UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENÍERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

"ESTUDIO DEL IMPACTO PRODUCIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ORIENTE CON LA INCORPORACIÓN DE DOS UNIDADES TURBOGENERADORAS DE 17MW CADA UNA, EN LA SUBESTACIÓN DE GUANTA, ESTADO ANZOÁTEGUI."

REALIZADO POR:
RODRIGUEZ MARCHAN, GABRIEL JOSE C.I: V-18.417.852

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito Parcial Para Optar al Título de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Enero del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENÍERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

"ESTUDIO DEL IMPACTO PRODUCIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ORIENTE CON LA INCORPORACIÓN DE DOS UNIDADES TURBOGENERADORAS DE 17MW CADA UNA, EN LA SUBESTACIÓN DE GUANTA, ESTADO ANZOÁTEGUI."

REALIZADO POR:
RODRIGUEZ MARCHAN, GABRIEL JOSE C.I: V-18.417.852

Revisado y Aprobado por:

PROF. VERENA MERCADO	**ING. ORLANDO TILLERO**
ASESOR ACADÉMICO	ASESOR INSDUSTRIAL

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito Parcial Para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Enero del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENÍERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

"ESTUDIO DEL IMPACTO PRODUCIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ORIENTE CON LA INCORPORACIÓN DE DOS UNIDADES TURBOGENERADORAS DE 17MW CADA UNA, EN LA SUBESTACIÓN DE GUANTA, ESTADO ANZOÁTEGUI."

JURADO CALIFICADOR

PROF. VERENA MERCADO
ASESOR ACADÉMICO

JURADO PRINCIPAL

JURADO PRINCIPAL

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito Parcial Para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Barcelona, Enero del 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de grado de la universidad de oriente: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad De Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo de grado a Dios, por darme salud y fuerzas para superar todos los obstáculos y permitirme alcanzar esta meta.

A mis padres Antonio Rodríguez y Gloria Marchan de Rodríguez, por estar conmigo en todo momento, por la enseñanza fuerzas para continuar en la vida.

A mis hermanos Tony y Carlos Rodríguez, gracias por acompañarme siempre en todo momento y darme la ayuda necesaria para lograr mis metas.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios por haberme dado la vida y la oportunidad de estar finalizando mi carrera de ingeniería eléctrica, además de brindarme esa fortaleza para poder lograrlo.

A mis padres por servirme de ejemplo de vida, de constancia y de que la única herencia que me dejarían serían los estudios, además de brindarme su apoyo y aliento incondicional cuando lo necesité. A mi mamá que siempre estuvo pendiente de mis estudios y a mi papá que me orientó a lo largo de mi carrera.

A la compañía eléctrica CADAFE C.A, y al Ing. Orlando Tillero, por su gran colaboración.

A los profesores que laboran en el departamento de electricidad por sus conocimientos impartidos, en especial a la profesora Verena Mercado por su paciencia y dedicación en mi trabajo de grado.

A todos mis amigos, compañeros y profesores que me apoyaron durante toda mi carrera.

RESUMEN

La planta eléctrica de Guanta no está generando potencia al sistema eléctrico de Oriente debido a que los dos generadores instalados de 70MW cada uno quedaron fuera de servicio desde comienzos del año 2009, uno por presentar daños graves y el otro debido a que su tiempo de funcionamiento máximo establecido por los fabricantes se cumplió, el cual es de 25 años. La subestación eléctrica de Guanta es la encargada de funcionar como punto de conexión o conmutación, para líneas de transmisión, circuitos de generación, alimentadores y otros componentes. Actualmente se encuentra operativa pero su condición no es favorable para el sistema eléctrico de Oriente, sobre todo en el valor de tensión de la barra el cual es de 104.82kV, encontrándose muy por debajo de su valor nominal el cual es de 115kV. Como proyecto de mejora, la empresa CADAFE presenta la necesidad de instalar dos generadores SIEMENS STG-500 de 17MW cada uno, lo cual tiene como objetivo principal suministrar potencia a la red de energía eléctrica de Oriente y de esta manera mejorar su nivel de voltaje. El suministro de energía eléctrica se hará a la zona de Pertigalete y parte de la ciudad de Puerto La Cruz. En este trabajo se hará un estudio de flujo de carga y cortocircuito al sistema eléctrico mediante la herramienta computacional Power Factory versión 13.2, con la finalidad de comprobar que los valores de voltaje y corriente en el sistema, con la incorporación de los dos generadores, se encuentren dentro de los límites normales de tensión establecidos en la norma ANSI C84.1-1995, verificar si la barra y los equipos instalados soportan la corriente de cortocircuito y comparar la situación actual con la nueva al incorporar los dos turbogeneradores.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN iv
DEDICATORIA v
AGRADECIMIENTO vi
RESUMEN vii
CONTENIDO viii
LISTA DE FIGURAS xv
LISTA DE TABLAS xviii
CAPITULO I 20
INTRODUCCIÓN 20
1.1 La empresa. 20
1.1.1 Historia. 20
1.1.2 Ubicación geográfica. 21
1.1.3 Misión de la empresa. 22
1.1.4 Visión de la empresa. 22
1.1.5.1 Descripción Del Sistema Eléctrico. 22
1.1.5.2 Descripción del sistema interconectado nacional (S.I.N). 22
1.1.5.3 Operación del Sistema. 26
1.1.6 Despacho de carga. 27
1.1.7 Planta guanta. 28
1.1.7.1 Descripción actual de la Planta. 28
1.1.7.2 Ubicación Geográfica. 30
1.1.7.3 Objetivo. 31
1. 1.7.4 Funciones principales. 31
1.1.7.5 Generación de Planta. 31
1. 2 Planteamiento del problema. 31
1.3 Objetivos. 33

1.3.1 Objetivo General. 33
1.3.2 Objetivos Específicos. 33
1.4 Justificación. 34
1.5 Alcance. 34
1.6 Limitaciones. 35
1.7 Metodología. 35
1.7.1 Tipo de investigación. 35
1.7.2 Metodología Utilizada. 35
1.7.3 Técnicas. 36
1.7.4 Desarrollo del proyecto. 37
CAPITULO II 40
MARCO TEORICO 40
2.1 Subestación eléctrica. 40
2.1.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas 40
2.1.2 Tipos de instalación que posee una subestación eléctrica. 41
2.2 Turbina de gas. 42
2.2.1 Tipos de generadores. 43
2.2.1.1 Generador de inducción 43
2.2.1.2 Generadores de corriente directa. 43
2.2.1.3 Generador sincrónico. 44
2.2.2 Trazo simétrico de una corriente de corto circuito del generador. 46
2.2.3 Funcionamiento de una unidad turbogeneradora. 47
2.3 Transformador. 48
2.3.1 Instalación de los transformadores 49
2.3.2 Conexiones de los transformadores 50
2.3.3 Prueba en el sitio de la obra 51
2.4 Transformadores de potencia. 52
2.5 Transformador de corriente. 53
2.6 Transformador trifásico. 53

2.7 Disyuntor. 53
2.7.1 Precaución. 54
2.7.2 Construcción. 55
2.7.3 Principios operacionales. 58
2.7.4 Propiedades del gas SF6. 62
2.7.5 Precauciones en el manejo del gas SF6. 63
2.8 Seccionador. 64
2.8.1 Estructura 65
2.8.2 Instalación. 67
2.8.3 Ajustes. 69
2.8.4 Dispositivo para puesta a tierra. 73
2.9 Barras. 78
2.9.1Tipos de Barras. 78
2.9.1.1 Barra de Generación. 79
2.9.1.2. Barra de Carga. 79
2.9.1.3 Barra de Compensación o Swing. 79
2.10 Flujo de carga. 80
2.10.1 Requerimiento para un estudio de flujo de carga. 81
2.10.2 Métodos para obtener flujo de carga con el simulador power factory. 81
2.10.2.1 Método de Gauss-Seidel. 82
2.10.2.2 Método de Gauss Seidel aplicado al estudio de flujo de carga. 84
2.10.2.3 Método Newton-Raphson. 86
2.11 Cortocircuito. 87
2.11.1 Tipos y consecuencias de los cortocircuitos. 88
2.11.1.1 Tipos de cortocircuito. 88
2.11.1.2 Consecuencia de los cortocircuitos. 90
2.11.2 Estudio del cortocircuito. 91
2.11.3 Métodos para obtener nivel de corto circuito con el simulador power factory 93

2.11.3.1 Ansi C37. 94
2.11.3.2 Iec 60909. 95
CAPITULO III 97
DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL Y CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES 97
3.1 Diagnostico de la situacion actual. 97
3.2 Especificaciones técnicas de los equipos. 100
3.3 Turbogeneradores a gas sgt-500. 104
3.3.1 Caracteristicas de los turbogeneradores sgt-500. 104
3.3.1.1 Compresores. 106
3.3.1.2 Quemadores. 107
3.3.1.3 Turbinas del compresor. 107
3.3.1.4 Turbina de poder. 108
3.3.1.5 Regulador de la separación de las puntas de los alabes. 108
3.3.1.6 Sellos. 109
3.3.1.7 Cojinetes. 109
3.3.1.8 Apoyos. 109
3.3.1.9 Mantenimiento. 111
3.3.1.10 Descripción de la batería. 111
3.3.1.11 Cargador de la batería 112
3.3.1.12 Batería. 113
3.3.1.13 Tablero de distribución de la energía de la batería 113
3.3.2 Sistemas del turbogenerador. 113
3.3.2.1 Sistema de aceite lubricante. 113
3.3.2.2 Sistema de combustible gaseoso. 113
3.3.2.3 Sistema de combustible líquido 114
3.3.2.4 Agua para enfriamiento. 114
3.3.2.5 Aire instrumental. 114
3.3.2.6 Drenajes. 114

3.3.2.7 Sistemas de control. 114
3.3.2.8 Aceite lubricante 115
3.3.2.9 Ventilación. 115
3.3.3 Componentes del turbogenerador. 116
3.3.4 Sistemas auxiliares. 117
3.3.4.1 Instrumentación. 117
3.3.4.2 Sistema de encendido eléctrico y parada. 118
3.3.4.3 Sistema de aceite lubricante diseñado para aceite mineral ISOVG46 (K-8121-07). 118
3.3.4.4 Bombas y ventiladores. 119
3.3.4.5 Sistema de ventilación (bajo presión). 120
3.3.4.6 Sistema de combustible gaseoso. 120
3.3.4.7 Sistema de combustible líquido. 122
3.3.4.8 Sistema regulador del voltaje y la excitación. 124
3.3.5 Equipo eléctrico y de control. 125
3.3.5.1 Sistema de suministro de corriente directa. 125
3.3.5.2 Equipo de control para encendido automático, operación y apagado. 125
3.3.5.3 Controlador Simatic AS400 del proceso principal. 126
3.3.5.4 Sistema de protección de la unidad. 127
3.3.5.5 Sistema de protección del generador. 127
3.3.6 Pruebas en la fábrica. 128
3.4 Especificaciones tecnicas del turbogenerador sgt-500. 129
3.4.1 Datos del equipo. 129
3.4.2 Datos de capacidad. 130
3.4.3 Estandares. 130
3.4.4 Condiciones del sitio 132
3.4.5 Datos de instalación. 133
3.4.5.1 Lado de la fase 134
3.4.5.2 Lado del neutro 134

CAPITULO IV 135
FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO 135
4.1 Flujo de carga. 135
4.1.1. Condiciones de estudio para flujo de carga. 135
4.1.1.1 Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta 137
4.1.1.2 Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5. 141
4.1.1.3 Escenario #3. Posible condición de generación en un futuro. 145
4.1.1.4 Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla. 148
4.1.1.5 Escenario #5. Condición de máxima generación. 151
4.2 Estudio de cortocircuito 154
4.2.1 Condiciones de estudio para cálculo de cortocircuito. 154
4.2.1.1 Corriente de cortocircuito trifásica. 154
4.2.1.2 Corrientes de cortocircuito monofásica. 170
CAPITULO V 181
ANALISIS DE LOS RESULTADOS 181
5.1 Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta 181
5.1.1 Estudio de flujo de carga. 181
5.1.2 Estudio de cortocircuito. 183
5.2 Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5. 184
5.2.1 Estudio de flujo de carga. 184
5.2.2 Estudio de cortocircuito. 186
5.3 Escenario #3. Posible condición de generación futura. 188
5.3.1 Estudio de flujo de carga. 188
5.3.2 Estudio de corriente de cortocircuito 190
5.4 Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla. 191
5.4.1 Estudio de flujo de carga. 191
5.4.2 Estudio de cortocircuito. 193
5.5 Escenario #5. Condición de máxima generación. 195
5.5.1 Estudio de flujo de carga. 195

5.5.2 Estudio de cortocircuito. 196
5.6 Resultados de flujo de cargas y estudios de cortocircuitos. 197
CONCLUSIONES 200
RECOMENDACIONES 202
BIBLIOGRAFIA CITADA 204
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: 207

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Sistema Interconectado Nacional. 23
Figura 1.2 Ubicación geográfica de la Planta Guanta. 30
Figura 2.1 Subestación eléctrica. [3] 40
Figura 2.2. Turbina a gas STG- 500. [7] 42
Figura 2.3 Diagrama del circuito para un excitador con escobillas. [4] 45
Figura 2.4 Tipos de Generador Sincrónico [4] 45
Figura 2.5. Trazo simétrico de una corriente de corto circuito del generador.[4] 46
Figura 2.6. Corrientes de corto circuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de C.D. [4] 47
Figura 2.7 Diagrama de flujo de la Turbina a Gas. [2] 48
Figura 2.8 Representación Esquemática del Transformador. [3] 49
Figura 2.9 Interruptor de circuito de gas tres polos-simples. 55
Figura 2.10 Diagrama constructivo del GCB. 56
Figura 2.11 Diagrama constructivo del interruptor (31,5/40kA). [12] 57
Figura 2.12 Diagrama constructivo del aislador de porcelana. [12] 58
Fig. 2.13 Diagrama constructivo del cilindro operativo. [12] 60
Figura 2.14 Mecanismo operativo [12] 61
Figura 2.15 operación de la válvula electro-magnética. [12] 62
Figura 2.16 Mecanismo giratorio de la cuchilla. [12] 66
Figura 2.17 Bases de la estructura de cada fase. [12] 68
Figura 2.18 Mecanismo operativo de rotación. [12] 69
Figura 2.19. Columna giratoria aisladora. [12] 70
Figura 2.20 Disposición de las cuchillas. [12] 70
Figura 2.21 Barras operativas. [12] 71
Figura 2.22 Manivela operativa. [12] 72
Figura 2.23. Abrazaderas. [12] 73

Figura 2.24. Barras operativas fijando palanca y manivela horizontalmente. [12]..... 75
Figura 2.25(a). Posición de cierre de la cuchilla del desconector principal. [12]..... 77
Figura 2.25 (b). Posición abierta de la cuchilla del desconector principal. [12]..... 77
Figura 2.25(c). Posición a tierra. [12]..... 78
Figura 2.26. Tipos de Cortocircuitos.[5]..... 90
Figura 3.1. Diagrama Actual de Planta Guanta..... 98
Figura 3.2 Sistema Interconectado de Oriente. 99
Figura 3.3 Apoyos del turbogenerador. 109
Figura 4.1 Diagrama unifilar del primer escenario. 139
Figura 4.2 Diagrama actual de planta Guanta simulando flujo de carga. 139
Figura 4.3 Diagrama unifilar del segundo escenario. 141
Figura 4.4 Esquema requerido en planta Guanta simulando flujo de carga..... 143
Figura 4.5 Diagrama unifilar del tercer escenario..... 146
Figura 4.6 Esquema con G4, G5 y G6 activos para el estudio de flujo de carga..... 146
Figura 4.7 Diagrama unifilar del cuarto escenario..... 148
Figura 4.8 Esquema de la planta antes de presentarse la falla. 149
Figura 4.9 Diagrama unifilar del quinto escenario..... 151
Figura 4.10. Diagrama de máxima carga en la planta..... 152
Figura 4.11 Diagrama unifilar del primer escenario. 155
Figura 4.12 Diagrama actual de planta Guanta para simulación de cortocircuito trifásico..... 156
Figura 4.13 Diagrama unifilar del segundo escenario. 159
Figura 4.14. Esquema requerido en planta Guanta. 159
Figura 4.15 Diagrama unifilar del tercer escenario..... 162
Figura 4.16 Esquema de la planta con nuevos generadores y uno viejo..... 162
Figura 4.17 Diagrama unifilar del cuarto escenario..... 165
Figura 4.18. Diagrama de la planta con G6 y G7 activos. 165
Figura 4.19 Diagrama unifilar del quinto escenario..... 168
Figura 4.20 Diagrama unifilar aplicando máxima generación a la planta. 168

Figura 4.21. Diagrama actual de planta Guanta para cortocircuito monofásico. 170
Figura 4.22 Esquema requerido en planta Guanta. 172
Figura 4.23 Esquema de la planta con los generadores G4, G5 y G6 en servicio. ... 174
Figura 4.24. Diagrama de la planta con G6 y G7 activos. 176
Figura 4.25 Diagrama unifilar aplicando máxima carga a la planta. 179
Figura 5.1 Tensiones de las subestaciones sin generación en Guanta. 182
Figura 5.2 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el primer caso..... 184
Figura 5.3 Tensiones de las subestaciones incorporando G4 y G5. 187
Figura 5.4 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el segundo caso. 188
Figura 5.5 Tensiones de las subestaciones incorporando G4, G5 y G6. 190
Figura 5.6 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el tercer caso..... 191
Figura 5.7 Tensiones de las subestaciones incorporando G6 y G7 en Guanta. 193
Figura 5.8 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el cuarto caso..... 194
Figura 5.9 Tensiones de las subestaciones en el quinto caso. 196
Figura 5.10 corriente trifásica y monofásica del quinto escenario..... 197
Figura 5.11 Tensiones de las subestaciones para todo los escenarios. 198
Figura 5.12 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra de todos los casos. 199

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 características técnicas de los transformadores de potencia 100
Tabla 3.2 Características de las líneas transmisión. 101
Tabla 3.3 Impedancia de las líneas. 101
Tabla 3.4 Especificaciones técnicas del disyuntor. 102
Tabla 3.5 Características del Seccionador. 103
Tabla 3.6 Característica de la barra eléctrica de 115kV 103
Tabla 3.7 datos de capacidad del generador 130
Tabla 3.8 reactancias y constantes temporales del generador. 131
Tabla 4.1. Valores según Normas ANSI C84.1-1995. 135
Tabla 4.2. Resultados de la simulación de flujo de carga sin generación. 140
Tabla 4.3. Resultados de la simulación de flujo de carga (pues en servicio los dos generadores de 17MW). 144
Tabla 4.4. Resultados de la simulación de flujo de carga (incorporación de los 2 generadores de 17MW y 1 de 74MW). 147
Tabla 4.5. Resultados de la simulación de flujo de carga (en servicio 2 generadores de 74MW). 150
Tabla 4.6 Resultados de la simulación de flujo de carga (en servicio los dos generadores de 74MW y los dos de 17MW). 153
Tabla 4.7. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico sin generadores activos en la planta. 157
Tabla 4.8. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico con la incorporación de G4 y G5. 160
Tabla 4.9. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando G4, G5 y G6. 163
Tabla 4.10. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico (en servicio los dos generadores de 74MW). 166

Tabla 4.11 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando los cuatro generadores (G4, G5, G6 y G7). 169
Tabla 4.12 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico sin generadores activos en la planta..... 171
Tabla 4.13 Resultados de la simulación corriente de cortocircuito monofásico con la incorporación de G4 y G5. 173
Tabla 4.14 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico incorporando G4, G5 y G6. 175
Tabla 4.15 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando G6 y G7. 177
Tabla 4.16 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico incorporando G4, G5, G6 y G7 en Guanta..... 179

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 La empresa.

1.1.1 Historia.

La historia de la electrificación en Venezuela se inicia en el año 1888, cuando se instaló en Maracaibo el primer sistema regular de alumbrado público. Un año después, Valencia pasa a ser la segunda ciudad del país en disfrutar de este tipo de servicio.

Para 1946, año de la creación de la Corporación Venezolana de Fomento (CVF), el sistema eléctrico venezolano se encontraba fraccionado, evidenciando la necesidad de emprender de inmediato un estudio a fondo de las posibilidades y potencialidades del sector.

En 1958 se creó la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), como parte de un esfuerzo de la CVF para racionalizar la administración y la operación de las 15 empresas dependientes del Estado que estaban repartidas en todo el país.

