	0.004	9.(	85.1	
								Bus55	0.035	0.022	51.(	85.1	
								Bus56	0.038	0.023	55.(	85.0	
								Bus57	0.020	0.012	29.(	85.4	
								Bus58	0.020	0.012	29.(	85.4	
								Bus59	0.020	0.012	29.(	85.4	
								Bus60	0.020	0.012	29.(	85.4	
								Bus61	0.038	0.023	55.(	85.3	
								Bus46	-0.269	-0.156	390.4	86.5	
SWG-01	34.500	99.752	-0.1	(	0	(	0	Bus1	2.202	1.045	40.9	90.3	
								Bus3	2.202	1.045	40.9	90.3	
								Bus4	2.202	1.045	40.9	90.3	
								Bus5	2.202	1.045	40.9	90.3	
								Bus29	-8.808	-4.179	163.6	90.3	
SWG-02A	4.160	98.04(	-1.9	(	0	(	0	Bus6	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
								SWG-W01	1.058	0.454	163.(	91.9	
								SWG-W02	1.058	0.454	163.(	91.9	
								Bus46	0.272	0.166	45.(	85.3	
								SWG-02B	-0.193	-0.112	31.7	86.5	
SWG-02B	4.160	98.04(	-1.9	(	0	(	0	SWG-W04	1.058	0.454	163.(	91.9	
								SWG-W05	1.058	0.454	163.(	91.9	
								SWG-W03	1.058	0.454	163.(	91.9	
								Bus24	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
								SWG-02A	0.193	0.112	31.7	86.5	
								SWG-02C	-1.174	-0.513	181.3	91.6	
SWG-02C	4.160	98.04(	-1.9	(	0	(	0	SWG-03A	1.608	0.705	248.5	91.6	
								Bus42	-2.195	-0.961	339.2	91.6	

Project:	ETAP	Page:	14
Location:	7.1.0.0C	Date:	04-10-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	MODELACION	Study Case:	LF
		Config.:	Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								SWG-02B	1.174	0.513	181.0	91.6	
								SWG-02D	-0.587	-0.256	90.5	91.6	
SWG-02D	4.160	98.048	-1.9	0	0	0	0	SWG-03B	1.608	0.705	248.5	91.6	
								Bus43	-2.195	-0.961	339.2	91.6	
								SWG-02C	0.587	0.256	90.5	91.6	
SWG-03A	4.160	98.029	-1.9	0	0	0	0	Bus7	0.148	0.070	23.2	90.6	
								SWG-02C	-1.608	-0.704	248.5	91.6	
								Bus13	1.534	0.670	236.9	91.6	
								SWG-03B	-0.074	-0.033	11.6	90.6	
SWG-03B	4.160	98.029	-1.9	0	0	0	0	SWG-02D	-1.608	-0.704	248.5	91.6	
								Bus37	1.534	0.670	236.9	91.6	
								SWG-03A	0.074	0.033	11.6	90.6	
SWG-W01	4.160	98.040	-1.9	0	0	1.058	0.454	SWG-02A	-1.058	-0.454	163.0	91.9	
								VFD1	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD2	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD3	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD4	0.265	0.113	40.8	91.9	
SWG-W02	4.160	98.036	-1.9	0	0	1.058	0.454	SWG-02A	-1.058	-0.454	163.0	91.9	
								VFD5	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD6	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD7	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD8	0.265	0.113	40.8	91.9	
SWG-W03	4.160	98.036	-1.9	0	0	1.058	0.454	SWG-02B	-1.058	-0.454	163.0	91.9	
								VFD9	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD10	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD11	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD12	0.265	0.113	40.8	91.9	
SWG-W04	4.160	98.036	-1.9	0	0	1.058	0.454	SWG-02B	-1.058	-0.454	163.0	91.9	
								VFD13	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD14	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD15	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD16	0.265	0.113	40.8	91.9	
SWG-W05	4.160	98.036	-1.9	0	0	1.058	0.454	SWG-02B	-1.058	-0.454	163.0	91.9	
								VFD17	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD18	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD19	0.265	0.113	40.8	91.9	
								VFD20	0.265	0.113	40.8	91.9	
*VFD1	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-01~	0.265	0.113	40.0	91.9	
*VFD2	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-02~	0.265	0.113	40.0	91.9	

Project:	ETAP	Page:	15
Location:	7.1.0.0C	Date:	04-10-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: MODELACION		Config.:	Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* VFD3	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-03-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD4	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-04-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD5	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-05-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD6	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-06-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD7	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-07-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD8	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-08-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD9	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-09-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD10	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-10-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD11	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-11-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD12	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-12-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD13	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-13-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD14	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-14-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD15	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-15-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD16	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-16-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD17	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-17-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD18	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-18-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD19	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-19-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD20	4.160	100.000	0.0	0.265	0.113	0	0	P-20-	0.265	0.113	40.0	91.9	
* VFD46	4.160	100.000	0.0	1.533	0.660	0	0	M1-	1.533	0.660	232.2	91.7	
* VFD80	4.160	100.000	0.0	1.533	0.660	0	0	M2-	1.533	0.660	232.2	91.7	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

# Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

ANEXO 3

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	11.0.0C	Date:	10-20-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MODELACION	Study Case: SC	Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
MCC-01	0.480	13.310	29.012	11.169	13.385	29.177	13.385	13.385	11.518	25.105	11.518	11.518	13.397	29.202	13.397	13.397
SWG-01	34.500	1.158	2.981	0.570	1.423	3.665	1.423	1.423	1.025	2.639	1.025	1.025	1.430	3.681	1.430	1.430
SWG-02A	4.160	7.977	20.390	7.631	0.438	1.119	0.438	0.438	7.029	17.969	7.029	7.029	7.138	18.245	7.138	7.138
SWG-02B	4.160	7.977	20.390	7.631	0.438	1.119	0.438	0.438	7.029	17.969	7.029	7.029	7.138	18.245	7.138	7.138
SWG-02C	4.160	7.977	20.390	7.631	0.438	1.119	0.438	0.438	7.029	17.969	7.029	7.029	7.138	18.245	7.138	7.138
SWG-02D	4.160	7.977	20.390	7.631	0.438	1.119	0.438	0.438	7.029	17.969	7.029	7.029	7.138	18.245	7.138	7.138
SWG-03A	4.160	7.957	20.294	7.612	0.438	1.116	0.438	0.438	7.012	17.882	7.012	7.012	7.120	18.158	7.120	7.120
SWG-03B	4.160	7.957	20.294	7.612	0.438	1.116	0.438	0.438	7.012	17.882	7.012	7.012	7.120	18.158	7.120	7.120
SWG-W01	4.160	7.950	20.258	7.606	0.438	1.115	0.438	0.438	7.005	17.851	7.005	7.005	7.113	18.126	7.113	7.113
SWG-W02	4.160	7.937	20.193	7.594	0.437	1.113	0.437	0.437	6.993	17.792	6.993	6.993	7.101	18.067	7.101	7.101
SWG-W03	4.160	7.937	20.193	7.594	0.437	1.113	0.437	0.437	6.993	17.792	6.993	6.993	7.101	18.067	7.101	7.101
SWG-W04	4.160	7.937	20.193	7.594	0.437	1.113	0.437	0.437	6.993	17.792	6.993	6.993	7.101	18.067	7.101	7.101
SWG-W05	4.160	7.937	20.193	7.594	0.437	1.113	0.437	0.437	6.993	17.792	6.993	6.993	7.101	18.067	7.101	7.101

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C

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

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
MCC-01	0.480	0.00471	0.02135	0.02186	0.00483	0.02136	0.0219(	0.00447	0.02099	0.02146	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-01	34.500	1.3324(	18.87392	18.92090	2.24813	17.96876	18.10885	3.84667	8.73496	9.54444	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-02A	4.160	0.02537	0.33024	0.33121	0.03828	0.31762	0.31992	18.02028	0.06207	18.02038	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-02B	4.160	0.02537	0.33024	0.33121	0.03828	0.31762	0.31992	18.02028	0.06207	18.02038	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-02C	4.160	0.02537	0.33024	0.33121	0.03828	0.31762	0.31992	18.02028	0.06207	18.02038	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-02D	4.160	0.02537	0.33024	0.33121	0.03828	0.31762	0.31992	18.02028	0.06207	18.02038	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-03A	4.160	0.0259(	0.33100	0.33201	0.03892	0.31838	0.32075	18.02910	0.06894	18.02923	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-03B	4.160	0.0259(	0.33100	0.33201	0.03892	0.31838	0.32075	18.02910	0.06894	18.02923	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-W01	4.160	0.0262(	0.33129	0.33232	0.03916	0.31867	0.32107	18.03204	0.07123	18.03218	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-W02	4.160	0.02664	0.33181	0.33288	0.03959	0.31919	0.32164	18.03792	0.07580	18.03808	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-W03	4.160	0.02664	0.33181	0.33288	0.03959	0.31919	0.32164	18.03792	0.07580	18.03808	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-W04	4.160	0.02664	0.33181	0.33288	0.03959	0.31919	0.32164	18.03792	0.07580	18.03808	0.00000	0.0000(	0.00000
SWG-W05	4.160	0.02664	0.33181	0.33288	0.03959	0.31919	0.32164	18.03792	0.07580	18.03808	0.00000	0.0000(	0.00000

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	11.0.0C	Date:	10-20-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MODELACION	Study Case: SC	Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
1/2 Cycle Network