Durante sus primeros 30 años, CADAFE obtuvo logros importantes y desarrolló una infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución que permitió alcanzar un alto grado de electrificación del territorio nacional.

Sin embargo, la necesidad de aumentar significativamente la productividad, agilizar la toma de decisiones, acercarse al suscriptor y mantener su perfil de empresa líder en el sector eléctrico para beneficio del desarrollo de la provincia venezolana, llevó a la compañía a replantear su estructura organizacional, por lo que a comienzos de la década de los noventa inició una reorganización, descentralización y regionalización con la finalidad de adecuarse a las nuevas realidades nacionales para lograr mayor eficiencia operativa y la prestación de un óptimo servicio.

De este proceso surgieron las siguientes empresas regionales de Distribución y Comercialización:

- Compañía Anónima Electricidad de los Andes (CADELA).
- Compañía Anónima Electricidad del Centro (ELECENTRO).
- Compañía Anónima Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE).
- Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE).

Posteriormente, en octubre de 1998, se creó el Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro (SEMDA), convirtiéndose en la quinta filial de CADAFE.

1.1.2 Ubicación geográfica.

CADAFE, en el estado Anzoátegui se encuentra ubicada en la avenida José Antonio Anzoátegui, sector Guanire, diagonal al Instituto Venezolano del Seguro Social.

1.1.3 Misión de la empresa.

CADAFE es una empresa pública propiedad del Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV), cuya misión fundamental es generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica en todo el país, en las mejores condiciones de confiabilidad, eficiencia y rentabilidad, que adelanta su proceso de reestructuración y privatización de bienes, servicios y negocios, según los lineamientos establecidos por el FIV, atendiendo el marco legal que rige la materia.

1.1.4 Visión de la empresa.

CADAFE se transformará en varias empresas integradas de suministro de energía eléctrica, propiedad mayoritaria del sector privado, y en parte de la única empresa de transmisión de la red troncal, con la finalidad de prestar un servicio confiable, eficiente y rentable, bajo un marco regulatorio definido.

1.1.5 Sistema eléctrico.

1.1.5.1 Descripción Del Sistema Eléctrico.

Desde el puntos de vista operativo se divide en seis áreas; CADAFE CENTRO, CADAFE ORIENTE, CADAFE OCCIDENTE, EDELCA, ELECTRICDAD DE CARACAS, ENELVEN Y ENERBAR

1.1.5.2 Descripción del sistema interconectado nacional (S.I.N).

El Sistema Interconectado Nacional está conformado por los sistemas de transmisión de las empresas eléctricas CADAFE, Electricidad de Caracas, Enelven y CVG Edelca, que operan a niveles de tensión igual o superior a 230 mil voltios y

dada su extensión posee un ámbito de carácter nacional. En la figura 1.1 se muestra el sistema de interconexión

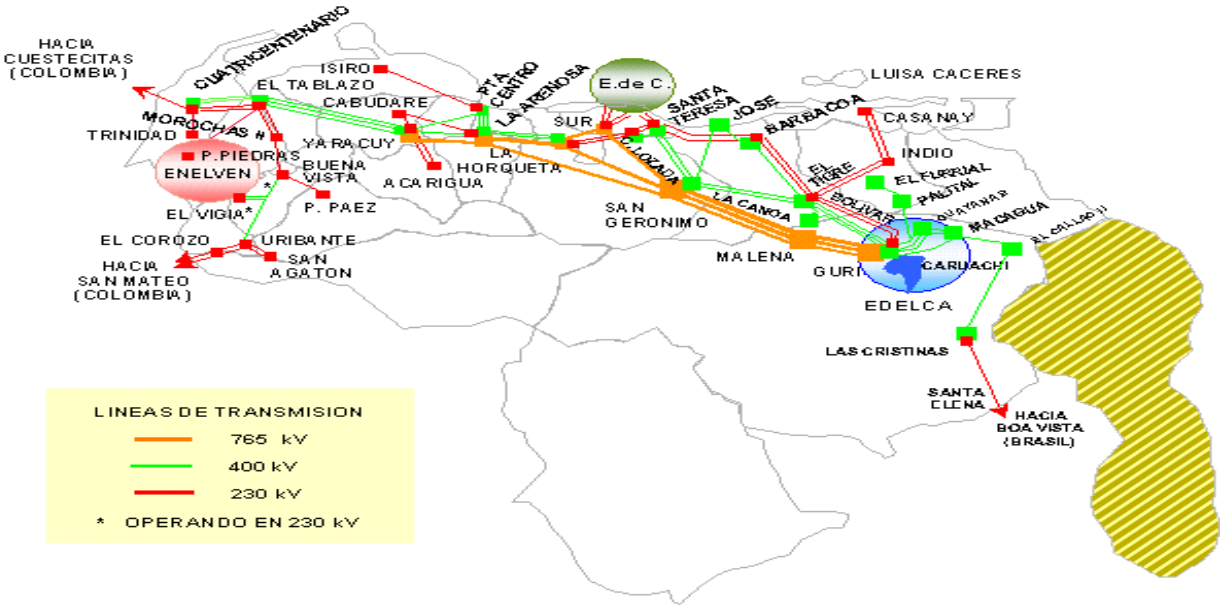


Figura 1.1. Sistema Interconectado Nacional.

La operación coordinada de estas empresas está destinada a cumplir objetivos de seguridad y economía mediante la realización de las siguientes funciones:

- Operación de la red troncal de transmisión a escala nacional (765, 400 y 230 mil voltios).

- Coordinación de la operación de las unidades de generación y asignación de la reserva.

- Control de los niveles de voltaje.

- Coordinación de los trabajos de mantenimiento en la red troncal.

- Programación, control y facturación de los intercambios de potencia y energía entre las empresas.

- Realizar acciones correctivas en situaciones de emergencia.

Los desarrollos hidroeléctricos construidos por Edelca en la región de Guayana, satisfacen los requerimientos de energía de los grandes y medianos consumidores radicados en la zona, así como parte de los requerimientos del resto del país, los cuales son suministrados mediante un sistema de transmisión que opera a 765 kV, 400 kV y 230 kV.

En el sistema interconectado existen redes a 400 kV y 230 kV propiedad de CADAFE, Electricidad de Caracas, Enelbar, Enelven y Enelco, cuya finalidad es enlazar las diferentes áreas de consumo entre sí y con los centros de generación termoeléctrica e hidroeléctrica del país. 400 kV que da suministro al sistema oriental parte desde el Sistema Regional de Edelca a 400 kV y llega hasta la subestación El Furrial 400/115 kV pasando por la subestación Palital 400/115 kV.

El sistema de La Electricidad de Caracas se conecta al sistema interconectado mediante dos nexos de interconexión. Uno de estos nexos lo conforman dos circuitos a 230 kV que parten desde la subestación Santa Teresa 400/230 kV, y el otro nexo lo representa la conexión de los transformadores 765/230 kV de la subestación SUR.

En el sistema central se encuentran dos redes a 400 kV que no tienen interconexión entre sí. La primera red está representada por la interconexión a 400 kV entre las subestaciones San Gerónimo - Santa Teresa – Ciudad Lozada.

La segunda red a 400 kV en el sistema central, está conformada por las subestaciones La Horqueta, La Arenosa, Planta Centro y Yaracuy. Las dos primeras se encuentran interconectadas mediante dos líneas de transmisión, mientras que la subestación Planta Centro se interconecta con la subestación La Arenosa a través de tres líneas de transmisión a 400 kV.

Desde la subestación Planta Centro se extiende otra línea hasta la subestación Yaracuy 400 kV, esta última subestación presenta un nexo adicional a 400 kV con la subestación La Arenosa. La exportación de energía hacia la zona occidental se realiza desde la subestación Yaracuy 765/400/230 kV, por medio de tres líneas a 400 kV hasta la subestación El Tablazo; una línea doble terna a 230 kV hasta la subestación El Tablazo, pasando por la subestación Las Morochas II y dos líneas a 230 kV desde la subestación Yaracuy hasta las subestaciones Barquisimeto (Enelbar) y Cabudare para el suministro de Enelven, la red troncal atraviesa el Lago de Maracaibo mediante tres cables a 230 kV desde la subestación El Tablazo hasta la zona occidental del Lago, así cómo la existencia de dos líneas a 400 kV que cruzan el Lago y permiten un nexo fuerte de interconexión entre la costa Oriental y la Occidental del lago de Maracaibo. Adicionalmente en la red occidental se encuentra otro sistema a 230 kV que tiene como objetivo alimentar la región andina, esta acción se lleva a cabo mediante la línea Morochas II – Buena Vista, desde Buena Vista sale una línea aislada a 400 kV operando a 230 kV hacia la subestación Uribante pasando por la subestación El Vigia II, en Uribante se presentan adicionalmente dos líneas a 230 kV hacia la subestación El Corozo.

Existen cuatro puntos de suministro de energía eléctrica a Colombia desde el Sistema Eléctrico Nacional, dos de ellos en los estados Apure y Táchira en 13.8 y 115 kV respectivamente, y una a 230 kV por el estado Táchira, a través de una línea doble circuito entre las subestaciones El Corozo (Venezuela) y San Mateo (Colombia). Al

norte, por el estado Zulia, a través de una línea a 230 kV entre las subestaciones Cuestecitas (Colombia) y Cúa tricentenario (Venezuela).

Actualmente el país dispone de 19.419 MW de capacidad instalada en sus diferentes plantas. Antes del año 2003, según las previsiones actuales, se instalarán 2200 MW adicionales por parte del Sector Público y 600 MW por parte del Sector Privado.

1.1.5.3 Operación del Sistema.

De acuerdo con el Contrato de Interconexión, la OFICINA DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO (OPSI), es el órgano ejecutivo encargado de coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional. Dicha labor se realiza desde el Despacho de Carga Central quien es la máxima autoridad en lo referente a la interconexión, a través de los centros de control de cada una de las Empresas interconectadas. OPSI es una organización propiedad de las partes que integran el Sistema Interconectado Nacional y funciona bajo la administración de un Gerente, y bajo la supervisión general del Comité Ejecutivo. Igualmente OPSI está estrechamente relacionada con los Comités del Planificación y Operación, integrado por representantes de cada una de las empresas, siendo este último el ente que aprueba las reglas y los procedimientos que se siguen para la coordinación de la operación del S.I.N.

Detrás de este esquema funcional debe destacarse el de cada una de las empresas, las cuales tienen asociado un despacho de carga central en donde se concentra la información de cada una de las instalaciones (subestaciones y/o plantas de generación) que manejan cada una de ellas.

Cabe destacar que la operación del sistema en la red de 115kV es autónoma de cada empresa, mientras que para niveles superiores a 230kV la operación debe ser consultada con la OPSI.

1.1.6 Despacho de carga.

El Despacho de Carga, es la unidad que tiene bajo su responsabilidad la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, formado por los Sistemas de Generación (Plantas Generadoras) y por el Sistema de Transmisión (Líneas de Transmisión y Subestaciones). Al igual que en una Planta Generadora o en una Sub-estación, el personal que allí labora denominados Despachadores de Carga, realizan guardias de ocho (08) horas, en tres turnos. Esto con la finalidad de que siempre exista un personal que esté pendiente por cualquier eventualidad que se pudiera presentar.

En el Despacho de Carga hay un Centro de Control que está formado por elementos del Sistema de Supervisión y Control como el tablero o mímico, en donde está representado el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia y que tiene como función monitorearlo, dos (2) Consolas de Operación para monitorear y controlar el Sistema Eléctrico de Potencia, y también elementos del Sistema de Comunicaciones como CANTV, radio y dos (2) Centrales Telefónicas para las comunicaciones por el Sistema de Onda Portadora.

El Despachador de Carga tiene entre sus funciones:

- La vigilancia constante del Sistema de Potencia, con la finalidad de garantizar a los suscriptores y clientes especiales de C.A.D.A.F.E., energía de la mejor calidad, es decir, mantener los parámetros de tensión y frecuencia dentro de los valores

establecidos, adicionalmente, tienen la función de mantener la continuidad del servicio las 24 horas del día.

- Realizar lo que se conoce con el nombre de Despacho Económico, es decir, tratar en la medida de sus posibilidades producir la energía al más bajo costo, tratando siempre de generar los grandes bloques de energía mediante Generación Hidráulica, por ser esta más económica si se compara con la Generación Térmica.

1.1.7 Planta guanta.

1.1.7.1 Descripción actual de la Planta.

Actualmente la planta no está aportando potencia al sistema eléctrico de Oriente debido a que los dos generadores instalados están fuera de servicio, uno por presentar daños graves a nivel del compresor en los alabes del rotor, estator y carcasa y el otro debido a que su vida útil de funcionamiento terminó, quedando para mantenimiento mayor ambos generadores. Cabe destacar que estos generadores son marcas General Electric MS 7001-E, están diseñadas para trabajar con sistema dual de combustible, poseen una capacidad nominal de 74160 KW para operación con gas, temperatura de aire de entrada de 59ºF, presión de entrada de aire ± 14,7 psia y presión barométrica de ±14,69 psia (a nivel del mar).

Subestación eléctrica 115 Kv: es la encargada de funcionar como punto de conexión o conmutación, para líneas de transmisión, circuitos de generación, alimentadores, etc. Actualmente se encuentra operativa y en buenas condiciones.

Los espacios de trabajo de planta Guanta están sectorizados de la siguiente manera:

- Oficinas
- Almacén de materiales
- Almacén de productos químicos
- Hangar
- Areas verdes y patios
- Taller mecánico
- Instalaciones:
- Zona de descarga de gasoil
- Centrifugadoras
- Sistema de purga
- Tanques de almacenamiento de gasoil
- Estación de gas
- Patio de máquinas
- Zona de disyuntores
- Vigilancia
- Subestación Eléctrica.

Atendiendo a la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico y esquema unifilar desde la generación hasta el consumo, esta subestación se clasifica en transformadora primaria o elevadora, ya que se encuentra ubicada en lugares adyacentes a las centrales generadoras y tienen por misión elevar la tensión de generación a la de transporte, y subestación reductora debido a que el generador opera a 13.8kV y la salida es distribuida a la red nacional.

El tipo de instalación que posee es la de una subestación interperie, por lo que sus equipos deben soportar condiciones atmosféricas adversas y es alimentada mediante líneas aéreas.

1.1.7.2 Ubicación Geográfica.

Geográficamente la Planta de Guanta se encuentra ubicada en el Km 6, Sector Pamatacualito, Municipio Guanta del Estado Anzoátegui. En la figura 1.2 se puede observa de forma satelital su ubicación.

Figura 1.2 Ubicación geográfica de la Planta Guanta.

1.1.7.3 Objetivo.

La Planta Eléctrica Guanta tiene como objetivo fundamental garantizar un servicio eficiente a través de los sistemas de distribución, transformación y generación a las diferentes zonas adyacentes, generando una tensión de 13.8 kV, hasta transformarla en 115 kV.

1. 1.7.4 Funciones principales.

- Elevar el nivel de voltaje en las líneas “Cumaná l” y “Cumaná ll” para contrarrestar las pérdidas por efecto Joule.

- Mantener el nivel de potencia reactiva en el Sistema Interconectado.

- Suplir de energía eléctrica a la zona de Pertigalete y parte de la ciudad de Puerto La Cruz en caso de una contingencia.

1.1.7.5 Generación de Planta.

La generación se realiza a niveles de tensión de 13.8 Kv y es elevada mediante transformadores de 100 MVA a 115 Kv para su distribución en la subestación de la planta.

1. 2 Planteamiento del problema.

La empresa CADAFE, tiene la función principal de generar, transmitir, distribuir y vender energía eléctrica, en forma efectiva y rentable, para sustentar y promover el desarrollo económico del país y mejorar el bienestar de la población

asociada al uso del servicio eléctrico. Teniendo dentro de sus planes la mejora y ampliación de sus instalaciones y subestaciones, entre las cuales se destaca la instalación de generadores de energía eléctrica en la subestación de Guanta, en el estado Anzoátegui.

CADAFE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico) actualmente es la empresa estadal que ha electrificado al 93% del territorio Nacional. Para cumplir con las metas propuestas se construyó en el estado Anzoátegui, específicamente en la población de Guanta en el sector de Pamatacualito la subestación de Guanta, con tres unidades STAL LAVAL de 7.5MW cada una, con una capacidad instalada de 22.5 MW, entrando en proceso productivo el 11 de mayo de 1961. De esta forma, la planta eléctrica de Guanta representa una de las subestaciones más importantes en el estado Anzoátegui, proporcionando energía eléctrica al municipio de Guanta y a los sitios aledaños.

Tomando en cuenta que la subestación de Guanta está ubicada en un punto estratégico importante, la división de generación de CADAFE, toma la decisión de estudiarla, con el propósito de instalar dos turbinas a gas que generen 17MW de potencia nominal cada una. Este aumento de la potencia eléctrica proporcionará mayor confiabilidad en el sistema y de esta forma satisfacer la demanda de carga. Cabe destacar que actualmente la planta no está aportando potencia al sistema eléctrico de Oriente debido a que los dos generadores (de 70MW cada uno) instalados anteriormente están fuera de servicio, uno por presentar daños irreparables a nivel del compresor en los alabes del rotor, estator y carcasa y el otro debido a que su vida útil de funcionamiento terminó, quedando para mantenimiento mayor ambos generadores.

Con este trabajo se pretende estudiar el sistema eléctrico de la subestación de Guanta. Para esto se realizará un estudio de la situación actual de la subestación el cual se comenzará con la revisión de la subestación (maquinaria instalada y en

funcionamiento, diagrama unifilar, entre otros), la descripción de las características de los turbogeneradores modelo STG-500, el cual para su instalación se debe conocer una serie de parámetros como la potencia activa y reactiva, corriente y voltaje máximo de la demanda eléctrica y que no sobrepasen la capacidad nominal del generador, transformador, seccionador, barra y disyuntor. Para esto, se realizaran las respectivas simulaciones de flujo de carga y de corto circuito a través del programa computacional Power Factory versión 13.2, el cual será de gran ayuda por su rápido resultado y finalmente se comparará la situación actual y las mejoras obtenidas luego de la incorporación de las dos turbinas a gas de 17MW cada una.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo General.

Estudiar el impacto producido en el sistema eléctrico de Oriente con la incorporación de dos unidades turbogeneradoras de 17MW cada una, en CADAFE, subestación de Guanta, estado Anzoátegui.

1.3.2 Objetivos Específicos.

1. Diagnosticar la situación actual de la subestación de Guanta en el sector Patamacualito.

2. Describir las características técnicas de los turbogeneradores de 17MW.

3. Obtener el flujo de carga y los niveles de corto circuito mediante simulación para los diferentes elementos del sistema (generador, barras y transformador).

4. Comparar la situación actual y las mejoras obtenidas con la incorporación de los dos turbogeneradores.

1.4 Justificación.

Debido a la gran importancia de los sistemas eléctricos dentro de casi todos los procesos de la comunidad, tanto industriales como administrativos, y por las grandes fallas que presenta actualmente dicho sistema, surge la necesidad de instalar turbogeneradores en la subestación de Guanta con el objetivo de mejorar la calidad de operación, contrarrestar el efecto que está produciendo el bajo nivel de tensión.

Con la realización del presente trabajo se le ofrecen, a la empresa, soluciones y alternativas de operación con el fin de garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico en los Estados Anzoátegui y Sucre ante las fallas que actualmente presenta el sistema eléctrico.

1.5 Alcance.

La evaluación realizada se centra básicamente en las condiciones del sistema eléctrico CADAFE oriente a nivel de 115kV, teniendo conocimientos previos de sus condiciones actuales y con la información suministrada por CADAFE se procederá a realizar las simulaciones del caso actual, así como de las condiciones futuras, que ayudan a predecir el comportamiento del sistema eléctrico cuando se presenten las posibles fallas en el sistema eléctrico a nivel de 115kV, y de acuerdo a los resultados obtenidos se plantearan las posibles alternativas que pudieran solventar los problemas ocasionados.

1.6 Limitaciones.

Una limitación muy importante fue el retraso por falta de organización y adecuada actualización del manual para el adiestramiento en el manejo básico del software utilizado por la Unidad de Despacho de Carga Oriente además de dificultad para obtener información precisa por la ausencia de un ente organizador que centralice los datos tanto técnicos como históricos de la Planta.

1.7 Metodología.

1.7.1 Tipo de investigación.

Es de campo ya que fue necesario llevar a cabo recorridos en el área de trabajo, realizando una observación directa y entrevistas informales a los trabajadores, siendo fundamental para el desarrollo de esta investigación.

La investigación de campo corresponde a un tipo de diseño de investigación para la cual Carlos Sabino en su texto “El Proceso de Investigación” señala que se basa en informaciones obtenidas directamente de la realidad, permitiéndole al investigador cerciorarse de las condiciones reales en que se han conseguido los datos.

1.7.2 Metodología Utilizada.

Debido a que el trabajo realizado consistió básicamente en la ejecución de simulaciones con un programa computacional para el cálculo de flujo de carga y en la búsqueda de información en proyectos desarrollados anteriormente, entonces se utilizó fundamentalmente, la documentación bibliográfica, además de entrevistas.

1.7.3 Técnicas.

Las técnicas principales a ser utilizadas en el estudio son las siguientes:

- **Técnicas de recolección bibliográfica.**

Documentación Bibliográfica, esta técnica consiste en revisar las fuentes bibliográficas, la literatura técnica y especializada dándole así un soporte documental de gran importancia al proyecto.

Entrevista, esta se realizará con el fin de obtener información de manera explicativa por medio del personal con experiencia en el ramo como obrero, técnico e ingenieros que laboran en las instalaciones del centro operativo.

Observación Directa, es la técnica mediante la cual el investigador puede recoger datos mediante su propia observación, será más usada durante las etapas del desarrollo para el levantamiento del esquema de circuitos que estará sometido a los estudios de coordinación de protecciones.

- **Técnicas de investigación científica.**

Es descriptiva debido a que el problema radica en describir algunas características fundamentales de los elementos en la subestación, y explicativa debido a que se centra en determinar las causas de un conjunto de fenómenos, donde el objetivo es conocer que suceden en los elementos de la subestación bajo ciertas condiciones.

- **Técnicas de simulación asistida por computadoras.**

Una vez recopilados los datos de cada escenario y sus distintas características es necesario procesarlos para obtener los resultados de cortocircuito, flujo de carga para lo que se utilizará un software de análisis y estudios de circuitos eléctricos (Power Factory versión 13.2).

- **Técnicas de redacción para el trabajo de grado.**

Se establecerán conclusiones acerca del ajuste final hecho en los cálculos mencionados anteriormente y se justificarán dichos ajustes. Se harán recomendaciones necesarias para que el sistema de protección funcione de la manera más selectiva posible.

1.7.4 Desarrollo del proyecto.

ETAPA I. Revisión Bibliográfica.

Esta etapa comprende la identificación y acopio de toda la información bibliográfica relacionada con el proyecto, para la construcción de la base teórica necesaria que permita el desarrollo del trabajo. Se hará uso de libros, revistas, manuales de operación y de usuario así como de páginas Web de Internet.

Tiempo Estimado: 8 semanas

ETAPA II. Diagnóstico de la situación actual de la subestación de guanta.

Se refiere a la familiarización con las variables de estudio del sistema, datos a investigar y el manejo de la información para el desarrollo de la investigación.

Tiempo Estimado: 6 semanas

ETAPA III. Descripción de las características técnicas de los turbogeneradores.

Con los datos suministrados por la empresa SIEMENS y la búsqueda en páginas web de internet procederemos a la especificación técnica de los turbogeneradores.

Tiempo Estimado: 3 semanas

ETAPA IV. Simulación del flujo de carga en el sistema.

Con la información dada por CADAFE de los equipos y la implementación de un método computacional, se procederá al cálculo y del flujo de carga del sistema.

Tiempo Estimado: 3 semanas

ETAPA V. Simulación de corto circuito.

Con la misma y adicional a la información suministrada para el flujo de carga, y con la herramienta computacional, se efectúa el cálculo de corto circuito.

Tiempo Estimado: 4 semanas

ETAPA VI. Análisis de resultados y conclusiones.

Se refiere a la interpretación técnica de los resultados obtenidos mediante la aplicación del método científico. Se incluye un análisis apoyado en la comparación con otros estudios realizados, para finalmente desembocar en explicaciones sobre el fenómeno, y concluir al respecto.

Tiempo Estimado: 6 semanas

ETAPAVII. Redacción del trabajo de grado.

Es la fase final del trabajo, se presentará en forma escrita y de acuerdo a las pautas exigidas por la Universidad de Oriente, con toda la información más importante para la comprensión y reproducción de las actividades realizadas en la investigación.

Tiempo Estimado: 5 semanas

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Subestación eléctrica.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. En la figura 2.1 se muestra una subestación de transmisión y/o distribución. [3]

Figura 2.1 Subestación eléctrica. [3]

2.1.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Atendiendo a la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico y esquema unifilar desde la generación hasta el consumo, las subestaciones se pueden clasificar como:

- **Subestaciones transformadoras primarias**. Se ubican en lugares adyacentes a las centrales generadoras. Tienen por misión elevar la tensión de generación a la de transporte.

- **Subestaciones reductoras.** Recibe las líneas de transporte proveniente de las centrales, por lo que su misión es la interconexión y reducción de los valores de tensión. Otra misión es la de reparto. [3]

- **Subestaciones en anillo.** Este tipo de red está constituida por un anillo que permite interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

- **Subestaciones en anillos múltiples**. Este tipo de red está constituida por varios anillos conectados, todos ellos a una misma subestación o a un centro de reparto.

- **Subestaciones en huso normal.** Este tipo de red está constituido por un máximo de 6 líneas de alta tensión que se conectan en uno de sus extremos a un centro de reflexión. Este tipo de red pueden existir uno o dos circuitos cero.

- **Subestaciones en huso normal múltiple**. Este tipo de red está formado por dos o más husos normales conectados o a una subestación o a un Centro de Reparto formando un pétalo.

2.1.2 Tipos de instalación que posee una subestación eléctrica.

Existen tres tipos de instalaciones que poseen las subestaciones eléctricas:

- **Subestación Intemperie.** Se construyen al exterior, por lo que su estructura debe soportar condiciones atmosféricas adversas dependiendo de la zona de ubicación.

- **Subestación de Interior.** Se instalan en el interior de edificios. Esta solución se adopta en subestaciones transformadoras secundarias, ya que al emplear tensiones menores, permite disminuir el espacio ocupado por la subestación.

- **Subestaciones Blindadas.** Las partes activas sometidas a tensión se encuentran encerradas en el blindaje por cuyo interior circula un gas aislante SF6. Este sistema consigue una reducción de espacio muy importante y su forma modular permite ampliaciones posteriores.

2.2 Turbina de gas.

Una turbina de gas es una máquina térmica que convierte la energía derivada de la combustión de un elemento, en energía mecánica en forma de chorro de aire de alta presión y elevada temperatura. La combustión aumenta la temperatura, la velocidad y el volumen del flujo del gas. En la figura 2.2 se observa una de las turbinas que serán instaladas en la subestación de Guanta, con las cuales se realizaran las simulaciones. [2]

Figura 2.2. Turbina a gas STG- 500. [7]

2.2.1 Tipos de generadores.

El generador eléctrico es la parte más importante del equipo en una central termoeléctrica ya que es el que genera energía eléctrica a partir de energía mecánica, el cual es el objetivo que se quiere conseguir cuando la planta es construida. [4]

Existen tres tipos de generadores eléctricos rotatorios: sincrónicos de corriente alterna (CA), inducción de (CA) y rotatorios de corriente directa (CD). Los generadores sincrónicos son los de mayor uso debido a su sistema de excitación, en cambio, los generadores de CD han sido reemplazados casi por completo por rectificadores estáticos de silicio. [4]

2.2.1.1 Generador de inducción.

El estator de un generador de inducción es similar al de un generador sincrónico. El rotor se diferencia del rotor de un generador sincrónico en que no hay excitación y los conductores se encuentran unidos en corto en los extremos del rotor mediante un anillo anular. Esta distribución se parece a una jaula ardilla, lo que origina el nombre de este tipo de devanado. La carga del generador crece según se incrementa la velocidad, por lo que el generador es autorregulante y puede usarse sin control de un regulador. [4]

2.2.1.2 Generadores de corriente directa.

El principio de operación de los generadores de CD es muy similar a los generadores de CA. La armadura del generador de CD gira entre dos polos de campo fijos, la corriente en la armadura se mueve en una dirección durante la mitad de cada revolución, y en la otra dirección durante la otra mitad. Para producir un flujo constante de corriente en una dirección continua, en un aparato determinado, es

necesario disponer de un medio para invertir el flujo de corriente fuera del generador una vez durante cada revolución. En las máquinas antiguas esta inversión se llevaba a cabo mediante un conmutador, un anillo de metal partido montado sobre el eje de una armadura. Las dos mitades del anillo se aislaban entre si y servían como bornes de la bobina. Las dos mitades del anillo se aislaban entre si y servían como bornes de la bobina. Las escobillas fijas de metal o de carbón se mantenían en contra del conmutador, cambiando la posición en el momento en el que la corriente invertía su dirección en el circuito exterior al que el generador estaba conectado. [4]

2.2.1.3 Generador sincrónico.

Los generadores sincrónicos o alternadores son maquinas sincrónicas que se usan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de C.A. Si en un generador sincrónico se aplica el embobinado del rotor una corriente continua, se producirá un campo magnético en el rotor, el cual se impulsará por medio de un motor primario, lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del embobinado del estator del generador. [4]

Un sistema de excitación común es donde un generador convencional de C.D montado en paralelo en el eje de la máquina sincrónica proporciona la excitación del campo como se muestra en la figura 2.3. La salida del excitador, es decir, la corriente de campo de la máquina sincrónica se varía ajustando el reóstato excitador del campo. [4]

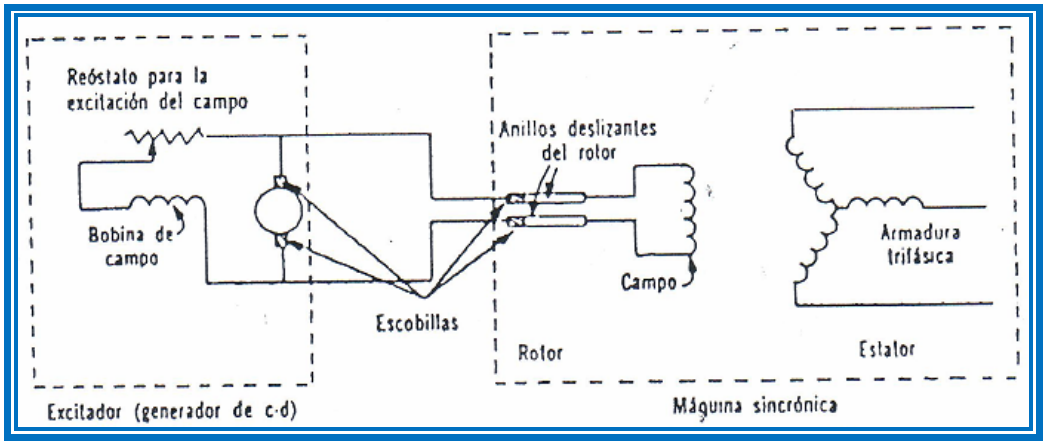
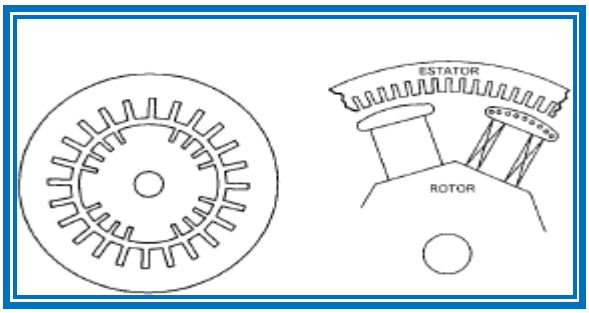


Figura 2.3 Diagrama del circuito para un excitador con escobillas. [4]

a) Tipos De Maquinas Sincrónicas.

Las máquinas sincrónicas son clasificadas en dos diseños principales máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes. La figura 2.4 proporciona una vista de la sección transversal de ambos tipos de construcción.



Rotor Cilíndrico Rotor De Pólos Salientes

Figura 2.4 Tipos de Generador Sincrónico [4]

2.2.2 Trazo simétrico de una corriente de corto circuito del generador.

La forma de onda mostrada en la figura 2.5 puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo.

- **Período subtransitorio.** Este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia subtransitoria del generador (X”d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T”d. [4]

- **Período transitorio.** Cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X’d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'd.[4]

- **Período de estado estable.** Es el nivel de tiempo más largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia de eje directo del generador (Xd). [4]

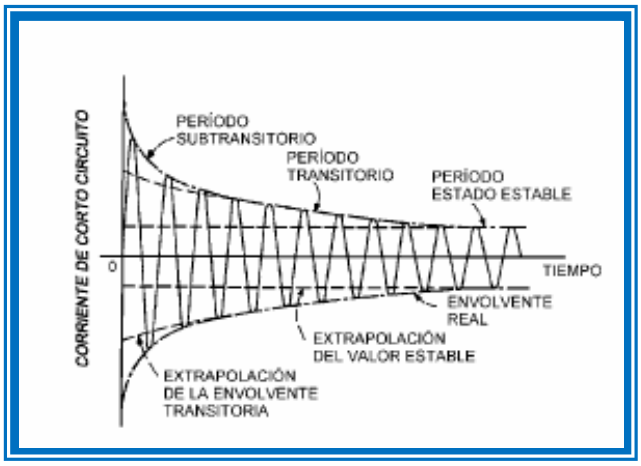


Figura 2.5. Trazo simétrico de una corriente de corto circuito del generador.[4]

La figura 2.6 ilustra un trazo simétrico monofásico de una forma de onda de corto circuito trifásico (ausencia del componente C.D) tal como puede ser obtenido oscilográficamente. Cuando los desplazamientos de C.D. son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura 2.6.

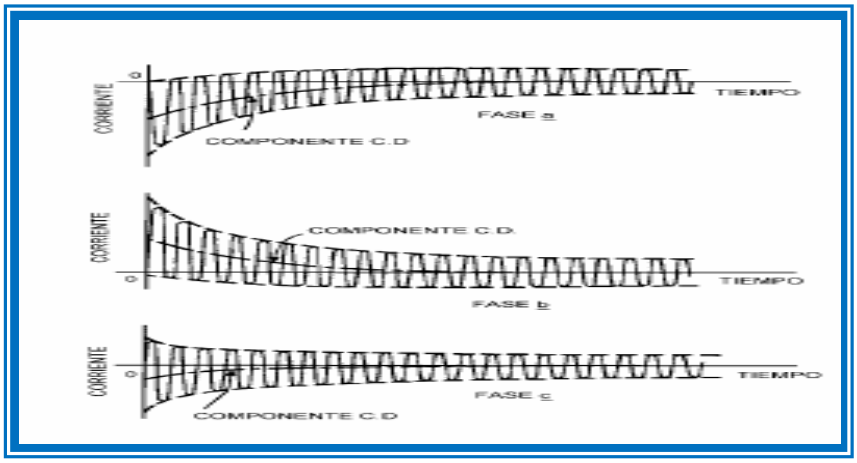


Figura 2.6. Corrientes de corto circuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de C.D. [4]

2.2.3 Funcionamiento de una unidad turbogeneradora.

El funcionamiento de una planta turbo – Gas consiste en procesar el combustible para suministrarlo a las turbinas a gas, las cuales a través de un generador transforman esta energía calórico en energía eléctrica y a través de la subestación eléctrica se obtiene la tensión requerida para ser transmitida a los centros de consumo. [2]

La trayectoria del gas es aquella por la cual lo gases fluyen a través de la turbina a gas desde la entrada de aire a través del compresor, la sección de combustión y la turbina hacia el escape de la misma, como se muestra en el diagrama de flujo de la figura 2.7. [2]

Cuando la turbina arranca el sistema es impulsado y se acciona el embrague, el aire del ambiente es atraído a través de la entrada plena de aire, filtrado y comprimido en el compresor de flujo axial. Cuando el relé de sobrevelocidad actúa al 95% de la velocidad, se energiza el accionar de la paleta guía de la variable de entrada para abrirlas a la posición normal de operación de la turbina. El aire condensando proveniente del compresor entra a la zona de combustión junto con el combustible (gas) donde es encendido por los encendedores. Después de pasar por las diversas etapas de la turbina, los gases son dirigidos y esparcidos a la chimenea, la cual tiene una serie de paletas giratorias para cambiar el flujo de los gases de una dirección axial a una radial, minimizando así los vapores de escape. Los gases entonces son expulsados a la atmósfera a través de la chimenea.

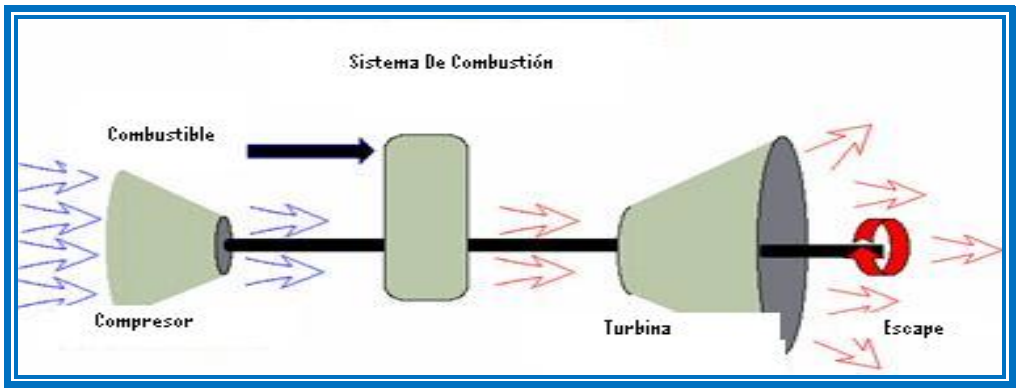


Figura 2.7 Diagrama de flujo de la Turbina a Gas. [2]

2.3 Transformador.

Se denomina transformador a un dispositivo electromagnético que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una corriente alterna de forma tal que su producto permanezca constante. [3]

Un transformador consta normalmente de dos bobinas de hilo conductor adyacentes, enrolladas alrededor de un solo núcleo de material magnético como se observa en la figura 2.8. Se utiliza para acoplar dos o más circuitos de corriente alterna empleando la inducción existente entre las bobinas. [3]

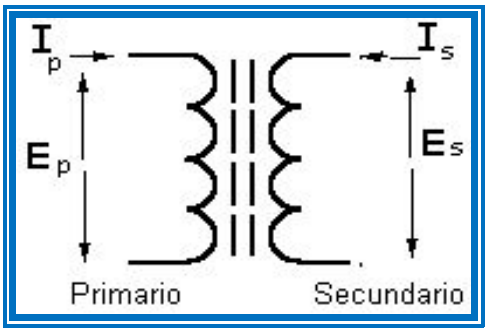


Figura 2.8 Representación Esquemática del Transformador. [3]

2.3.1 Instalación de los transformadores

Para su instalación, el sitio debe ofrecer una fundación nivelada y resistente, preferiblemente de concreto reforzado. Para transformadores que poseen ruedas brindadas, deben prepararse rieles. Se debe elejir un sitio bien ventilado. Si el transformador es instalado en un compartimiento o bóveda, debe proveerse de adecuada ventilación para evitar sobrecalentamiento. En grandes altitudes, la baja densidad de aire reduce la eficiencia de enfriamiento y baja los voltajes de sobre-arco de los aisladores. Las piezas y componentes del transformador han sido diseñados para el uso normal en una atmosfera no corrosiva. Las atmosferas que incluyen agentes corrosivos pueden requerir adicionales medidas protectivas.

Algunas precauciones que deben ser tomadas al antes de la instalación es de quitar la cubierta de agujero, la placa de embarcación u otro dispositivo, exponga el transformador a la presión atmosférica. Cuídese de no entrar en el transformador

hasta que el espacio de gas haya sido limpiado con aire fresco u oxigeno adecuado (no menos de 18% de oxigeno en el tanque).

Las piezas internas para el embarque provisional están marcadas con pintura blanca y debe quitarse antes de poner el transformador en servicio. Asegúrese de referirse al dibujo indicado abajo para ver si los refuerzos están provistos o no dentro y fuera del transformador. [12]

2.3.2 Conexiones de los transformadores

- **Puesta a tierra del tanque.**

Conectar a tierra permanente y eficientemente el tanque por medio de las almohadillas de puesta a tierra provistas en la base del tanque. Es muy importante hacer una buena y permanente puesta a tierra de baja resistencia para la adecuada protección. Una puesta a tierra defectuosa expone a peligro al personal que trabaja alrededor del equipo, con posibilidades de causar seria avería al transformador.