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		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.
MCC-01	0.48	2.438	-11.611	11.864	2.535	-11.868	12.136	10.119	2.166	10.348	8.844	8.138	12.018
SWG-01	34.50	0.069	-1.040	1.042	0.203	-1.271	1.287	0.922	0.087	0.926	-1.090	0.690	1.290
SWG-02A	4.16	0.513	-7.147	7.165	0.398	-0.016	0.398	6.312	0.596	6.340	-6.411	-0.591	6.438
SWG-02B	4.16	0.513	-7.147	7.165	0.398	-0.016	0.398	6.312	0.596	6.340	-6.411	-0.591	6.438
SWG-02C	4.16	0.513	-7.147	7.165	0.398	-0.016	0.398	6.312	0.596	6.340	-6.411	-0.591	6.438
SWG-02D	4.16	0.513	-7.147	7.165	0.398	-0.016	0.398	6.312	0.596	6.340	-6.411	-0.591	6.438
SWG-03A	4.16	0.524	-7.129	7.148	0.398	-0.016	0.398	6.295	0.605	6.325	-6.394	-0.600	6.423
SWG-03B	4.16	0.524	-7.129	7.148	0.398	-0.016	0.398	6.295	0.605	6.325	-6.394	-0.600	6.423
SWG-W01	4.16	0.528	-7.122	7.142	0.398	-0.016	0.398	6.289	0.609	6.319	-6.388	-0.604	6.417
SWG-W02	4.16	0.536	-7.110	7.130	0.397	-0.016	0.398	6.278	0.615	6.308	-6.377	-0.610	6.406
SWG-W03	4.16	0.536	-7.110	7.130	0.397	-0.016	0.398	6.278	0.615	6.308	-6.377	-0.610	6.406
SWG-W04	4.16	0.536	-7.110	7.130	0.397	-0.016	0.398	6.278	0.615	6.308	-6.377	-0.610	6.406
SWG-W05	4.16	0.536	-7.110	7.130	0.397	-0.016	0.398	6.278	0.615	6.308	-6.377	-0.610	6.406

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

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
MCC-01	0.480	0.00480	0.02286	0.02336	0.00491	0.02250	0.02303	0.00460	0.02163	0.02212
SWG-01	34.500	1.26927	19.07349	19.11567	2.22172	18.03431	18.17065	3.84675	8.73553	9.54500
SWG-02A	4.160	0.02399	0.33434	0.33520	0.03767	0.31886	0.32108	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02B	4.160	0.02399	0.33434	0.33520	0.03767	0.31886	0.32108	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02C	4.160	0.02399	0.33434	0.33520	0.03767	0.31886	0.32108	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02D	4.160	0.02399	0.33434	0.33520	0.03767	0.31886	0.32108	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-03A	4.160	0.02463	0.33511	0.33602	0.03831	0.31963	0.32191	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-03B	4.160	0.02463	0.33511	0.33602	0.03831	0.31963	0.32191	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-W01	4.160	0.02487	0.33539	0.33631	0.03855	0.31991	0.32223	18.03203	0.07104	18.03217
SWG-W02	4.160	0.02530	0.33592	0.33687	0.03899	0.32044	0.32280	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W03	4.160	0.02530	0.33592	0.33687	0.03899	0.32044	0.32280	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W04	4.160	0.02530	0.33592	0.33687	0.03899	0.32044	0.32280	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W05	4.160	0.02530	0.33592	0.33687	0.03899	0.32044	0.32280	18.03791	0.07562	18.03807

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	7.1.0.0C	Date:	10-20-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: MODELACION		Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
1.5-4 Cycle Network

Short-Circuit Summary Report

1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		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.
MCC-01	0.48	2.105	-10.653	10.859	2.291	-11.154	11.387	9.244	1.869	9.432	-10.428	3.976	11.161
SWG-01	34.50	0.065	-1.019	1.021	0.196	-1.250	1.265	0.902	0.083	0.906	-1.067	0.688	1.270
SWG-02A	4.16	0.474	-6.976	6.992	0.398	-0.016	0.398	6.150	0.561	6.176	-6.250	-0.556	6.274
SWG-02B	4.16	0.474	-6.976	6.992	0.398	-0.016	0.398	6.150	0.561	6.176	-6.250	-0.556	6.274
SWG-02C	4.16	0.474	-6.976	6.992	0.398	-0.016	0.398	6.150	0.561	6.176	-6.250	-0.556	6.274
SWG-02D	4.16	0.474	-6.976	6.992	0.398	-0.016	0.398	6.150	0.561	6.176	-6.250	-0.556	6.274
SWG-03A	4.16	0.485	-6.959	6.976	0.398	-0.016	0.398	6.134	0.570	6.160	-6.233	-0.565	6.259
SWG-03B	4.16	0.485	-6.959	6.976	0.398	-0.016	0.398	6.134	0.570	6.160	-6.233	-0.565	6.259
SWG-W01	4.16	0.489	-6.953	6.970	0.398	-0.016	0.398	6.129	0.573	6.155	-6.228	-0.568	6.254
SWG-W02	4.16	0.496	-6.941	6.959	0.397	-0.016	0.398	6.118	0.579	6.145	-6.217	-0.574	6.243
SWG-W03	4.16	0.496	-6.941	6.959	0.397	-0.016	0.398	6.118	0.579	6.145	-6.217	-0.574	6.243
SWG-W04	4.16	0.496	-6.941	6.959	0.397	-0.016	0.398	6.118	0.579	6.145	-6.217	-0.574	6.243
SWG-W05	4.16	0.496	-6.941	6.959	0.397	-0.016	0.398	6.118	0.579	6.145	-6.217	-0.574	6.243