- **Puesta a tierra del sistema.**

Los transformadores que poseen reducido aislamiento en el extremo neutro de un arrollamiento o en un aislador neutral puede operar sólidamente conectados a tierra o conectados a tierra mediante una impedancia que limite la baja frecuencia y voltajes de impulso de neutral a puesta a tierra a valores consistentes con los niveles de aislamiento mostrados en la placa indicativa. [12]

- **Conexiones de línea y carga.**

Efectué las conexiones de línea y carga y verifique que no existen esfuerzos perjudiciales en los terminales que provocarían aflojamiento de las juntas. Provea suficiente flexibilidad a los conductores para impedir rotura de los aisladores causada por expansión y contracción. Los aisladores retienen un considerable peso del conductor, deben evitarse largos tramos de conductor no retenidos, específicamente al aire libre.

- **Protección contra descargas atmosféricas.**

Proteja el transformador contra relámpagos mediante pararrayos aprobados que deben instalarse lo más cerca posible del transformador y conectarse a tierra directamente.

2.3.3 Prueba en el sitio de la obra.

Después de la instalación en el sitio de la obra, el transformador debe someterse a las siguientes pruebas:

- **Prueba de resistencia de aislamiento**.

Pruebe con megohmetro todos los arrollamientos a puesta a tierra así como entre los arrollamientos.

Las pruebas deben llevarse a cabo con un megohmetro especificado después de limpiar y secar todos los aisladores y desconectar las conexiones a las líneas, barras

colectores y pararrayos. Compare los resultados con los informes de prueba efectuadas en la fábrica. [12]

- **Prueba de relación y polaridad.**

Las relaciones deben revisarse en todas las derivaciones con el cambiador de derivación de carga y el cambiador de derivación de fuera de circuito en sus respectivas posiciones.

Revise continuamente el voltaje durante el cambio de derivación. Incluya también una prueba de símbolo de grupo vector a la prueba de relación si fuera necesario.

- **Prueba dieléctrica en el aceite.**

Tome muestra de aceite desde la válvula inferior del tanque principal y compartimiento del interruptor desviador. Efectué la prueba dieléctrica por un minuto y también la prueba de interrupción de aceite de acuerdo con la recomendación estándar.

2.4 Transformadores de potencia.

Dispositivos de gran tamaños utilizados para la generación de energía y también el transporte de la electricidad a diferentes escalas, tanto grandes como para pequeños dispositivos. Los transformadores de potencia industriales y domésticos, que operan a la frecuencia de la red eléctrica, pueden ser monofásicos o trifásicos y están diseñados para trabajar con voltajes y corrientes elevados. [3]

2.5 Transformador de corriente.

Es un equipo perteneciente a los denominados transformadores de medida que nos permite reducir el valor de la corriente que circula por un conductor a un valor proporcionalmente más bajo para que pueda ser utilizado por los instrumentos de medida o protección. Otra de las funciones que tienen los transformadores de corriente es la de aislar los sistemas de baja tensión, donde se encuentran los instrumentos de medida, de los sistemas de alta tensión. [3]

2.6 Transformador trifásico.

Casi todos los sistemas importantes de generación y distribución de potencia del mundo son, hoy en día, sistemas de corriente alterna trifásicos. Puesto que los sistemas trifásicos desempeñan un papel tan importante en la vida moderna, es necesario entender la forma como los transformadores se utilizan en ella. [3]

Considerables ventajas son las que ganan con el uso de un solo transformador trifásico en lugar de tres unidades monofásicas de la misma capacidad total. Las ventajas son rendimiento incrementado, tamaño reducido, peso reducido y menor costo. Una reducción de espacio es una ventaja desde el punto de vista estructural en estaciones generadoras o bien subestaciones. [3]

2.7 Disyuntor.

Un disyuntor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico. Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectara. [3]

Este tipo de interruptor utilizado es de gas SF6, del tipo OFPT (B) (en lo sucesivo se indicara con las siglas GCB) en pequeña escala, de un alto rendimiento, el sistema de tierra de este tipo de circuito interruptor que opera con gas SF6 (hexafluoruro de Azufre) permite obtener un arco de extinción de excelente rendimiento y de una alta intensidad dieléctrica.

El sistema de arco de extinción emplea un doble flujo, simple presión de inflado. Un diseño tal presenta una construcción simple y principios operativos. Este tipo de disyuntor tiene un rango nominal superior a 145kV, 40kA.

2.7.1 Precaución.

Cuando este equipo opere se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Mantener correcto la presión especificadas del gas SF6 y la presión de operación de aire.
- Operar la válvula de cierre correctamente.
- No permitir formación de humedad y polvo en los puntos de suministro del gas SF6.
- No limpiar súbitamente la tubería de gas y aire con un objeto.
- No efectuar ninguna operación manual fuera de la especificación antes del llenado del gas SF6 a la presión nominal.

- Cuando se chequee las partes interiores del tanque interruptor, después de confirmar la recolección del gas SF6 y la concentración de oxigeno la cual debe ser mayor de un 18% antes del inicio de la operación, efectuar la ventilación del aire. [12]

2.7.2 Construcción.

- Construcción básica.

La figura 2.9 muestra un esquemático de tres-polo simple-operación tipo desplazamiento. Operación tipo desplazamiento del GCB. La figura 2.10 muestra un diagrama constructivo típico del GCB.

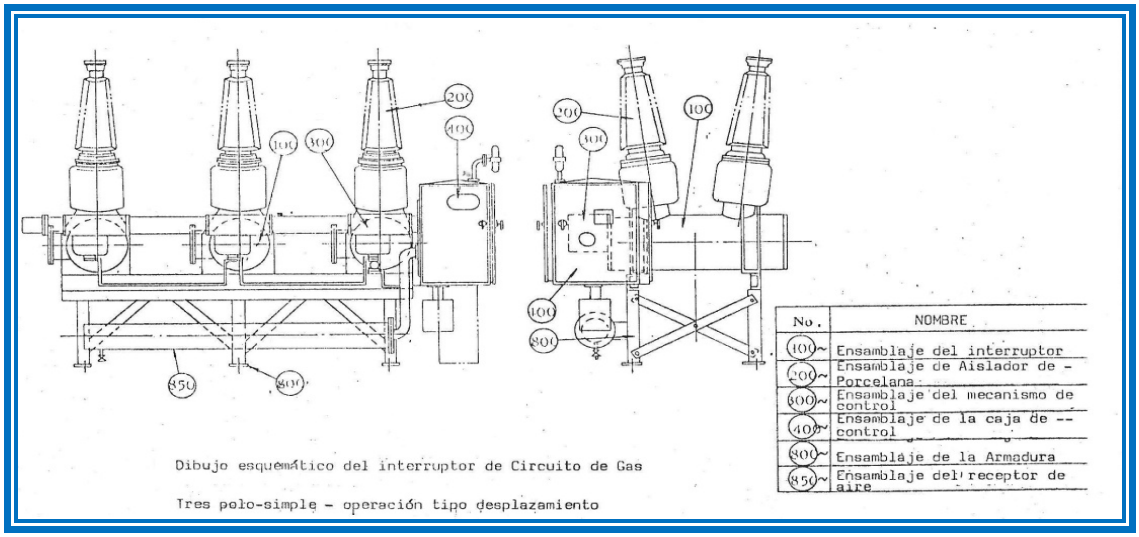


Figura 2.9 Interruptor de circuito de gas tres polos-simples.

Tal como se indica en la figura. 2.9 el GCB está compuesto de: ensamblaje de interruptor (100), ensamblaje del aislador de porcelana (200), ensamblaje del mecanismo de control (300), ensamblaje de la caja de control (850).

El interruptor tipo- inflado es instalado sobre un tanque subterráneo llenado con gas SF6 a una presión de 5kg/cm^2, 6 (a 20°C). Ensamblaje de porcelana (200) (ver figura. 2.12). Este está constituido por una boquilla aisladora de gas SF6 y un transformador de corriente tipo boquilla (BCT), ambos ensamblados a la intemperie. La cobertura BCT (210) y el tanque están prevenidos de formar un circuito eléctrico en el entorno del CT mediante la empacadora CT (215). En la figura 2.11 se puede observar el diagrama constructivo del interruptor. [12]

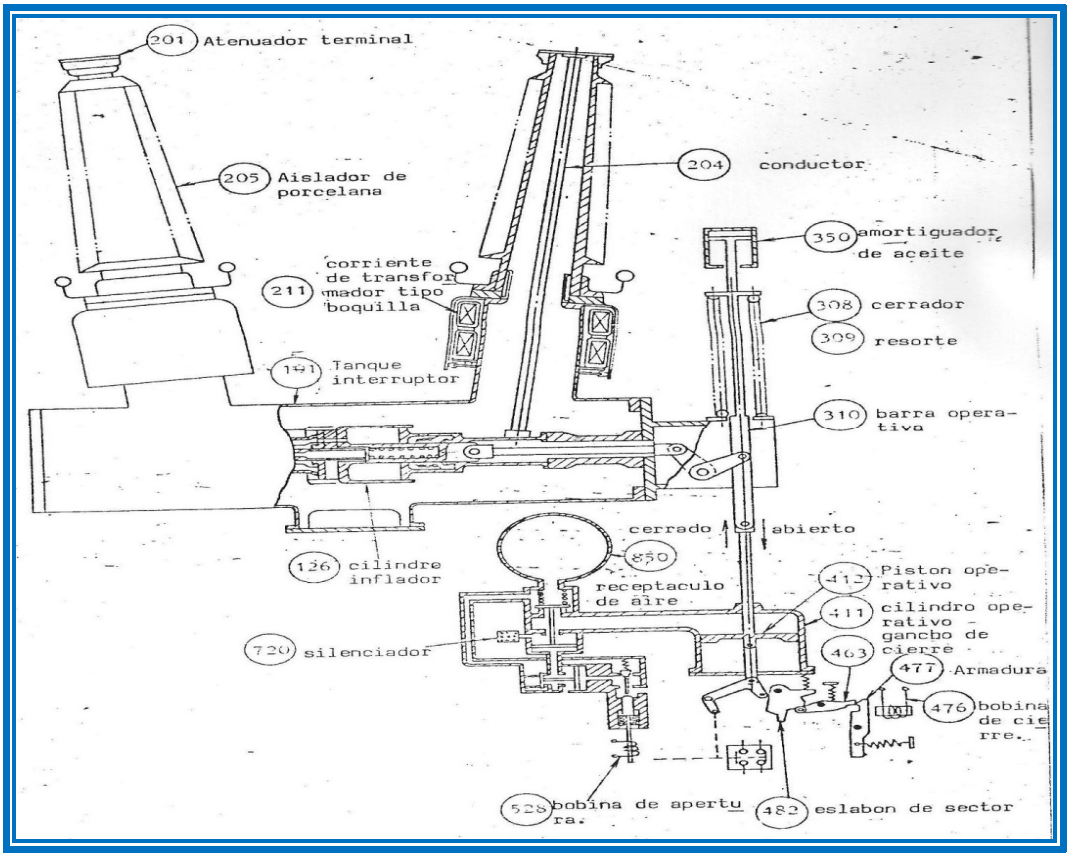


Figura 2.10 Diagrama constructivo del GCB.

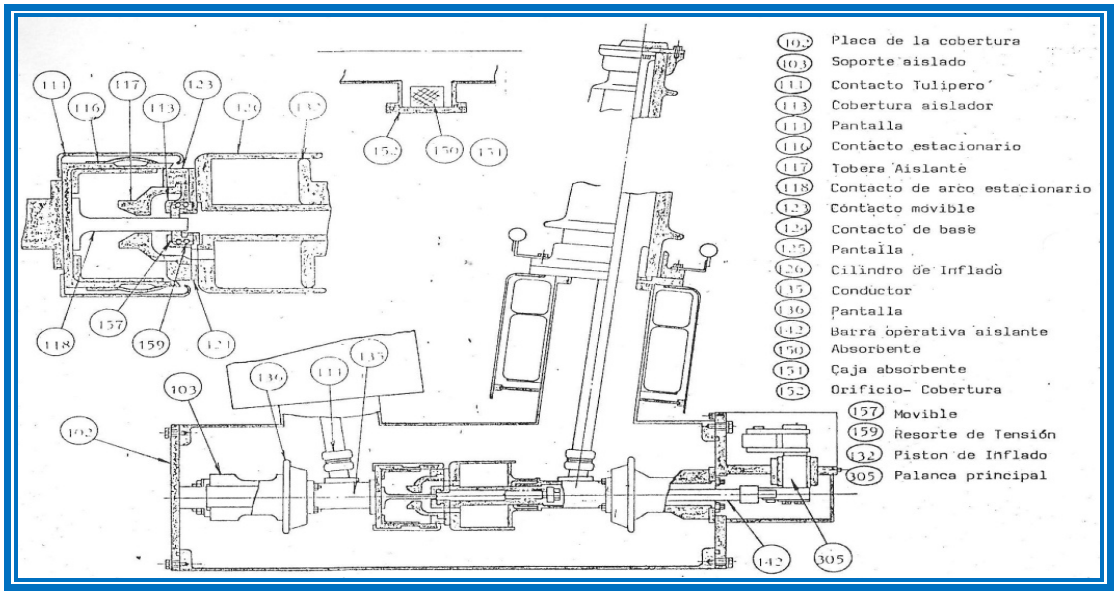


Figura 2.11 Diagrama constructivo del interruptor (31,5/40kA). [12]

- **Ensamblaje del mecanismo de control**.

El mecanismo de control está provisto de un controlador de un mecanismo de eslabón para controlar el interruptor, de un resorte de cierre y de un amortiguador a base de aceite en el tipo de operación trifásica y provisto además para cada fase el tipo de operación monofásica. [12]

- **Ensamblaje de la caja de control.**

La caja de control contiene el cilindro operativo (410) requerido para controlar el ensamblaje del interruptor (100), el mecanismo de cierre de eslabón (450, la válvula electro-magnética (500) y el bloque terminal (570).

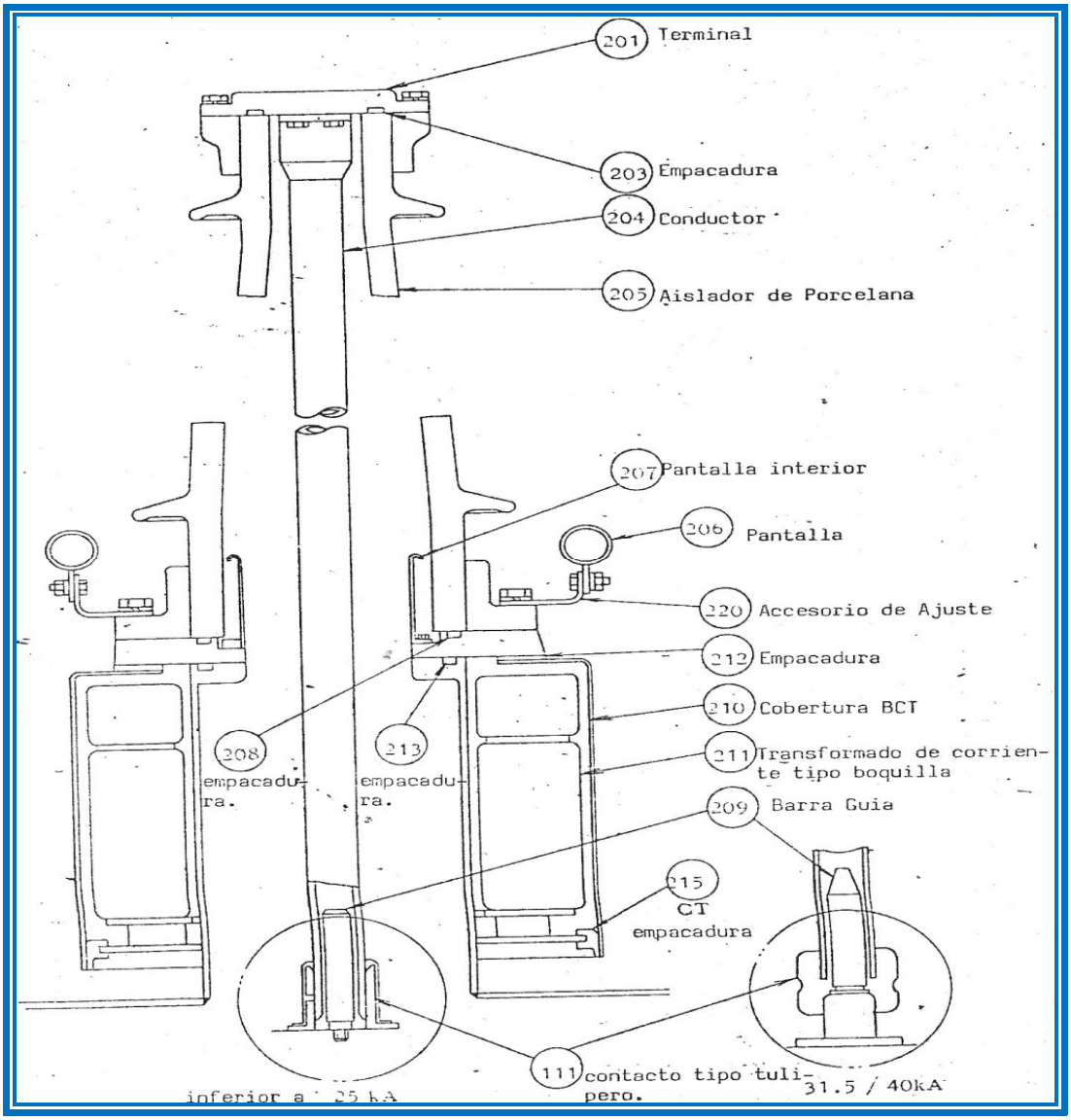


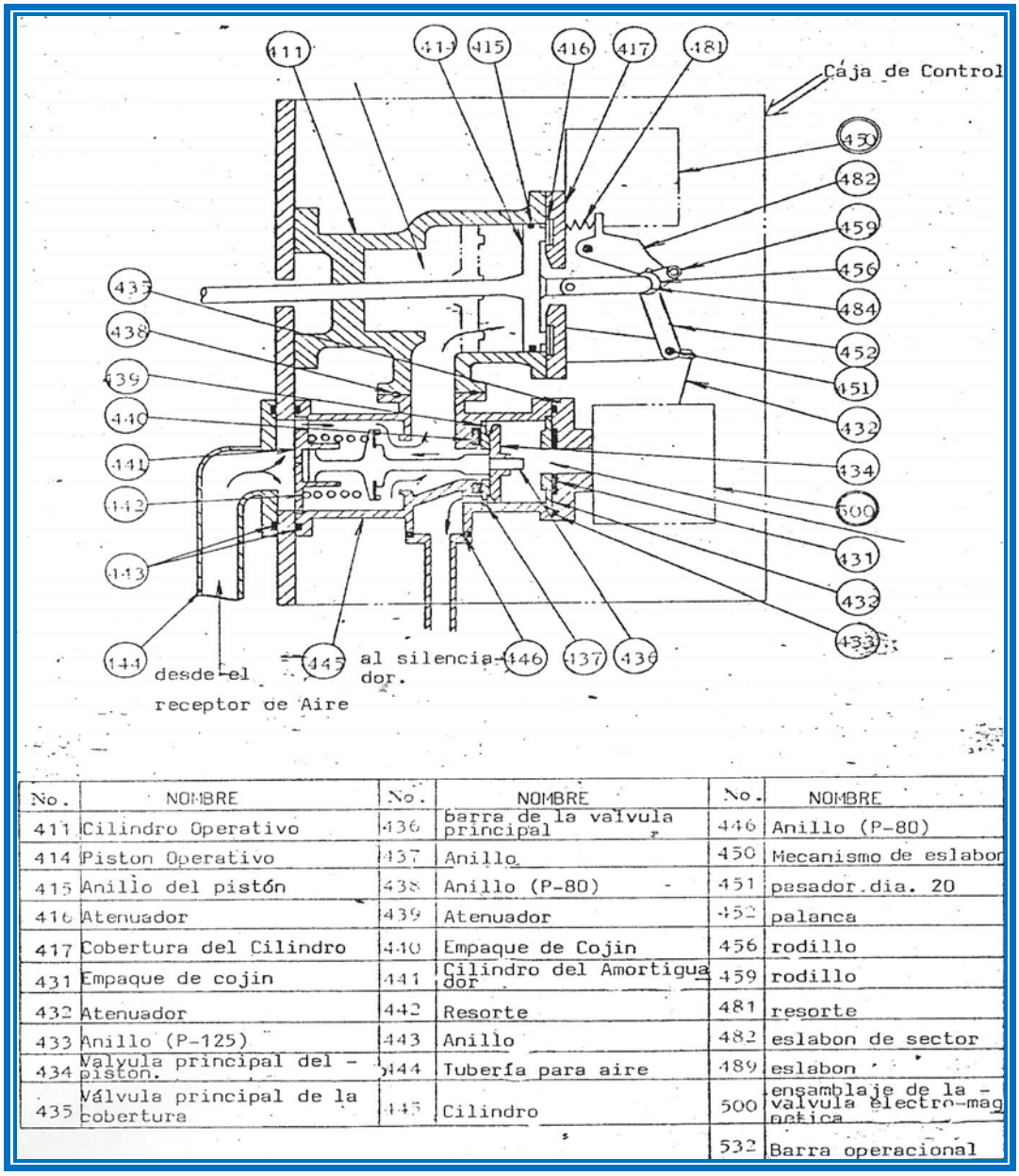
Figura 2.12 Diagrama constructivo del aislador de porcelana. [12]

2.7.3 Principios operacionales.

- **Interrupción de la operación**

Cuando el disparador es energizado, la cámara a través de la válvula principal es llenada con aire comprimido, el pistón de la válvula principal se mueve hacia la posición indicada en la figura 2.13. La cámara B en el cilindro operativo es llenada con aire comprimido proveniente del receptor de aire, permitiendo de esta manera que el pistón operativo se desplace rápidamente. En la fig. 2.14 la barra operativa conectada al pistón operativo es empujada hacia la dirección de abrirse (tal como lo indican las flechas) para accionar el cilindro inflador a una alta velocidad a través de la barra operativa aisladora en la fase de interrupción. Por lo tanto, el gas SF6 en el cilindro inflador es comprimido. Como resultado de esto, el arco que se forma a través de los contactos se extingue rápidamente debido a la alta presión del gas SF6.

La leva en la fig. 2.15 rota simultáneamente con la operación de interrupción, permitiendo que la apertura de la válvula regrese a su posición original, tal como se indica en la fig. 2.15(c). Como resultado de esto, el aire comprimido de la cámara A es expelido a la atmosfera y la válvula principal de pistón retorna a su posición original; en el mismo instante, el aire comprimido de la cámara B también es expelido a la atmosfera, en tal forma, la condición de abierto es mantenido mediante el mecanismo de eslabón conectado a un extremo del pistón operacional. [12]



No.	NOMBRE	No.	NOMBRE	No.	NOMBRE
411	Cilindro Operativo	436	barra de la valvula principal	446	Anillo (P-80)
414	Piston Operativo	437	Anillo	450	Mecanismo de eslabon
415	Anillo del pistón	438	Anillo (P-80)	451	pasador.dia. 20
416	Atenuador	439	Atenuador	452	palanca
417	Cobertura del Cilindro	440	Empaque de Cojin	456	rodillo
431	Empaque de cojin	441	Cilindro del Amortiguador	459	rodillo
432	Atenuador	442	Resorte	481	resorte
433	Anillo (P-125)	443	Anillo	482	eslabon de sector
434	Valvula principal del piston.	444	Tubería para aire	489	eslabon
435	Válvula principal de la cobertura	445	Cilindro	500	ensamblaje de la valvula electro-magnetica
				532	Barra operacional

Fig. 2.13 Diagrama constructivo del cilindro operativo. [12]

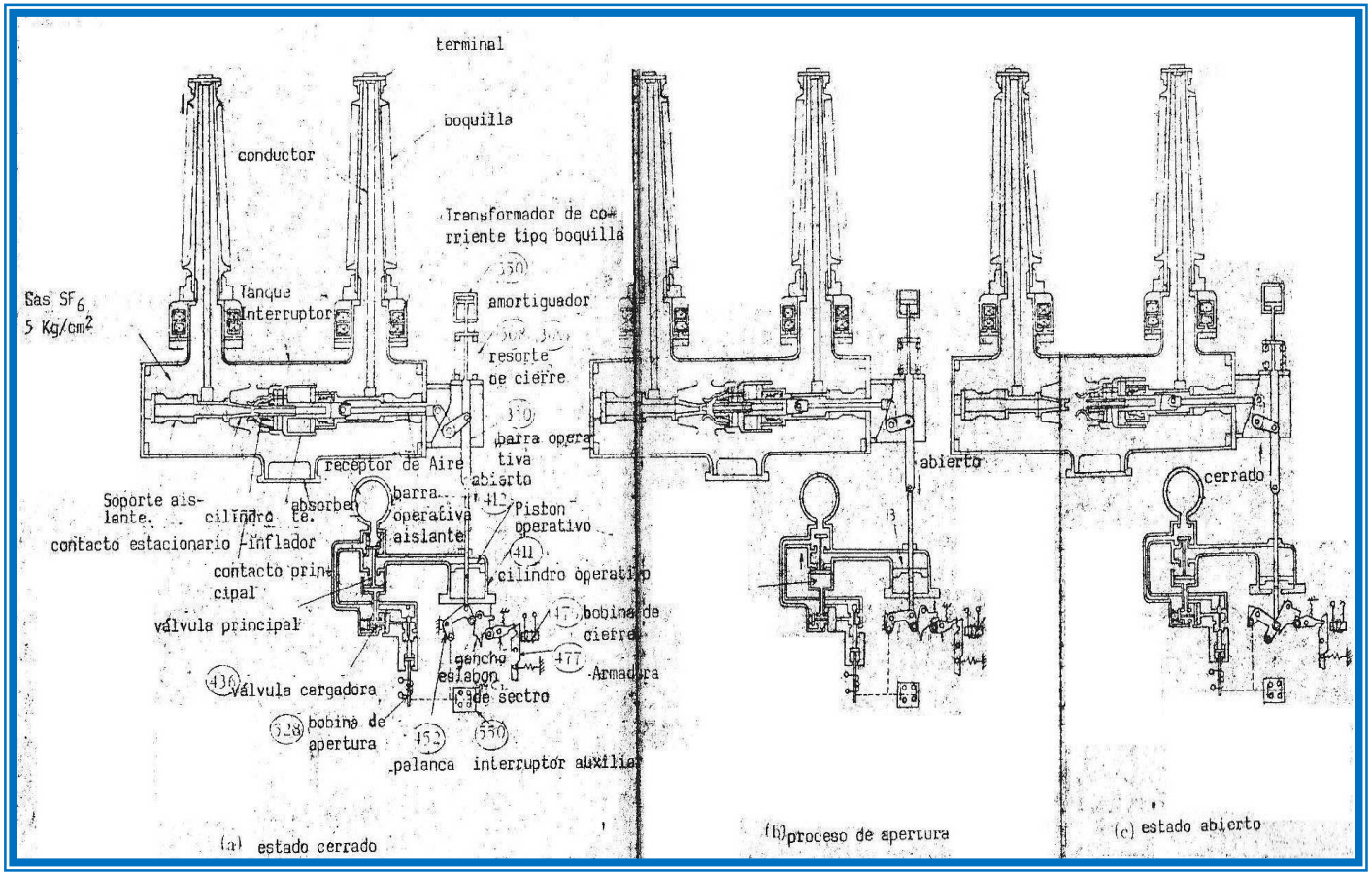


Figura 2.14 Mecanismo operativo [12]

- **Operación de cierre.**

Cuando la bobina de cierre es energizada, la armadura es atraída y rota en el sentido indicado por la flecha en la figura. 2.15, permitiendo que el gancho se destrabe.

De este modo, el eslabón de sector rota en la dirección indicada por la flecha, a fin de aflojar el rodillo y el pistón operativo es accionado en la dirección de cierre indicada por la flecha mediante la fuerza creda en el resorte de cierre.

Una vez completado el cierre, el mecanismo de eslabón es mantenido en el estado indicado en la figura. 2.14 y en condiciones de iniciar la subsiguiente operación de interrupción. [12]

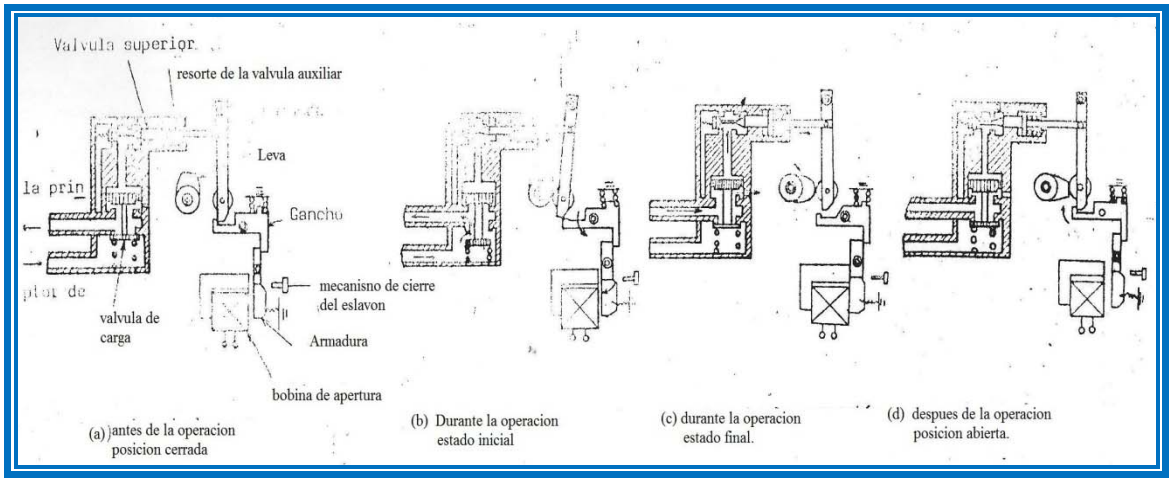


Figura 2.15 operación de la válvula electro-magnética. [12]

2.7.4 Propiedades del gas SF6.

El gas SF6 es 5.5 veces más pesado que el aire. Es incoloro, inodoro e inerte en condiciones ordinarias, este gas es altamente estable. Su punto de licuación es de -

62°C en condiciones atmosféricas y a 0°C bajo unas condiciones de presión de 12kg/cm^2.

Considerando que le GCB use el gas a la presión de 5kg/cm^2, su punto de licuación es de -30°C, es decir no requiere calentador. Aun mas, siendo el coeficiente de transferencia de calor del gas 2.5 veces mayor que la del aire, cualquier incremento de la temperatura, por efecto de energización, siempre será menor en caso de usarse aire.

No obstante la forma del electrodo, la capacidad dieléctrica del gas SF6 en un campo eléctrico uniforme es de 2.5 a 3 veces tan grande como la de la atmosfera y es igual a la del aceite aislante a una presión de 2 kg/cm^2 (a 20°C).

Por otra parte, teniendo una gran capacidad de pandeo en los electrones, el gas SF6 produce un arco nítido y de un buen rendimiento de extinción. [12]

2.7.5 Precauciones en el manejo del gas SF6.

En relación a las características venenosas del gas SF6, el resultado de los experimentos efectuados con conejos blancos y ratones revelan que el gas es inerte y no produce efectos de envenenamiento en el cuerpo humano. En el caso de los ratones se ha demostrado que pueden subsistir sin ningún impedimento en una atmosfera con una composición de 75% de SF6 y 25% de oxigeno durante un periodo de 14 ó 16 horas.

Los productos de descomposición (HF, SF4, SF2, S2F2, etc) debido a los efectos de la descarga de arco son dañinos. Razón por lo cual HITACHI ha realizado investigaciones para minimizar estos productos, controlando que la humedad en el interruptor sea de 150ppm o menor (la humedad en la atmosfera es de 20.000ppm por

volumen) o provocando la absorción de estos productos mediante el uso de absorbentes (Zeolita sintética). Debido a que después de la interrupción de una larga corriente, las pequeñas cantidades residuales en polvo de sulfato y fluoruros contenidos en el interior del tanque producen efectos dañinos en el cuerpo humano, es aconsejable usar durante la inspección detallada o en la sustitución de los contactos, mascara y guantes protectores. [12]

En vista de que el gas es 5.5 veces más pesado que el aire y además es incoloro, inodoro e inerte, mucha precaución debe tomarse en el sistema de ventilación e impedir el manipuleo del gas en un cuarto cámara cerrada.

En caso de que se escape una cantidad considerable del gas SF6 en un ambiente reducido, este flotara en los niveles inferiores y si la ventilación es deficiente, el porcentaje de contenido de oxigeno en la atmosfera disminuirá; razón por la cual se debe tener sumo cuidado en su manejo.

2.8 Seccionador.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Estas pueden ser de tipo horizontal, vertical y pantógrafo. [3]

Los utilizados en nuestro estudio son desconectadores PHL del tipo contacto por enganche, consistente de interruptor doble horizontal, con una tasa de voltaje desde 24kV hasta 300kV.

En los desconectores de tipo PHL:

1. Todas las partes están hechas en forma precisas para garantizar completa intercambiabilidad.

2. La base del cuerpo del conmutador, las partes contadoras movibles y estacionarias y otras que forman una unidad individual están cuidadosamente ensambladas mediante el uso de calibradores, de esta manera, la necesidad de un ensamblaje global con los aisladores como se requería en los modelos anteriores está eliminado.

3. Ellos pueden ser usados de ambas formas, con el tipo de aislador de estaquilla o con el tipo de aislador estacionario-poste.

4. Tal como se menciono en el punto 2, los aisladores no se requieren durante el ensamblaje; consecuentemente, los aisladores en general son embarcados separadamente. No obstante en algunas oportunidades pueden ser despachados conectados a la unidad. [12]

2.8.1 Estructura.

Estos desconectores tienen 3 unidades de columna aisladores para cada fase y conectado en la parte superior del centro de la columna una cuchilla, la cual, rota horizontalmente mediante un mecanismo de barra, abriendo y cerrando las tres fases simultáneamente. Los detalles de las partes principales de los desconectores son los siguientes:

- **Mecanismo giratorio de la cuchilla.**

Como se indica en la figura 2.16, la cuchilla esta soportada de tal manera que puede rotar libremente de la columna aisladora y alrededor de su propio largo eje. La fuerza operativa es transmitida a través del aislador, la palanca y el eslabón. Existe un eslabón de contacto C por debajo de la línea que conecta al contacto con el centro de cuchilla B. debido a que un resorte empuja el contacto C hacia abajo, ningún distorcionamiento de la cuchilla ocurre durante la rotación. [12]

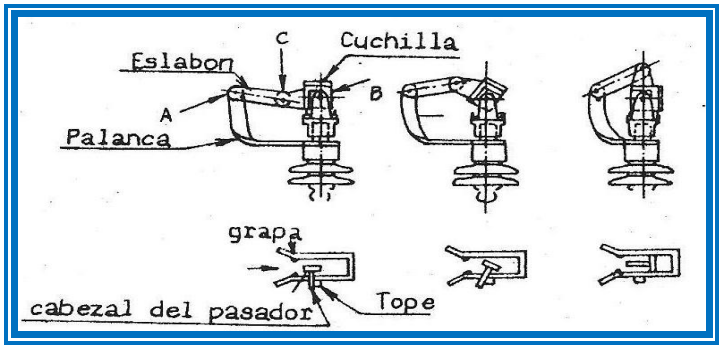


Figura 2.16 Mecanismo giratorio de la cuchilla. [12]

- **Fijación del contacto.**

La fijación del contacto es tensa cuando la sección de la cuchilla es perpendicular a la pinza y suelto cuando es horizontal. Los contactos electrónicos tales como cuchilla, pinza y terminales están tratados con un recubrimiento grueso de plata. Durante el ensamblaje debe tomar precaución para que esta parte no se dañe.

- **Cojinete.**

Cojinete de empuje tipo pivote son usados para el soporte de la cuchilla y la parte inferior de la columna giratoria del aislador. La estructura es simple y el mantenimiento es fácil ya que no requiere lubricación. [12]

2.8.2 Instalación.

1. La estructura d hierro para el montaje del desconector deberá ser nivelada a fin de asegurar una exacta posición horizontal y vertical. Los orificios de anclaje de la estructura de hierro y la posición de la fundación para el mecanismo operativo deberán ajustarse a las dimensiones indicadas en los planos enviados la empresa. Asegurarse de que los espaciados entre cada fase X e Y en las figuras 2.17 y 2.18 estén dentro de una tolerancia de ±5mm.

2. La base de la estructura de cada fase es señalada con los últimos cuatro dígitos del numero serial de fabricación. A estos números deberán añadírseles ordenadamente los siguientes sufijos A, B y C a partir del mecanismo operativo, tal como se indica en la figura 2.17; el N° A01234-1 correspondiente a la fase A, se india de la siguiente manera (234-1-A). de modo, que las unidades que tengan el mismo número serial deberán ser clasificadas conjuntamente y dispuestas en el siguiente orden: A, B y C a partir del mecanismo operativo. El mecanismo giratorio en la parte superior del centro de la columna de cada fase debe ser colocado al lado del mecanismo operativo. (figura 2.18).

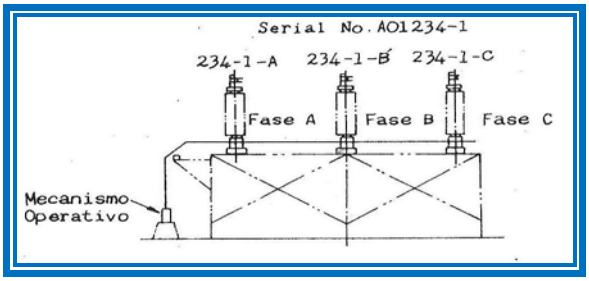


Figura 2.17 Bases de la estructura de cada fase. [12]

3. La mejor forma de suspender la unidad fasora sin ocasionar ningún deterioro al mecanismo giratorio es mediante el uso de una cuerda cuyos extremos están enganchados a la columna del aislador estacionario tal como se indica en la figura 2.18(a).

4. Las líneas centrales de estas fases deben ser alineadas. Si el centro es desviado como se indica en la figura 2.18(b), el ajuste se hará más dificultoso y la operación poco uniforme.

5. Excesiva tensión ejercida en los conductores de conexión provocaran que las columnas aisladoras se inclinen, tal como se indica la línea punteada C en la figura 2.18, causando un contacto pobre. Por lo consiguiente, mucha precaución debe ser tomada para que los conductores no halen las columnas aisladoras. Se observa además que si la base y la estructura metálica no están tensamente aseguradas, la columna aisladora puede inclinarse tal como se menciona anteriormente. [12]

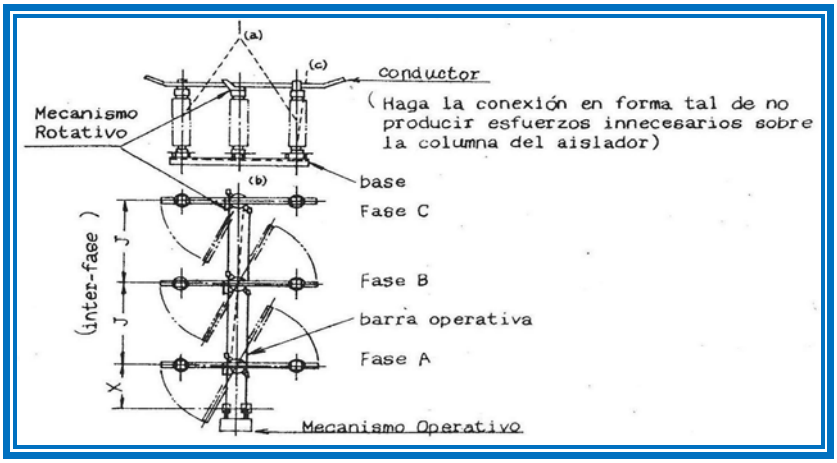


Figura 2.18 Mecanismo operativo de rotación. [12]

6. Antes de instalar el mecanismo operativo, este seguro que el numero serial de fabricación corresponde al desconector respectivo. La posición del mecanismo operativo deberá ser ajustada con los pernos de anclaje suspendidos desde su base en sus respectivos hoyos. Cuando la posición ha sido determinada, la mezcla es vaciada dentro de los hoyos de anclaje y después que se haya endurecido perfectamente, las tuercas deben ser firmemente tensadas.

2.8.3 Ajustes.

La instalación ha sido descrita anteriormente, las barras operativas están conectadas. Ahora, el ajuste es realizado de la siguiente manera:

1. Antes de conectar la barra operativa, se debe estar seguro que las columnas aisladoras de todas las fases no estén inclinadas. Para lograr este objetivo, la columna giratoria aisladora se rota suavemente a fin de observar las condiciones de contacto. Cuando la cuchilla entra en contacto con la abrazadera, el cabezal del perno debe colidir con los topes externos de la abrazadera y entonces la

cuchilla comienza a rotar alrededor de su propio eje suavemente atensado el contacto como muestra la figura 2.19.