All fault currents are symmetrical momentary (1.5-4 Cycle network) values in rms kA

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

Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
MCC-01	0.480	0.00495	0.02504	0.02552	0.00514	0.02485	0.02537	0.00460	0.02163	0.02212
SWG-01	34.500	1.23339	19.46361	19.50265	2.23530	18.45926	18.59411	3.84675	8.73553	9.54500
SWG-02A	4.160	0.02329	0.34269	0.34348	0.03785	0.32811	0.33029	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02B	4.160	0.02329	0.34269	0.34348	0.03785	0.32811	0.33029	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02C	4.160	0.02329	0.34269	0.34348	0.03785	0.32811	0.33029	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02D	4.160	0.02329	0.34269	0.34348	0.03785	0.32811	0.33029	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-03A	4.160	0.02395	0.34348	0.34431	0.03851	0.32890	0.33114	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-03B	4.160	0.02395	0.34348	0.34431	0.03851	0.32890	0.33114	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-W01	4.160	0.02417	0.34374	0.34459	0.03873	0.32916	0.33143	18.03203	0.07104	18.03217
SWG-W02	4.160	0.02461	0.34427	0.34515	0.03917	0.32969	0.33200	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W03	4.160	0.02461	0.34427	0.34515	0.03917	0.32969	0.33200	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W04	4.160	0.02461	0.34427	0.34515	0.03917	0.32969	0.33200	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W05	4.160	0.02461	0.34427	0.34515	0.03917	0.32969	0.33200	18.03791	0.07562	18.03807

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	7.1.0.0C	Date:	10-20-2012
Contract:		SN:	MINERABARR
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: MODELACION		Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
30-Cycle Network

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		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.
MCC-01	0.48	1.686	-9.596	9.743	2.047	-10.586	10.782	8.581	1.593	8.728	-9.533	3.958	10.322
SWG-01	34.50	0.029	-0.693	0.694	0.136	-1.049	1.058	0.726	0.052	0.728	-0.768	0.535	0.936
SWG-02A	4.16	0.237	-5.016	5.022	0.398	-0.019	0.398	5.118	0.379	5.132	-5.201	-0.366	5.214
SWG-02B	4.16	0.237	-5.016	5.022	0.398	-0.019	0.398	5.118	0.379	5.132	-5.201	-0.366	5.214
SWG-02C	4.16	0.237	-5.016	5.022	0.398	-0.019	0.398	5.118	0.379	5.132	-5.201	-0.366	5.214
SWG-02D	4.16	0.237	-5.016	5.022	0.398	-0.019	0.398	5.118	0.379	5.132	-5.201	-0.366	5.214
SWG-03A	4.16	0.243	-5.007	5.013	0.397	-0.019	0.398	5.107	0.386	5.122	-5.190	-0.373	5.203
SWG-03B	4.16	0.243	-5.007	5.013	0.397	-0.019	0.398	5.107	0.386	5.122	-5.190	-0.373	5.203
SWG-W01	4.16	0.245	-5.005	5.011	0.397	-0.019	0.398	5.103	0.388	5.118	-5.186	-0.375	5.200
SWG-W02	4.16	0.249	-4.999	5.005	0.397	-0.019	0.398	5.096	0.393	5.111	-5.179	-0.380	5.193
SWG-W03	4.16	0.249	-4.999	5.005	0.397	-0.019	0.398	5.096	0.393	5.111	-5.179	-0.380	5.193
SWG-W04	4.16	0.249	-4.999	5.005	0.397	-0.019	0.398	5.096	0.393	5.111	-5.179	-0.380	5.193
SWG-W05	4.16	0.249	-4.999	5.005	0.397	-0.019	0.398	5.096	0.393	5.111	-5.179	-0.380	5.193