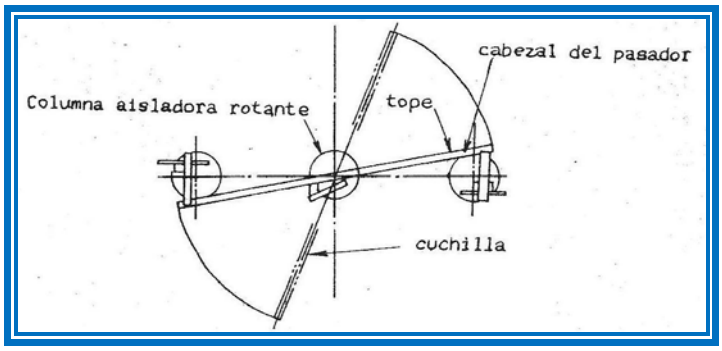


Figura 2.19. Columna giratoria aisladora. [12]

En vista de que un ajuste completo se ha hecho a nuestra satisfacción, ambos extremos pueden hacer suave y simultáneamente contactos si la estructura metálica está instalada horizontalmente y uniformemente. Si ambos extremos de la cuchilla no hacen contacto simultáneamente, un ajuste adicional es necesario hacerlo después que se hayan investigado las causas. Una práctica común para remediar un mal contacto cuando la base de los desconectores esta inclinada hacia la estructura de hierro desuniformemente, es insertado espaciadores apropiados entre ellos.

2. Usualmente, tres clases de barra operativas son suministradas, esto es para la sección interface J, sección X y sección Y (figura 2.21). [12]

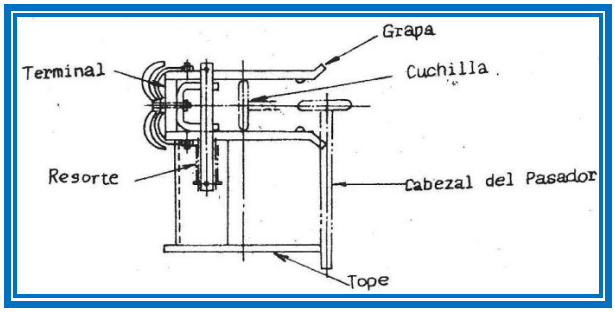


Figura 2.20 Disposición de las cuchillas. [12]

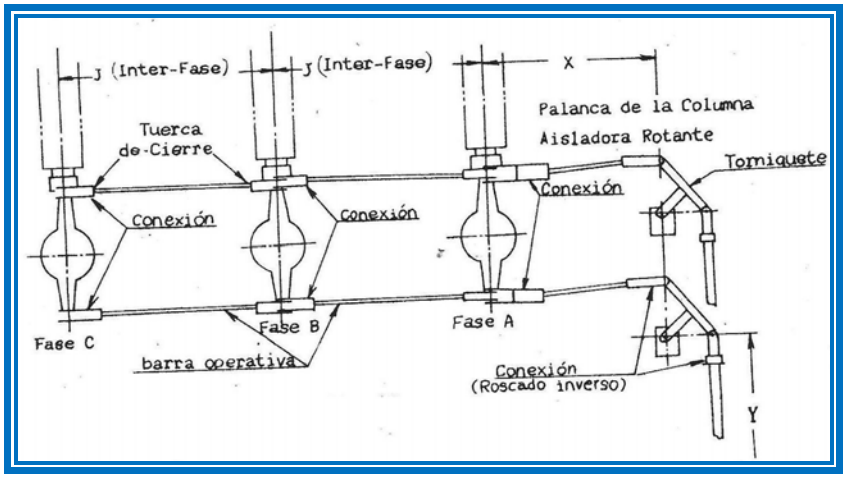


Figura 2.21 Barras operativas. [12]

3. Antes de proceder a conectar las barras operativas inter-fase, las cuchillas deberán ser dispuestas en la justa posición indicada en la figura 2.20 y luego, conectar las barras sin cambiar la posición de las cuchillas.

Debido a que un extremo de la barra operativa tiene en su brazo derecho piezas de conexión y en su otro brazo izquierdo extremo piezas de conexión, la longitud de cada barra inter-fase puede fácilmente ajustarse rotándola en ambas direcciones.

Refiriéndose a la figura 2.21 el pasador que une la pieza de conexión con la palanca del aislador giratorio esta previsto de una chaveta de bronce la cual deberá ser instalada sin falla dentro de los orificios a ambos extremos del pasador y el extremo de la chaveta girada hacia atrás.

4. Cuando las barras inter-fases están conectadas en la forma indicada en el parágrafo anterior, sus longitudes deberán ser ajustadas en forma tal que las tres fases golpeen los respectivos cabezales del pasador y los topes simultáneamente (figura 2.19) y las tuercas de cierre de las piezas de conexión deberán ser tensadas.

5. Luego, conecte la barra operativa para la sección X. haciendo esto, es importante, por una parte, colocar la cuchilla en tal forma que asegure una perfecta concordancia entre los centros de la palanca del aislador rotativo y la base y por la otra, coloque el codo de la palanca en tal forma que sus brazos estén vertical y horizontal respectivamente. Después que las longitudes de las barras operativas han sido propiamente ajustadas, deberá luego ser conectados. Esta es una forma simple para asegurar que la barra tiene la misma longitud de la parte izquierda que de la derecha.

6. Una vez completada la conexión para la sección X, el desconector es cerrado. Puesto ahora el mecanismo operativo manual en posición de cierre, se procede a la conexión de la sección Y. en este caso, el punto clave del ajuste, es llevada a cabo la conexión, logrando una tolerancia que permita que el pasador quede ligeramente suelto en todas sus partes, esto se logra, manteniendo la manivela de operación 5mm. por encima de su posición normal. Referirse a la figura 2.22. A medida que asegure demasiado la barra operativa, la operación resulta más pesada. Por tanto, esta barra debe ser fijada con un tensamiento adecuado. Los ajustes de las operaciones neumáticas son hechos de la misma forma. [12]

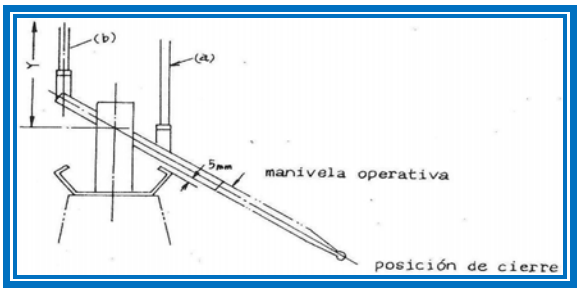


Figura 2.22 Manivela operativa. [12]

7. Las cuchillas, cuando han sido cerradas mediante la manivela de operación una vez terminado el ajuste indicado anteriormente, estarán en una posición de

contacto normal, tal como se indica en la figura 2.20. Si la sección de cualquier cuchilla falla en mantenerse vertical, la longitud de la barra operativa para Y sobre el lado (a) mostrardo en la figura 2.22, deberá ser acortada apropiadamente. En caso de las operaciones tipo neumáticas, los ajustes indicados se realizan mediante la manivela de operación, una vez efectuada la operación neumática.

8. Si la altura de la estructura de hierro es mayor que 4000 mm. o muy cercana la barra tiene que estar compuesta de dos o tres barras unidas entre si hasta lograr la altura de un caso individual. Las barras, cuando están operando, están sujetas a una pequeña oscilación de derecha a izquierda, en caso de que los desconectores estén montados a una altura de 5000 mm. aproximadamente desde el nivel tierra. Para prevenir tales oscilaciones, es aconsejable usar ciertas grapas o abrazaderas las cuales se suponen deben ser preparadas por el cliente, ya que sus formas dependen de la particularidad constructiva de la estructura de hierro. Un ejemplo de esta abrasadera es mostrado en la figura 2.23. Estas abrazaderras deben ser instaladas cerca del centro de la barra operativa Y.

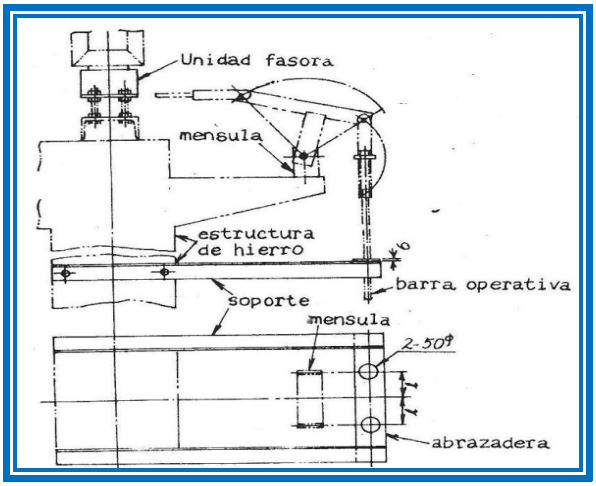


Figura 2.23. Abrazaderas. [12]

2.8.4 Dispositivo para puesta a tierra.

La instalación y mantenimiento del dispositivo para puesta a tierra debe ser hecho después que el ensamblaje de la parte principal del conector ha sido ajustado hasta su condición final.

1. Antes de proceder a explicar cómo deberá ser instalado el dispositivo, es conveniente hacer un breve resumen de las partes que lo conforman:

- Cuchillas para aterrar (para cada fase).
- Grapas para aterrar (para cada fase).
- Topes (para cada fase).
- Ménsulas (para cada fase).
- Husillos (común para todas las fases).
- Dispositivos de intercierre (un conjunto, compuesto por una palanca de intercierre, de una barra y un eslabón de intercierre).
- Barras operativas (1 par).
- Peso muerto (solamente para rangos entre 120kV – 300kV; para rangos entre 33kV – 88kV están omitidos).

2. De las partes mencionadas anteriormente, las grapas, los topes y las ménsulas son instaladas primero. Luego, para un rango de 33kV – 88kV, el huesillo, con la palanca

(a) fija de antemano de la figura 2.24, se conecta a la mesula y se ajusta para obtener una rotación suave.

3. Fijar la palanca (b) al huesillo, para un rango de 120kV – 300kV, y conforme a lo expuesto anteriormente, instalar el mecanismo operativo tal como se hizo en el ensamblaje principal del desconector.

4. Luego, instalar las barras operativas fijando la palanca y la manivela horizontalmente, tal como se indica en la figura 2.24(c), (d), después que las juntas metálicas han sido ajustada en tal forma de asegurar una precisa e igual longitud para ambas barras. [12]

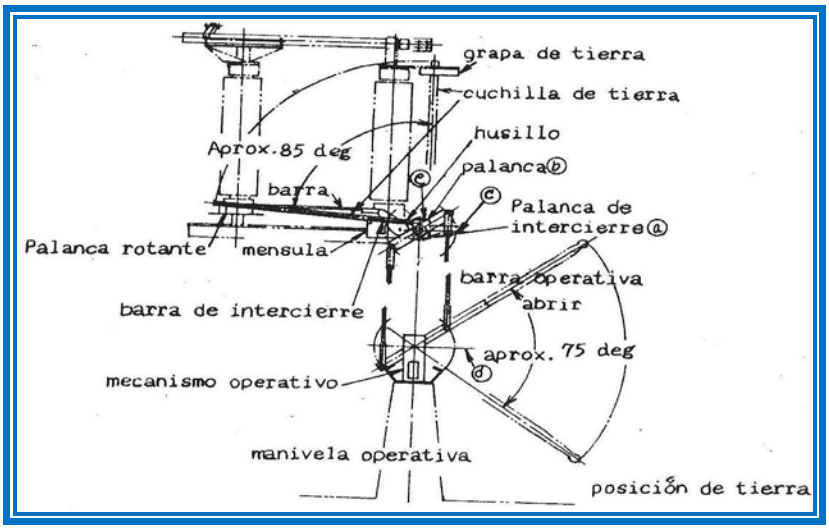


Figura 2.24. Barras operativas fijando palanca y manivela horizontalmente. [12]

5. Una vez que la manivela operacional ha sido colocada en la posición a tierra, la cuchilla de cada fase es asegurada al husillo. Para lograr este objetivo, hay que fijar las cuchillas a tierra adecuadamente profundas dentro de las grapas y tensar los pernos de la base (figura 2.24e) de las cuchillas correspondientes.

6. Después de haber instalado las cuchillas para tierra, operar la manivela y observar si las cuchillas para tierra simultáneamente hacen contacto con los grapas. En caso de que exista un desfasaje en el contacto, aflojar los tornillos de la base (figura 2.24e) y reténselo hasta un ajuste satisfactorio.

7. Asegurar que las cuchillas para aterrar estén justamente por encima de los topes cuando han sido puestas en su posición ´´apagada´´ operando la manivela hacia arriba.

8. Después que el ajuste anterior ha sido perfectamente concluido, es necesario insertar el husillo en un orificio de dimensiones perfectamente bien definidas y taladrado sobre la base de la cuchilla. Luego hay que asegurar firmemente las cuchillas para aterrar mediante tornillos y tuercas para evitar cualquier giro. Conectar la palanca de intercierre en la figura 2.24(a) al eslabón de intercierre mediante una barra y ajuste la longitud de la barra en forma tal que no se originen fricciones anormales entre el pasador de cierre y la guía cuando es operado el desconector.

9. Las cuchillas del desconector principal y las cuchillas para aterrar están intercerradas tal como se indica en la figura 2.25.

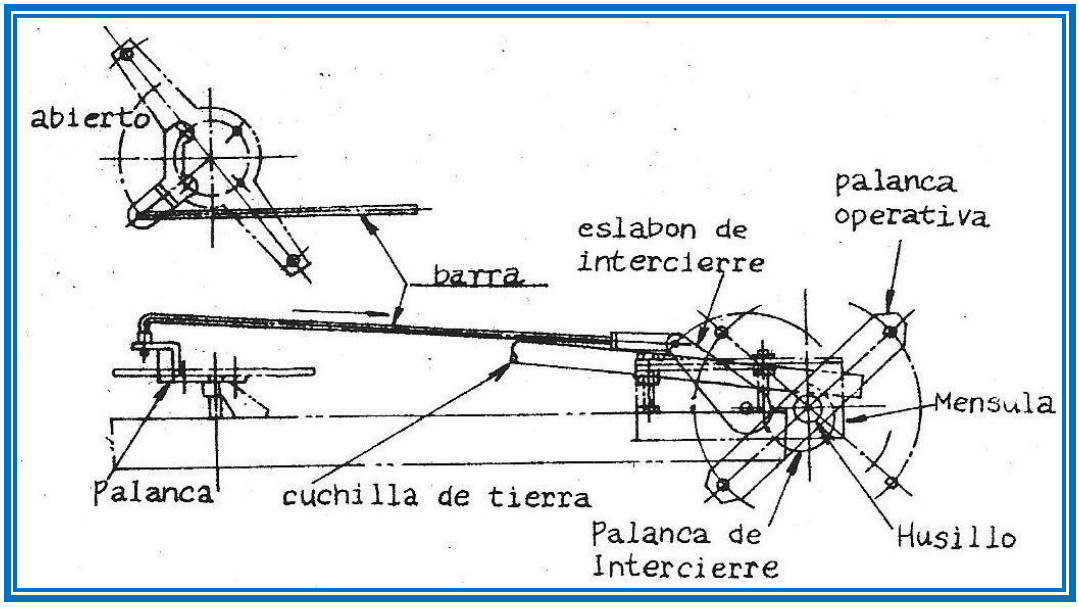


Figura 2.25(a). Posición de cierre de la cuchilla del desconector principal. [12]

Para aterrar la barra se debe mover en la dirección indicada por la flecha, pero esta es prevenida mediante el pasador de cierre y la guía.

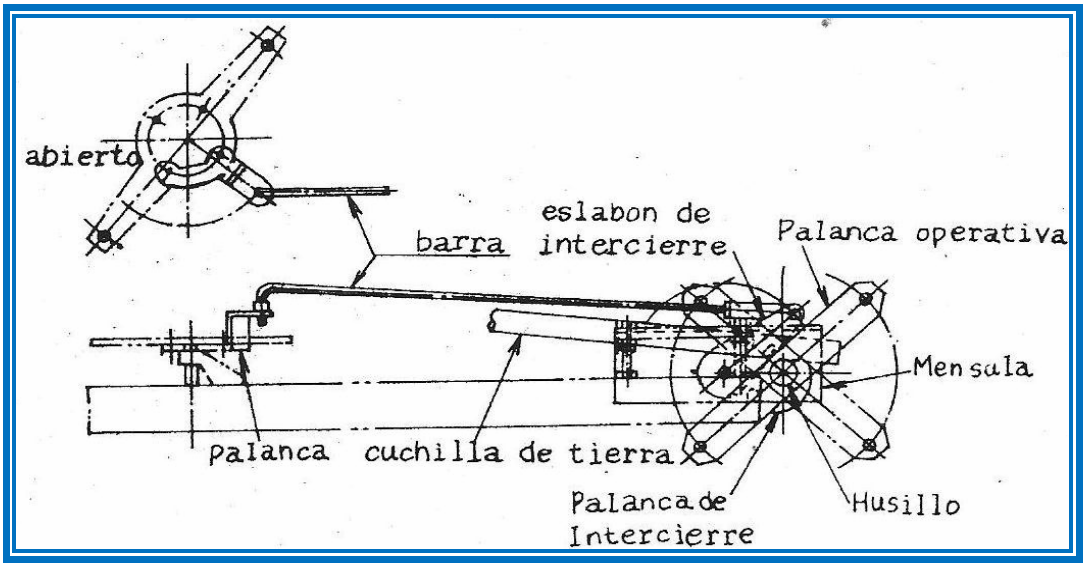


Figura 2.25 (b). Posición abierta de la cuchilla del desconector principal. [12]

La cuchilla de aterrar es capaz de hacer esta conexión mostrada en la figura 2.25(c).

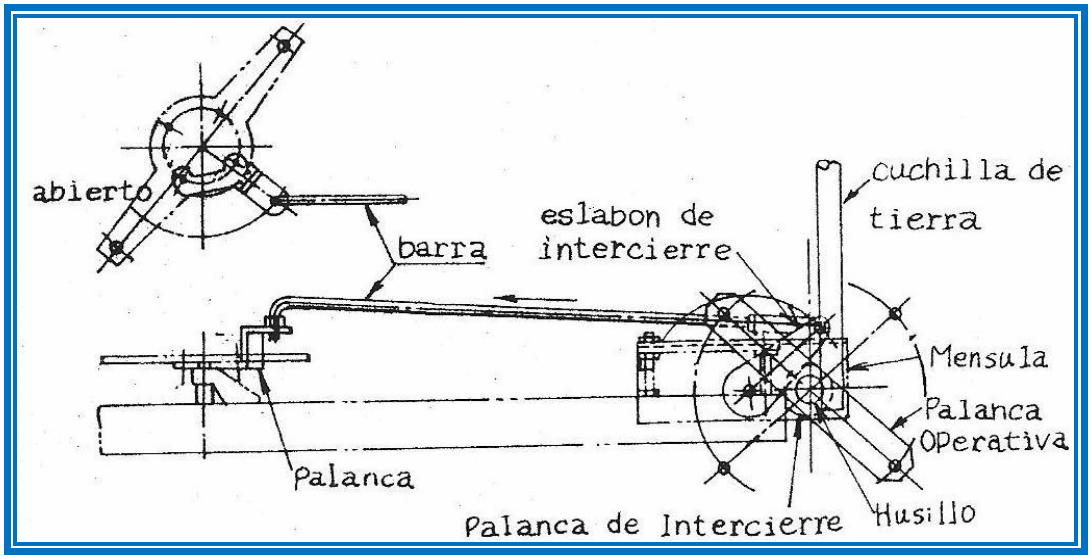


Figura 2.25(c). Posición a tierra. [12]

Cuando se aterra, la cuchilla del desconector principal no puede cerrarse debido a que el pasador de cierre y la guía obstruyen su movimiento en la dirección de la flecha. [12]

2.9 Barras.

2.9.1Tipos de Barras.

Todas las barras de un sistema eléctrico de potencia, se clasifican por lo general en tres categorías que son: barras de generación, barras de cargas y barra de compensación o swing.

2.9.1.1 Barra de Generación.

Cualquiera barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama de voltaje controlado. En las barras en la que hay un generador conectado se puede controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud de voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, cada barra con generador se puede especificar apropiadamente P y $|V|$. La potencia reactiva del generador Q que requiere para mantener el voltaje programado $|V|$ no se puede conocer por anticipado. Por razones obvias, a una generación se le llama voltaje controlado o barra PV. Ciertas barras sin generadores pueden tener la capacidad de controlar el voltaje; a tales barras se le llaman barras de voltaje controlado y la potencia real que generan es simplemente cero **[5].**

2.9.1.2. Barra de Carga.

Conocida como barra P-Q, debido a que en éste se especifican las potencias activas (P), y reactivas (Q). En cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, P y Q son ceros y la potencia real P y reactiva Q que es tomada del sistema por la carga (entrada negativa al sistema) se conocen los registros históricos, de la planeación de carga o de mediciones. Con frecuencia en la práctica solo se conoce la potencia real y la potencia reactiva, la cual se basa en factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor [5].

2.9.1.3 Barra de Compensación o Swing.

También se conoce como barra de referencia, y es donde se especifican la magnitud del voltaje (V), y el ángulo de fase. El ángulo del voltaje en la barra de

compensación sirve como referencia para los ángulos de todo los demás voltajes de barra. El ángulo particular que asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de P y Q. Esta barra se selecciona para suministrar las potencia activa y reactivas adicionales, demandadas por las pérdidas en el sistema de transmisión, por lo que los valores P y Q en la barra Slack se conocen, hasta se ha obtenido la solución final. Si no se especifica una barra compensadora, entonces se toma una barra de generación con un valor alto de potencia activa (P), como compensador. Para un sistema dado puede haber más de una barra compensadora [5].

2.10 Flujo de carga.

Un flujo de carga se puede definir como el paso de potencia instantánea entre un punto del sistema y otro, en operaciones normales o en estado de falla. [1]

En cualquier sistema eléctrico el flujo de potencia es continuo y cambiante en magnitud o sentido, en condiciones normales de operación o en estado de contingencia. Es por ello que los elementos que integran al sistema están frecuentemente sometidos a dichos cambios o esfuerzos, disminuyendo de esta manera, poco a poco la vida útil de los equipos y causando deterioro físico en los restantes elementos de la red. [1]

Los estudios de flujo de potencia, o comúnmente conocidos como estudios de flujo de carga, son muy importantes al evaluar la operación del sistema de potencia, al controlarlo y planearlo para futuras expansiones, bien sea expansión de carga, generación o ambas. [1]

2.10.1 Requerimiento para un estudio de flujo de carga.

Realizar los cálculos correspondientes a un estudio de flujo de carga en forma manual resulta un tanto tedioso y se lleva mucho tiempo en resolver el problema (según el tamaño del sistema en estudio), además se reserva un porcentaje considerable para un posible error de cálculo al emplear métodos numéricos iterativos en forma manual. [1]

Independientemente del método que se utilice para el estudio de flujo de carga, son necesarios una serie de datos entre los cuales se mencionan:

Valores de impedancia de las líneas que conectan a cada barra. Para el caso de flujo de carga solo interviene la red de secuencia positiva ya que el acoplamiento mutuo con las redes de secuencia negativas y cero es despreciable.

Características de los transformadores. Además de la impedancia y el voltaje del transformador existen otros elementos importantes en los transformadores, como es el tipo de conexión (delta o estrella), la ubicación (primario o secundario) y posición del TAP y si esta aterrado. [1]

Especificaciones del tipo de barra. En cada barra hay que decidir si se mantiene constante el valor de la tensión o la potencia reactiva. Lo normal es fijar la potencia reactiva en las cargas y el valor de la tensión en las barras de generación. [1]

2.10.2 Métodos para obtener flujo de carga con el simulador power factory.

- Gauss-Seidel.
- Newton-Raphson.

2.10.2.1 Método de Gauss-Seidel.

El método de Gauss-Seidel, es un método iterativo y por lo mismo, resulta ser un método bastante eficiente. Comenzamos con nuestro sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 &+ a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 &+ a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n = b_2 \\ &\vdots \qquad\qquad\qquad \vdots \\ a_{n1}x_1 &+ a_{n2}x_2 + \cdots + a_{nn}x_n = b_n \end{aligned} \tag{2.1}$$

De la ecuación 1 despejemos x_1, de la ecuación 2 despejemos x_2, …, de la ecuación n despejemos x_n. Esto nos da el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\begin{aligned} x_1 &= \frac{b_1 - a_{22}x_2 - \cdots - a_{1n}x_n}{a_{11}} \\ x_2 &= \frac{b_2 - a_{21}x_1 - \cdots - a_{2n}x_n}{a_{22}} \\ &\vdots \\ x_n &= \frac{b_n - a_{11}x_1 - \cdots - a_{nn-1}x_{n-1}}{a_{nn}} \end{aligned} \tag{2.2}$$

Este último conjunto de ecuaciones son las que forman nuestras fórmulas iterativas. Para comenzar el proceso iterativo, le damos el valor de cero a las variables $x_2, \cdots, x_n$; esto nos dará un primer valor para x_1. Más precisamente, tenemos que:

$$x_1 = \frac{b_1}{a_{11}} \tag{2.3}$$

Enseguida, sustituimos este valor de x_1 en la ecuación 2, y las variables $x_3, \cdots, x_n$ siguen teniendo el valor de cero. Esto nos da el siguiente valor para x_2:

$$x_2 = \frac{b_2 - a_{21}\left(\frac{b_1}{a_{11}}\right)}{a_{22}} \qquad \textbf{(2.4)}$$

Estos últimos valores de x_1 y x_2, los sustituimos en la ecuación 3, mientras que $x_4, \cdots, x_n$ siguen teniendo el valor de cero; y así sucesivamente hasta llegar a la última ecuación. Todo este paso, nos arrojará una lista de primeros valores para nuestras incógnitas, la cual conforma nuestro primer paso en el proceso iterativo. Digamos que tenemos:

$$\begin{aligned} x_1 &= \alpha_1 \\ x_2 &= \alpha_2 \\ &\vdots \\ x_n &= \alpha_n \end{aligned} \qquad \textbf{(2.5)}$$

Volvemos a repetir el proceso, pero ahora sustituyendo estos últimos datos en vez de ceros como al inicio, obtendremos una segunda lista de valores para cada una de las incógnitas. Digamos que ahora tenemos:

$$\begin{aligned} x_1 &= \beta_1 \\ x_2 &= \beta_2 \\ &\vdots \\ x_n &= \beta_n \end{aligned} \qquad \textbf{(2.6)}$$

En este momento, podemos calcular los errores aproximados relativos, respecto a cada una de las incógnitas. Así, tenemos la lista de errores como sigue:

$$\begin{aligned} |\epsilon_{a,1}| &= \left|\frac{\beta_1 - \alpha_1}{\beta_1} \times 100\%\right| \\ |\epsilon_{a,2}| &= \left|\frac{\beta_2 - \alpha_2}{\beta_2} \times 100\%\right| \\ &\vdots \\ |\epsilon_{a,n}| &= \left|\frac{\beta_n - \alpha_n}{\beta_n} \times 100\%\right| \end{aligned} \qquad \textbf{(2.7)}$$

El proceso se vuelve a repetir hasta que:

$$|\epsilon_{a,i}| < \epsilon_s, \qquad \forall i = 1,2,\cdots,n \qquad \textbf{(2.8)}$$

donde ϵ_s es una cota suficiente prefijada. [10]

2.10.2.2 Método de Gauss Seidel aplicado al estudio de flujo de carga.

El método consiste en asignar valores estimados a los voltajes desconocidos y calcular en forma iterativa nuevos valores de voltaje para cada barra, los cuales son usados en una nueva iteración hasta la convergencia total.

La ecuación básica empleada por el método de Gauss Seidel es la relacionada con la corriente que entra a cada barra en función de la potencia asociada. La corriente que entra en la barra K es:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k} = Y_{K1}V_1 + Y_{K2}V_2 + \cdots + Y_{KK}V_K + Y_{Kn}V_n \qquad \textbf{(2.9)}$$

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k} = \sum_{m=1}^{N} Y_{km} V_m$$

Por lo que

$$V_k = 1/Y_{kk}\left((P_k - jQ_k)/V_k - (Y_{K1}\, V_1(1+)\, Y_{K2}\, V_1(2+\cdots \quad \ldots\ldots +)\, Y_{KK}\, V_1(K+)\, Y_{Kn}\, V_n\right))$$

$$V_k = 1/Y_{kk}\left((P_k - jQ_k)/V_k - \Sigma_1(m=1)^{\dagger} N \equiv [Y_{km}\, V_m]\right) \quad \textbf{(2.10)}$$

Siendo Y_{km} los valores de la matriz de admtancia de barra, los cuales dependen de las impedancias de las líneas de transmisión entre las diferentes barras, de las impedancias de los transformadores y de las capacitancias a tierra. La forma de tratar las ecuaciones depende del tipo de barra (barra oscilante, de carga y generación).

La potencia aparente que entra a la barra k es:

$$S_k^{*} = P_k - jQ_k = V_k^{*} \sum_{m=1}^{N} Y_{km} V_m \quad \textbf{(2.11)}$$

Por lo que la potencia reactiva es:

$$Q_k = -I_{mag}\left[V_k^{*} \sum_{m=1}^{N} Y_{km} V_m\right] \quad \textbf{(2.12)}$$

El voltaje se calcula de la ecuación anterior. Como la magnitud del voltaje ya se ha especificado, se aprovecha solamente el ángulo, corriendo el valor calculado con la siguiente ecuación:

$$\frac{|Vk|_{especificado}}{|Vk|_{calculado}} * |Vk|_{calculado} \quad \textbf{(2.13)}$$

El proceso iterativo se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Se calcula la matriz de admitancia de barra del sistema.

2. Se tomaran como valores iniciales de voltajes la magnitud y ángulo en la barra oscilante y la magnitud en las barras de generación.

3. Si se trata de una barra PQ se asumirán como valores iniciales la magnitud y el ángulo del voltaje en esa barra (por ejemplo 1 < 0°). Los valores de P y Q tendrán valores negativos si se tratan de una carga y positivo si se trata de un generador.

4. Si se trata de una barra PV se como valor inicial la magnitud del voltaje y será especificado y se asume el valor del ángulo. Antes de calcular el voltaje se calcula previamente la potencia reactiva Q, mediante la ecuación (2.12).

5. Los valores iniciales estimados se colocan en el lado derecho de la ecuación (2.10) y se calculara el nuevo voltaje en el lado izquierdo de la misma.

6. En la barra de generación se corrige el valor calculado en el lado derecho mediante la ecuación (2.13).

2.10.2.3 Método Newton-Raphson.

Este método consiste de proporcionar un Xi inicial de aproximación a la raíz analítica **r** en seguida se evalúa la función en Xi obteniéndose f(Xi) se traza una recta tangente que intercepta en Xi+1 al eje de las X. a este punto se le llama raíz nueva de aproximación a la **r.** [10]

Algoritmo:

1. Dada una función f(X)=0, obtener la primera y segunda derivada.

2. Elegir un valor inicial X0. Este valor inicial debe cumplir con el criterio de convergencia.

3. Obtener una nueva aproximación evaluando la formula general del método (Xn+1=Xn-f(Xn)/f`(Xn)).

4. Evaluar la aproximación relativa (| (Xn+1 – Xn)/Xn+1|< Tolerancia).

   Tenemos la formula de Newton- Raphson. Además, existe un estudio de la convergencia del método, donde G(x) se acota, teniendo la formula de convergencia como:

$$f(\varphi) = f(Xo) + f(Xo)(\varphi - Xo) = 0 \qquad \textbf{(2.14)}$$

Cabe señalar que el método de Newton-Raphson es convergente en forma cuadrática, es decir, que el número de cifras decimales correctos se duplica aproximadamente proporcional al cuadrado del error anterior.

La ventaja de este método es que, al ser un método iterativo, este entrega una sucesión, resoluciones aproximadas, convergiendo más rápidamente al valor buscado y se usan menos operaciones aritméticas. [10]

2.11 Cortocircuito.

Se entiende por cortocircuito aquellos defectos provocados por un contacto entre un conductor y tierra o bien entre conductores. Cuando tal defecto se produce en instalaciones eléctricas de alta tensión, dicho contacto tiene lugar a través de un arco eléctrico, con las consecuencias correspondientes al mismo. [5]

2.11.1 Tipos y consecuencias de los cortocircuitos.

Los cortocircuitos por lo general no afectan a todos los conductores de una forma simultánea. En el caso de redes trifásicas cuya tensión de servicios sea igual o superior a los 60KV, la experiencia demuestra que del 70 al 80% de los cortos circuitos se producen, o al menos empiezan, entre una fase y tierra. Teniendo en cuenta además que si el defecto no se elimina con suficiente rapidez, el arco puede alcanzar la segunda e incluso la tercera fase. [5]

2.11.1.1 Tipos de cortocircuito.

- **Cortocircuito tripolar o simétrico:** Los defectos entre las tres fases, trifásicos o tripolares (cortocircuitos simétricos) son aquellos en los que las tres tensiones correspondientes al punto del cortocircuito son nulas y las tres fases presentan cargas de cortocircuito simétricas. [5]

- **Cortocircuito bipolar sin defecto a tierra**: Los cortocircuitos entre dos fases o bipolares sin defecto a tierra, aparecen excepcionalmente y son debidos prácticamente a causas mecánicas. Cuando aparecen lo hacen con corrientes simétricas de cortocircuito menores, en un principio, que las que se presentan en los cortocircuitos tripolares. [5]

- **Cortocircuito bipolar con defecto a tierra:** Se produce en las mismas circunstancias y las mismas características que los anteriores, pero son menos frecuentes. [5]

- **Cortocircuitos unipolares a tierra:** Este tipo es el más frecuente en redes con puesta a tierra a través de una impedancia de bajo valor óhmico, la corriente de cortocircuito dirigida a tierra puede superar la mayor corriente que aparezca en un cortocircuito tripolar. [5]

- **Cortocircuito de doble contacto a tierra:** Se presenta en redes con neutro aislado o en aquellas con puesta a tierra compensante. Esta corriente no puede ser mayor que la correspondiente a un cortocircuito bipolar con o sin contacto a tierra.

En la figura 2.26 se observan diferentes tipos de fallas posibles a presentarse en un sistema eléctrico.

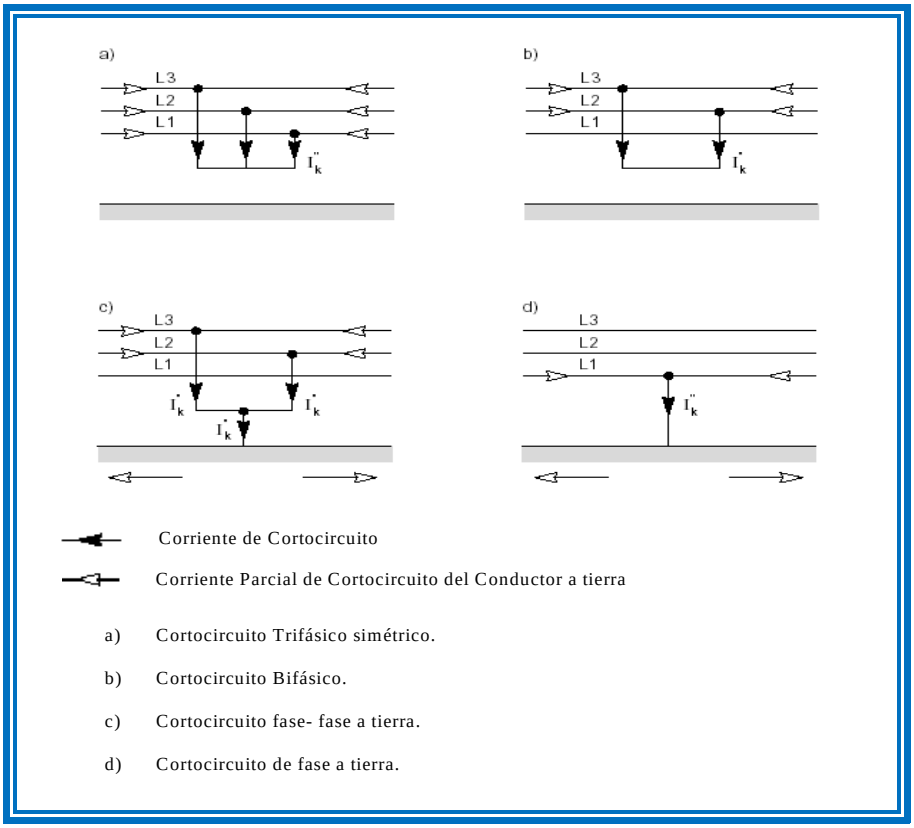


Figura 2.26. Tipos de Cortocircuitos.[5]

2.11.1.2 Consecuencia de los cortocircuitos.

En general, la presencia de un cortocircuito sobre una red provoca sobreintensidades, caídas de tensión y desequilibrios en las tensiones y corrientes de las tres fases. Estos fenómenos, cuya importancia depende de la constitución de la red, originan toda una serie de consecuencias que se indican a continuación:

- **Calentamientos debidos a las corrientes de cortocircuito y averías originadas por los arcos.** Los calentamientos producidos por las corrientes de cortocircuitos son de temer, particularmente en los cables subterráneos de media tensión que poseen una tolerancia calorífica considerable. Los arcos producen frecuentemente desperfectos

importantes, los que contornean las cadenas de aisladores puede causar la destrucción de estos; por esto se suele equiparar estas cadenas con cuernos o anillos de guarda que separan el arco de los aisladores. [5]

- **Accidente en disyuntores.** Los disyuntores y fusible deben tener una capacidad de ruptura adecuada para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni representar peligro para el personal y el equipo eléctrico. Además de la suficiente capacidad de ruptura, para eliminar las averías con rapidez y seguridad, el disyuntor o fusible debe tener también una capacidad instantánea suficientemente para resistir los efectos de los valores máximos de la corriente de cortocircuito. [5]

- **Esfuerzos electrodinámicos anormales.** El paso de las corrientes muy intensas va acompañado de esfuerzos electrodinámicos muy importantes que pueden producir deformaciones de barras y conexiones, rotura de aisladores soportes e incluso averías considerables sobre los arrollamientos de las bobinas de reactancia y de los transformadores, si estos no tienen la rigidez mecánica suficiente. [5]

- **Caída de tensión elevadas**. Las corrientes de cortocircuito al atravesar los diferentes elementos de la redes, provocan caídas de tensión que pueden provocar el desenganche de las maquinas sincrónicas o asincrónicas y poner en peligro la estabilidad de las redes. [5]

2.11.2 Estudio del cortocircuito.

Un estudio de corto circuito se inicia siempre con un diagrama unifilar del sistema por estudiar en donde se indiquen todos los elementos que van a intervenir,

especialmente las fuentes y elementos pasivos dando los valores de potencias, tensiones e impedancias siempre que sea posible. [6]

Normalmente las impedancias de las maquinas eléctricas como generadores, transformadores, convertidores sincrónicos, motores síncronos y motores de inducción están expresadas en porciento referidas a sus propias bases de potencia y tensión y en ocasiones es necesario o conveniente expresar estas cantidades en por unidad la relación entre una cantidad expresada en porciento y otra en por unidad esta dad por:

$$\mathbf{Z\%= Z0/1 \times 100} \qquad \mathbf{(2.15)}$$

O bien:

Siendo: Z% la impedancia expresada en porciento

Z 0/1 la impedancia expresada en por unidad.

Cuando una impedancia esta expresada en ohms como ocurre con las líneas de transmisión y se desea expresar en porciento refiriéndola a una potencia base expresada en KVA y a una tensión base expresada en KV se emplea la expresión:

$$Z\% = \frac{Z(\Omega) x\ KVAbase}{(KVbase)^2 x\ 10} \qquad \mathbf{(2.16)}$$

Siendo:

$Z(\Omega)$ La impedancia expresada en ohms.

KVA base la potencia base expresada en KVA.

KV base la tensión base expresada en KV. [6]

Es común que en algunos sistemas no se conozcan los valores de impedancia de algunos elementos del sistema, a tal efecto se pueden emplear las siguientes expresiones que dan el valor de impedancia expresadas en %/MVA. [6]

Generadores Sincrónicos

$$X''d = \frac{X''d \; x \; Vn^2}{100 \; x \; PN} \; (\%). \qquad \textbf{(2.17)}$$

Donde:

X´´d = valor inicial de reactancia subtransitoria en porciento.

Vn = tensión nominal del generador en KV.

PN = potencia nominal del generador en KVA.

Maquinas sincrónicas

$$X_G = \frac{X''d}{PN} \quad \%/\text{MVA}. \qquad \textbf{(2.18)}$$

Donde:

$X''d$ = reactancia subtransitoria de la maquina expresada en %.