All fault currents are symmetrical momentary (30 Cycle network) values in rms kA

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

Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
MCC-01	0.480	0.00492	0.02802	0.02844	0.00512	0.02606	0.02655	0.00460	0.02163	0.02212
SWG-01	34.500	1.19946	28.69212	28.71718	2.21118	18.57500	18.70614	3.84675	8.73553	9.54500
SWG-02A	4.160	0.02259	0.47772	0.47825	0.03730	0.33062	0.33272	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02B	4.160	0.02259	0.47772	0.47825	0.03730	0.33062	0.33272	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02C	4.160	0.02259	0.47772	0.47825	0.03730	0.33062	0.33272	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-02D	4.160	0.02259	0.47772	0.47825	0.03730	0.33062	0.33272	18.02026	0.06189	18.02037
SWG-03A	4.160	0.02324	0.47851	0.47907	0.03795	0.33141	0.33358	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-03B	4.160	0.02324	0.47851	0.47907	0.03795	0.33141	0.33358	18.02909	0.06876	18.02922
SWG-W01	4.160	0.02346	0.47877	0.47934	0.03817	0.33167	0.33386	18.03203	0.07104	18.03217
SWG-W02	4.160	0.02390	0.47929	0.47989	0.03861	0.33220	0.33443	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W03	4.160	0.02390	0.47929	0.47989	0.03861	0.33220	0.33443	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W04	4.160	0.02390	0.47929	0.47989	0.03861	0.33220	0.33443	18.03791	0.07562	18.03807
SWG-W05	4.160	0.02390	0.47929	0.47989	0.03861	0.33220	0.33443	18.03791	0.07562	18.03807

ANEXO 4

DATASHEET SWITCHGEARS

DATASHEET MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 34.5 kV				
General	Tag Number:		SWG-01	
	Overall Quantity		1	
			Units	**Requirements**
Power System	Supply Volts		kV	34.5
	Frequency		Hz	60
	BIL (kV):		kV	170
	Phase		-	3
Environmental Conditions	Location		-	Indoor
	Height above sea level		m	<1000
	Ambient Temperature		°C	-5 to + 40
	Storage Temperature		°C	-20 to +65
	Humidity		%	90% max
	Atmospheric Pressure		kPa	80 to 100
	Hazardous Area		-	Non-Hazardous
Particulars of Equipment	**General Data**		**Units**	**Requirements**
	Switchgear Specification / Standard Compliance		-	IEC 62271-200
	Installation		-	Metal Clad- Arc Resistant
	Type		-	Gas Insulated (SF6)
	Ingress Protection (IP Classification)		IP	IP 65 for medium voltage IP3X for low voltage compartments
	Rated Frequency		Hz	60
	Number of Phases		-	3
	Basic impulse lightning withstand voltage		kV peak	170
	Main Busbar	Rated Current	A	1250
		System rated short time withstand current	kA – 3s	25
	Loss of Service Continuity		-	LSC 2B

	Partition Class		-	PM
	Internal Arc Classification		-	AFLR
	Internal Arc Rating		kA-1s	25
	Accessibility of Compartments	Cable entrances	-	Back Compartment (Bottom)
		Busbar Compartment	-	Non-accessible
	Individual phase insulated Busbars		-	Yes
	Individual Section Busbar compartment segregation		-	Yes
	Future Busbar extension		-	Yes from either or both ends

General Data		Units	Requirements	
			INCOMING	FEEDER
Quantity			1	5
Circuit Breaker	Tag/ Cubicle	-	CB01-01/ A01	CB01-02/03/04/05/06 A02/03/04/05/06
	Circuit Breaker Specification / Standard Compliance		IEC 62271-100	IEC 62271-100
	Rated Voltage	kV	36	36
	Rated Current	A	1250	1250
	Short circuit current	kA	25	25
	System rated short time withstand current	kA – 3s	25	25
	Insulated	-	Vacuum	Vacuum
	Type of Mounting	-	Withdrawable	Withdrawable
	Mechanical Endurance	-	M2	M2
	Electrical Endurance	-	E2	E2
	Capacitive current breaking capacity	-	C1	C1
	Operating Sequence	-	O-0.3s-CO-15s-CO	O-0.3s-CO-15s-CO
	Control Circuit Supply Voltage	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC

Protection Relay	Phase CT's	Type	Window	Window
		Quantity	3	3
		Nominal Ratio	1250/5	1250/5
		Class	5VA 0.5 5/ 15VA 10P20	5VA 0.5 5/ 15VA 10P20
		Purpose	Metering/ Protection	Metering/ Protection
	Ground CT's	Type	Toroidal	Toroidal
		Quantity	1	1
		Nominal Ratio	100/5	100/5
		Class	5VA 5P10	5VA 5P10
		Purpose	Protection	Protection
	TP's	-	-	-
		Quantity	1	-
		Nominal Ratio	$34,5/\sqrt{3} : 110 / \sqrt{3}$	-
		Class	CL 0.5+3P 10 VA	-
		Purpose	Protection	-
	Protection Function	50/51	YES	YES
		50G/51G	YES	YES
		50N/51N	YES	YES
		32	YES	YES
		27/59	YES	YES
		46	YES	YES
		49	YES	YES
		81U/81O	YES	YES
		87T	NO	YES
		87L	YES	NO
		67	YES	YES
		21	YES	NO
		25	YES	NO
	Alarm	-	YES	YES
	Trip	-	YES	YES

	Communication	RS- 485	YES	YES
		IEC 61850	YES	YES
		IEC 60870	YES	YES
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	YES
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	YES
		IRIG-B Synchronization	YES	YES
Metering	Phase CT's	Type	Window	-
		Quantity	3	-
		Nominal Ratio	1250/5	-
		Class	5VA 0.5 5	-
		Purpose	Metering	-
	Measurements per phase of V, I, P, Q, S, E, fp, THD I, THD V from 1 to 60.		YES	-
	Communication	RS- 485	YES	-
		IEC 61850	YES	-
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	-
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	-

DATASHEET MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 4.16 kV

General	Tag Number:	SWG-02A/ SWG-02B/ SWG-02C/ SWG-02D
	Overall Quantity	4

			Units	Requirements
Power System	Supply Volts		kV	4.16
	Frequency		Hz	60
	BIL (kV):		kV	60
	Phase		-	3
Environmental Conditions	Location		-	Indoor
	Height above sea level		m	<1000
	Ambient Temperature		°C	-5 to + 40
	Storage Temperature		°C	-20 to +65
	Humidity		%	90% max
	Atmospheric Pressure		kPa	80 to 100
	Hazardous Area		-	Non-Hazardous
Particulars of Equipment	**General Data**		**Units**	**Requirements**
	Switchgear Specification / Standard Compliance		-	ANSI C37.20.2
	Installation		-	Metal Clad- Arc Resistant
	Type		-	Air Insulated
	Ingress Protection (Gaskets)		IP	NEMA 1
	Rated Frequency		Hz	60
	Number of Phases		-	3
	Basic impulse lightning withstand voltage		kV peak	60
	Main Busbar	Rated Current	A	2000
		System rated short time withstand current	kA sym rms	40
	Loss of Service Continuity		-	ANSI C37.20
	Partition Class		-	ANSI C37.20
	Accessibility of Compartments	Cable entrances	-	Back Compartment (Bottom)

	Busbar Compartment	-	Non-accessible
Individual phase insulated Busbars		-	Yes
Individual Section Busbar compartment segregation		-	Yes
Future Busbar extension		-	Yes from either or both ends

SWITCHGEAR		SWG-02A			
General Data		Units	Requirements		
			INCOMING	FEEDER	TIE-BREAKER
Quantity			1	4	1
Circuit Breaker	Tag	-	CB02A-01	CB02A-02/03/04/05	CB02A-06
	Cubicle	-	A01	A02/03/04/05	A06
	Circuit Breaker Specification / Standard Compliance	-	IEC 62271-100	IEC 62271-100	-
	Rated Voltage	kV	6	6	6
	Rated Current	A	1200	1200	2000
	Short circuit current	KA sym rms	40	40	40
	Insulated	-	Vacuum	Vacuum	Vacuum
	Type of Mounting	-	Withdrawable	Withdrawable	Withdrawable
	Control Circuit Supply Voltage	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC
Protection Relay	Phase CT's	Type	Window	Window	Window
		Quantity	3	3	3
		Nominal Ratio	1200/5	800/5	2000/5
		Class	2.5C100	2.5C100	2.5C100
		Purpose	Protection	Protection	Protection
	Ground CT's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	2.5C20	2.5C20	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	TP's	-	-	-	-
		Quantity	1	-	-
		Nominal Ratio	4,16/$\sqrt{3}$: 110 / $\sqrt{3}$	-	-
		Class	CL 0.5+3P 10 VA	-	-
		Purpose	Protection	-	-
	Protection Function	50/51	YES	YES	YES
		50G/51G	YES	YES	YES

		50N/51N	YES	YES	YES
		27/59	YES	NO	YES
		81U/81O	YES	NO	YES
		67	YES	NO	YES
		25	YES	NO	YES
	Alarm		YES	YES	YES
	Trip		YES	YES	YES
	Communication	RS- 485	YES	YES	YES
		IEC 61850	YES	YES	YES
		IEC 60870	YES	YES	YES
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	YES	YES
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	YES	YES
		IRIG-B Synchronization	YES	YES	YES

SWITCHGEAR		SWG-02B			
General Data		Units	Requirements		
			INCOMING	FEEDER	TIE-BREAKER
Quantity			1	4	1
Circuit Breaker	Tag	-	CB02B-01	CB02B-02/03/04/05	CB02B-06
	Cubicle		A01	A02/03/04/05	A06
	Circuit Breaker Specification / Standard Compliance		IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 62271-100
	Rated Voltage	kV	6	6	6
	Rated Current	A	1200	1200	2000
	Short circuit current	KA sym rms	40	40	40
	Insulated	-	Vacuum	Vacuum	Vacuum
	Type of Mounting	-	Withdrawable	Withdrawable	Withdrawable
	Control Circuit Supply Voltage	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC
Protection Relay	Phase CT's	Type	Window	Window	Window
		Quantity	3	3	3
		Nominal Ratio	1200/5	800/5	2000/5
		Class	2.5C100	2.5C100	2.5C100
		Purpose	Protection	Protection	Protection
	Ground CT's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	2.5C20	2.5C20	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	TP's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	5VA 5P10	5VA 5P10	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	Protection Function	50/51	YES	YES	YES
		50G/51G	YES	YES	YES
		50N/51N	YES	YES	YES
		27/59	YES	NO	YES
		81U/81O	YES	NO	YES

Protection Relay	Protection Function	67	YES	NO	YES
		25	YES	NO	YES
	Alarm		YES	YES	YES
	Trip		YES	YES	YES
	Communication	RS- 485	YES	YES	YES
		IEC 61850	YES	YES	YES
		IEC 60870	YES	YES	YES
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	YES	YES
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	YES	YES
		IRIG-B Synchronization	YES	YES	YES
Metering	Phase CT's Protection	Type	Window	-	-
		Quantity	3	-	-
		Nominal Ratio	1200/5	-	-
		Class	2.5C100	-	-
		Purpose	Metering	-	-
	Measurements per phase of V, I, P, Q, S, E, fp, THD I, THD V from 1 to 60.		YES	-	-
	Communication	RS- 485	YES	-	-
		IEC 61850	YES	-	-
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	-	-
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	-	-

SWITCHGEAR		SWG-02C			
General Data		Units	Requirements		
			INCOMING	FEEDER	TIE-BREAKER
Quantity			1	2	1
Circuit Breaker	Tag/ Cubicle	-	CB02C-01	CB02C-02/03	CB02C-04
	Cubicle		A01	A02/03	A04
	Circuit Breaker Specification / Standard Compliance		IEC 62271-100	IEC 62271-100	
	Rated Voltage	kV	6	6	6
	Rated Current	A	1200	1200	2000
	Short circuit current	KA sym rms	40	40	40
	Insulated	-	Vacuum	Vacuum	Vacuum
	Type of Mounting	-	Withdrawable	Withdrawable	Withdrawable
	Control Circuit Supply Voltage	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC
Protection Relay	Phase CT's	Type	Window	Window	Window
		Quantity	3	3	3
		Nominal Ratio	1200/5	1200/5	2000/5
		Class	2.5C100	2.5C100	2.5C100
		Purpose	Protection	Protection	Protection
	Ground CT's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	2.5C20	2.5C20	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	TP's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	5VA 5P10	5VA 5P10	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	Protection Function	50/51	YES	YES	YES
		50G/51G	YES	YES	YES
		50N/51N	YES	YES	YES
		27/59	YES	NO	YES
		81U/81O	YES	NO	YES
		67	YES	NO	YES
		25	YES	NO	YES

	Alarm		YES	YES	YES
	Trip		YES	YES	YES
	Communication	RS- 485	YES	YES	YES
		IEC 61850	YES	YES	YES
		IEC 60870	YES	YES	YES
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	YES	YES
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	YES	YES
		IRIG-B Synchronization	YES	YES	YES
Metering	Phase CT's Protection	Type	Window	-	-
		Quantity	3	-	-
		Nominal Ratio	1200/5	-	-
		Class	2.5C100	-	-
		Purpose	Metering	-	-
	Measurements per phase of V, I, P, Q, S, E, fp, THD I, THD V from 1 to 60.		YES	-	-
	Communication	RS- 485	YES	-	-
		IEC 61850	YES	-	-
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	-	-
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	-	-

SWITCHGEAR		SWG-02D			
General Data		Units	Requirements		
			INCOMING	FEEDER	TIE-BREAKER
Quantity			1	2	1
Circuit Breaker	Tag/ Cubicle	-	CB02D-01	CB0D-02/03	CB02A-04
	Cubicle	-	A01	A02/03	A04
	Circuit Breaker Specification / Standard Compliance	-	IEC 62271-100	IEC 62271-100	-
	Rated Voltage	kV	6	6	6
	Rated Current	A	1200	1200	2000
	Short circuit current	KA sym rms	40	40	40
	Insulated	-	Vacuum	Vacuum	Vacuum
	Type of Mounting	-	Withdrawable	Withdrawable	Withdrawable
	Control Circuit Supply Voltage	V	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC	110 / 120 / 220 / 240 VAC / 50 / 60 HZ, 24 / 48 / 60 VDC, 110 / 125 VDC, 220 / 250 VDC
Protection Relay	Phase CT's	Type	Window	Window	Window
		Quantity	3	3	3
		Nominal Ratio	1200/5	1200/5	2000/5
		Class	2.5C100	2.5C100	2.5C100
		Purpose	Protection	Protection	Protection
	Ground CT's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	2.5C20	2.5C20	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	TP's	Type	Toroidal	Toroidal	-
		Quantity	1	1	-
		Nominal Ratio	100/5	100/5	-
		Class	5VA 5P10	5VA 5P10	-
		Purpose	Protection	Protection	-
	Protection Function	50/51	YES	YES	YES
		50G/51G	YES	YES	YES
		50N/51N	YES	YES	YES
		27/59	YES	NO	YES
		81U/81O	YES	NO	YES
		67	YES	NO	YES
		25	YES	NO	YES

	Alarm	-	YES	YES	YES
	Trip	-	YES	YES	YES
	Communication	RS- 485	YES	YES	YES
		IEC 61850	YES	YES	YES
		IEC 60870	YES	YES	YES
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	YES	YES
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	YES	YES
		IRIG-B Synchronization	YES	YES	YES
Metering	Phase CT's Protection	Type	Window	-	-
		Quantity	3	-	-
		Nominal Ratio	1200/5	-	-
		Class	2.5C100	-	-
		Purpose	Metering	-	-
	Measurements per phase of V, I, P, Q, S, E, fp, THD I, THD V from 1 to 60.	-	YES	-	-
	Communication	RS- 485	YES	-	-
		IEC 61850	YES	-	-
		Port 100 Base-TX-RJ45	YES	-	-
		Ethernet, Modbus, DNP	YES	-	-

ANEXO 5

DATASHEET MCC 480 V

DATASHEET MCC 480 V			
General	Tag Number:	MCC-01	
	Overall Quantity	1	
		Units	**Requirements**
Power System	Supply Volts	V	480
	Rated Voltage	V	600
	Frequency	Hz	60
	Phase	-	3
Environmental Conditions	Location	-	Indoor
	Height above sea level	m	<1000
	Ambient Temperature	°C	-5 to + 40
	Humidity	%	50% at 40 °C
	Hazardous Area	-	Non-Hazardous
	General Data	**Units**	**Requirements**
Main Bus	Bus Material	-	Cooper
	Continous Rating Horizontal	A	600
	Short Circuit Current	kA	65
	Continous Rating Vertical	A	300
	Vertical Bus Isolation	-	YES
Ground Bus	Bus Material	-	Cooper
	Bus Rating	A	300
Enclosure	NEMA Rating	-	NEMA 1A (Gasketed)
	MCC Style	-	Front Only
	Enclosure Finish	-	Mfr Standard
	Provision for Expansion	-	Rigth end
	Internal Arc Proof	-	YES

	Exterior Paint Color	-	ANSI GRAY 61
	Incoming Options	**Units**	**Requirements**
	Incoming Configuration	-	Main Breaker - Solid State Trip
	Incoming Connection	-	Cable
	Incoming Entry Orientation	-	Top
	Component and Control Devices	**Units**	**Requirements**
	Combination Motor Controllers		Thermal Magnetic Breaker with overload relay and Current Limiting
	Feeder Breakers & Contactors		Thermal Magnetic Breaker with Current Limiting
	Overload Relays		Solid State
	Starter Control Power	V	120
Indicating Lights	Stop/Open	-	Green
	Run/Close	-	Red
	Control Power	-	Amber
	Codes and Standards		
	IEC 61641		
	IEC 61439		
	IEE C37.30.7		
	UL 845		

ANEXO 6

DATASHEET SWITCH DE COMUNICACIÓN

SWITCH DE COMUNICACION			
	Cantidad	2	
		Unidades	**Requerimientos**
Memoria	Memoria Interna	MB	128
	Memoria Flash	MB	64
Conectividad	Cantidad de puertos	uni	8
	Cantidad de puertos SFP	uni	2
	DC-in jack	-	Si
Condiciones Ambientales	Altitud operacional	m	0-3000
	Alcance de temperatura operativa	°C	-40 - 75
	Temperatura	°C	-25 - 85
	Humedad Relativa	%	10 - 95
Protocolos de transmisión de datos	Ethernet	-	SI
	Fast Ethernet	-	SI
	Gigabit Ethernet	-	SI
Red	Adicción de vínculos	-	SI
	Jumbo Frames, Soporte	-	SI
	Control de Tormentas de Broadcast	-	SI
	DHCP, cliente	-	SI
	DHCP, Servidor	-	SI
Transmisión de Datos	Tasa de transferencia (max)	Gbit/s	1
	Full Dúplex	-	SI

	Capacidad de conmutación	Gbit/s	16
	Cables y Conectores		
	10 BASE-T(Puertos); RJ-45(Conectores); UTP Categoría 3,4 o 5		
	100 BASE-TX (Puertos); RJ-45(Conectores); UTP Categoría 5		
	1000 BASE-T (Puertos); Rj-45(Conectores); UTP Categoría 5		
	1000 BASE-SX,LX/LH, ZX SFP-BASED (Puertos); Conectores de Fibra LC (single/multimode)		
	100 BASE-LX10, FX; Conectores de Fibra LC (single/multimode)		
	APROBACIONES REGULADORAS		
	IEC61000-4-2 [Criteria A-Class 2]		
	IEC61000-4-3/ENV50204 [Criteria A]		
	IEC61000-4-4 [Criteria A / Criteria B]		
	IEC61000-4-5 [Criteria B]		
	IEC61000-4-6 [Criteria A]		

ANEXO 7

PLANO DISPOSICIÓN DE EQUIPOS

ANEXO 8

MALLA DE PUESTA A TIERRA

ANEXO 9

PLANO DE ILUMINACIÓN Y TOMACORRIENTES

ANEXO 10

PLANO DE RUTA DE BANDEJAS