PN = potencia nominal de la maquina expresada en MVA.

El valor de la reactancia subtransitoria $X''d$ es el considerado para estudio de corto circuito. [6]

2.11.3 Métodos para obtener nivel de corto circuito con el simulador power factory.

Los cálculos de cortocircuito obtenidos por el simulador se basar prácticamente en las siguientes normas:

- ANSI C 37.
- IEC 60909.

2.11.3.1 Ansi C37.

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de la falla para el medio y alto voltaje son ANSI std C37. 010- 1979, ANSI Std C37.5-1979.

Las normas de ANSI que se dirigen cálculos de la falla para los sistemas de bajo-voltaje (debajo de 1000V), es los ANSI Std C37.13-1990. [8]

En esta norma se definen tres tipos de corrientes de cortocircuito, dependiendo del marco de tiempo de interés tomado del principio de la falla, como:

- **Corriente de primer ciclo**. Las corrientes de primer ciclo, también llamadas corrientes momentáneas, son las corrientes de ½ ciclo después de la iniciación de la falla; ellas enfrentan la relación para el servicio de los interruptores del circuito cuando están resistiendo corrientes de cortocircuito.

- **Corriente de interrupción.** Son las corrientes del cortocircuito en el intervalo de tiempo de 3 a 5 ciclos después iniciación de la falla. Ellas relacionan a las corrientes percibidas por el equipo de interrupción al aislar una falla. Ellas también son llamadas corrientes de apertura de contacto. Estas corrientes son asimétricas; es decir, ellos contienen componente DC, pero se da consideración debida ahora al decremento de la componente AC debido a que ha pasado el tiempo del principio de la falla.

- **Corriente de tiempo retardado**. Son corrientes de cortocircuito que existen más allá de 6 ciclos (y a 30 ciclos) de la iniciación de la falla. Ellos son útiles

determinando si las corrientes son censadas por los relés de retardo y en evaluar la sensibilidad de los relés de sobre corriente. Estas corrientes son asumidas para no contener ningún desplazamiento de la componente DC. [8]

2.11.3.2 Iec 60909.

Esta norma general se puede utilizar para tratar los distintos tipos de cortocircuitos permanentes (simétricos o asimétricos) que pueden producirse en una instalación eléctrica:

- Cortocircuito trifásico (las tres fases incluidas), en general, es el que produce las corrientes más altas. [9]

- Cortocircuito bifásico (entre dos fases), corrientes más bajas que los fallos trifásicos.

- Cortocircuito bifásico a tierra (entre dos fases y tierra).

- Cortocircuito de fase a tierra (entre una fase y tierra), el tipo más frecuente (el 80% de todos los casos).

- Un componente de CA, que disminuye hasta su valor de régimen permanente, provocado por las distintas máquinas giratorias y en función de la combinación de sus constantes de tiempo.

- Un componente de CC, que disminuye hasta cero, provocado por la iniciación de la corriente y en función de las impedancias del circuito.

El método, basado en el teorema de superposición de Thevenin y la descomposición en componentes simétricos, consiste en aplicar al punto de cortocircuito una fuente equivalente de tensión para determinar la corriente. El cálculo se realiza en tres pasos:

- Definir la fuente equivalente de tensión aplicada al punto de fallo. Representa la tensión existente justo antes del fallo y es la tensión nominal multiplicada por un factor que tiene en cuenta las variaciones de fuente, los conmutadores de regulación en carga del transformador y el comportamiento subtransitorio de las máquinas. [9]

- Calcular las impedancias, tal como se ven desde el punto de fallo, de cada ramificación que llega a este punto. Para los sistemas directos e inversos, el cálculo no tiene en cuenta las capacidades de líneas y las admitancias de cargas no giratorias en paralelo.

- Una vez definidos los valores de tensión y admitancia, calcula los valores mínimos y máximos característicos de las corrientes de cortocircuito. [9]

CAPITULO III

DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL Y CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES

3.1 Diagnostico de la situacion actual.

Planta Guanta, pertenece al sistema de transmisión de la Región 1 de CADAFE, tiene cuatro salidas de línea de 115kV hacia la subestación Guaraguao, la subestación Bordones y dos líneas hacia la subestación Guanta II, posee dos transformadores (6MVA y 10MVA) que entran en servicio en caso de presentarse una falla en la distribución del municipio de Guanta y un transformador de 10MVA el cual se dirige a Pertigalete a través de una línea de 13.8kV para su distribución, esta subestación es de esquema de barra simple como se puede observar en la figura 3.1.

Actualmente en la parte de generación la planta no está aportando potencia al sistema eléctrico de Oriente debido a que los dos generadores instalados (generador N°6 y N°7) están fuera de servicio, uno por presentar daños graves a nivel del compresor en los alabes del rotor, estator y carcasa y el otro debido a que su tiempo de funcionamiento máximo establecido por los fabricantes se cumplió, el cual es de 25 años, quedando para mantenimiento mayor ambos generadores.

La subestación eléctrica de Guanta es la encargada de funcionar como punto de conexión o conmutación, para líneas de transmisión, circuitos de generación, alimentadores y otros componentes. Actualmente se encuentra operativa pero su condición no es favorable para el sistema eléctrico de Oriente, sobre todo en el valor de tensión de las barras el cual es de 104.82kV, encontrándose muy por debajo de su valor nominal el cual es de 115kV.

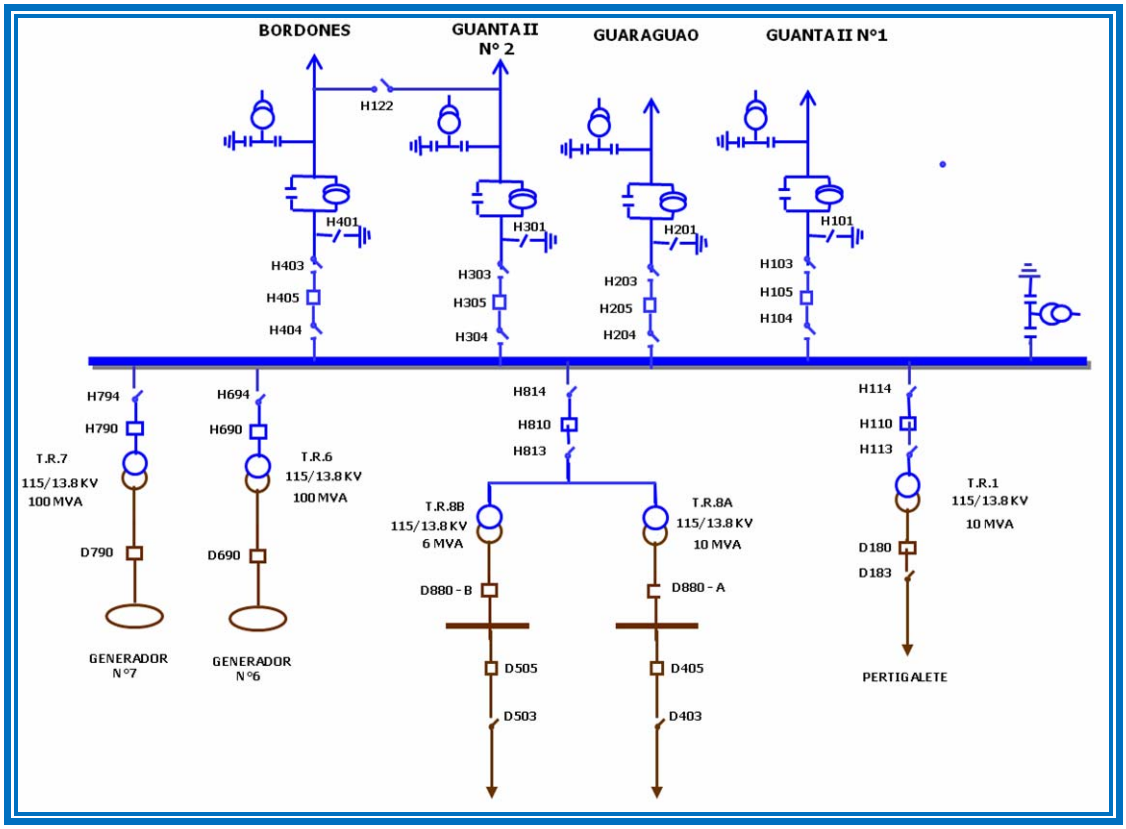


Figura 3.1. Diagrama Actual de Planta Guanta.

La caída de tensión aparte de ser por falta de generación en la planta se debe también a la distancia que existe entre las subestaciones y a su vez por la pérdida que se produce por efecto Joule, teniendo en cuenta que la mayor parte de la energía eléctrica proviene de los desarrollos hidroeléctricos construidos por CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional) los cuales suministran energía mediante un sistema de transmisión que opera a 765kV, 400kV y 230kV, llegando a la subestación de Barbacoa II para transformar el voltaje de 400/230kV mediante dos transformadores de 450MVA, luego por la subestación Barbacoa I, la cual es una de las primeras y más importantes subestaciones de 230kV del estado Anzoátegui, está asociada al sistema Troncal de Transmisión Oriental perteneciente al Sistema Interconectado

Nacional que suministra los bloques de energía a la Región 1, es de esquema de barra principal y barra de transferencia, tiene una salida de líneas de 230kV a Guanta II y cinco salidas de líneas de 115kV, hacia las subestaciones Curaguaro, Chuparin, Parchita, Barcelona y hacia la subestación la Isleta, estas salidas se obtuvieron mediante dos transformadores de 200MVA y dos de 100MVA. De Guanta II transforma la tensión de 230/115kV mediante tres transformadores de 100MVA para llegar dos líneas de transmisión a Guanta I, y una línea de transmisión que llega de Guaraguao. Por último una línea de transmisión hacia la subestación Bordones, la cual todas estas conexiones se pueden observar en la figura 3.2, donde las líneas verdes son de 400kV, las rojas son de 230kV y las azules de 115kV.

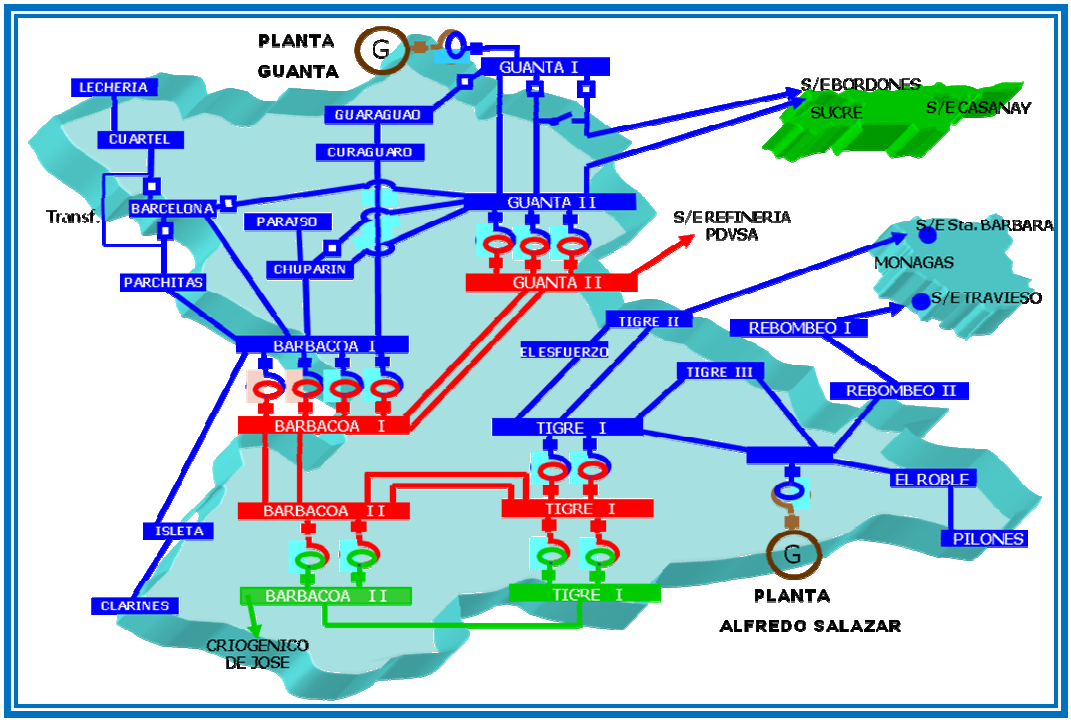


Figura 3.2 Sistema Interconectado de Oriente.

3.2 Especificaciones técnicas de los equipos.

Para la realización de cualquier tipo de estudio bien sea de flujo de carga, cortocircuito u otro, se debe tener conocimiento de los equipos que se encuentran en el campo, las descripciones y especificaciones de los mismos con el fin de verificar si estos equipos están aptos para soportar dicha carga, como es el caso de la subestación de Guanta, donde se incorporarán dos turbogeneradores marca SIEMENS. Por lo que se presentan en las tablas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 las especificaciones técnicas de los transformadores de potencia, líneas de transmisión, disyuntores, seccionadores y barras, señalando sus valores nominales, valores máximos, año de fabricación de cada uno de ellos, entre otras especificaciones.

Tabla 3.1 características técnicas de los transformadores de potencia

Potencia (MVA)	**Volt. pri (kV)**	**Volt. sec (kV)**	**Impedanc. (% Z)**	**Reactanc. (X/R)**	**Peso (Kg**	**Frec. (Hz)**	**Grupo**	**Enfriamiento**
100	115	13.8	11.71	34.10	92500	60	YNd11	ONAN/ONAF
100	115	13.8	11.71	34.10	92500	60	YNd11	ONAN/ONAF
10	115	13.8	7.93	28.24	-	60	DYN9	ONAN
10	115	13.8	7.93	28.24	-	60	DYN9	ONAN
6	115	13.8	6.3	26.19	-	60	DYN9	ONAN

Tabla 3.2 Características de las líneas transmisión.

LINEA	ESQUEMA DE PROTEC.	RELACION DE TC's		Tipo	CALIBRE	Imax [A]	FACTOR DE CARGA (%) TC's	FACTOR DE CARGA (%) CONDUCTOR
Guanta II L1	LZ32 LI41A	600	1	ACSR	336.4	120	27	20
Guanta II L2	LZ32 LI41A	600	5	ACSR	336.4	270	61	45
Guaraguao	LZ32 LI41A	500	5	ACSR	336.4	210	47	42
Cumana II	LZ32 LI41A	600	5	ACSR	336.4	215	52	43

Tabla 3.3 Impedancia de las líneas.

Terminal 1	Terminal 2	Lín.Par.	Long.	R1	X1	C1	R0	X0	C0
Barras	Barras		km	Ohm	Ohm	uF	Ohm	Ohm	uF
Guanta	Bordones	1	54.01	9.11	27.88	178.89	25.39	82.66	113.02
Guanta	Guanta II	1	8.90	1.31	4.16	0.74	4.52	12.85	0.46
Guanta	Guanta II	1	8.90	2.01	6.49	1.83	7.03	20.06	1.06
Guanta	Guaraguao	1	10.00	1.66	4.70	0.94	5.27	14.46	0.54

Tabla 3.4 Especificaciones técnicas del disyuntor.

Tipo-Forma	OFPTB-120-40L-PAR_3
Lado de alta tensión.	
Voltaje nominal (kV)	120-123
Voltaje de soporte máximo (kV)	145
Frecuencia(Hz)	60
Corriente nominal (A)	2000
Corriente nominal de interrupción (kA)	40
Tiempo de interrupción nominal (ciclos)	3
Nivel de aislamiento (kV)	650
Lado de baja tensión.	
Voltaje nominal (kV)	15-20
Voltaje de soporte máximo (kV)	17.5
Corriente nominal (A)	800
Corriente nominal de interrupción (kA)	25
Tiempo de interrupción nominal (ciclos)	3
Nivel de aislamiento (kV)	150

Identificación del disyuntor OFPTB-120-40L-PAR_3

O: interperie.

F: interruptor del circuito de gas.

P: tipo de presión simple.

T: tipo tanque.

B: corriente del transformador (BCT) tipo boquilla

120: clase de aislamiento

40: corriente nominal de cortocircuito (kA). Las cifras por debajo de decimales son omitidas.

L: línea usada para el interruptor.

P: provisto de interruptor tipo operativo neumática.

A: provisto de interrupción auxiliar.

R_3: trifásico alta velocidad tipo de cierre

Tabla 3.5 Características del Seccionador.

Lado de alta tensión.	
Voltaje nominal (kV)	115
Voltaje de soporte máximo (kV)	17,5
Frecuencia (Hz)	60
Nivel Básico de Aislamiento (BIL) (kV)	600
Corriente Nominal (A)	2000
Corriente Máxima de Corta Duración (kA)	40
Lado de baja tensión	
Voltaje nominal (kV)	13,8
Voltaje de soporte máximo (kV)	17,5
Frecuencia (Hz)	60
Nivel Básico de Aislamiento (BIL) (kV)	110
Corriente Nominal (A)	1200
Corriente Máxima de Corta Duración (kA)	25

Tabla 3.6 Característica de la barra eléctrica de 115kV.

Capacidad de corriente de la barra principal y de transferencia.	600A
Máximo número de tramos.	9 kV
Máximo número de salidas.	5 kV
Máximo número de salidas de transformadores.	3
Tramo de transferencia.	1kV
Capacidad máxima de interrupción.	35kAcc
Mando disyuntores.	Local- remoto desde la sala de mando
Mando de seccionadores.	Manual

Actualmente uno de los problema que confronta CADAFE es la elevada demanda de potencia eléctrica requerida, el cual para los Estados Anzoátegui y Sucre es de 734MW, esto se debe en parte a la falta de generación en las plantas, como es el caso de Guanta, donde las dos unidades turbogeneradoras presentes se encuentran en mantenimiento mayor, uno por presentar daños en los alabes del estator y el otro por cumplir los años predeterminados por el fabricante.

Otro de los problemas presentes es la carencia de registros, fallas, eventos, entre otros, lo que motivó a la empresa a realizar mejoras en los sistemas existentes.

3.3 Turbogeneradores a gas sgt-500.

3.3.1 Caracteristicas de los turbogeneradores sgt-500.

La unidad SGT-500 es un equipo completamente automático. El sistema de control incluye todas las funciones necesarias para la operación automática de la unidad de la turbina a gas. Tiene una poderosa interfaz máquina-humano. Las funciones supervisorias y de control están implementadas en el equipo y se expresan a continuación:

- Voltaje medio a través de convertidores de medición.
- Interfaz máquina-humano.
- Un panel principal de la estación del operario con WinCC.
- Botones de presión del panel de respaldo e instrumentos.

- Secuenciación por interconexión AS417.
- Control de bucle abierto AS417.
- Control de bucle cerrado.
- Control del combustible AS417.
- Actuadores de los servo motores AC que posicionan las válvulas del combustible gaseoso, convertidor de frecuencia estática de la velocidad de la bomba de combustible líquido.
- Excitación del generador Siemens Spirotec4.
- Sincronización AS417 y relevador de sincronización.
- Equipo dedicado para combate de incendios.
- Equipo dedicado para detección de gas.

La unidad SGT-500 es una turbina a gas de servicio pesado y bajo peso para aplicaciones industriales. Funciona en concordancia a un ciclo simple abierto. Un generador a gas de doble carrete con flujo directo de aire/gas, quemadores amplios y temperatura de encendido moderada, están conectados a una turbina de potencia libre.

3.3.1.1 Compresores.

Contiene dos compresores de flujo axial de varias etapas, uno de baja presión y otro de alta presión, se usan para la compresión del aire. Estos operan a diferentes rangos de velocidad y la relación entre las dos velocidades de los rotores es una función de la carga y las condiciones ambientales.

Los rotores del compresor están construidos de discos y anillos espaciadores intermedios internos y externos sujetos por pernos entre dos cubos para formar ensamblajes rígidos. Los alabes del rotor tienen bases de cola de cisne y están aseguradas bien por los anillos espaciadores o por una cuña de sujeción en el surco inferior.

La carcaza del compresor de baja presión está constituida por un cilindro rígido de acero sin costuras en el cual se ubican los anillos de la lámina guía. El compresor de baja presión tiene una lámina guía de admisión variable que mejora sus características de baja velocidad. La carcaza externa soporta las tensiones mecánicas y los anillos de la lámina guía están solo expuestos a las fuerzas aerodinámicas. Las carcazas horizontales sin cortes permiten minimizar la necesaria separación de las puntas de los alabes, lo cual a su vez contribuye a la alta eficiencia de los componentes.

El estator del compresor de alta presión está conformado por elementos de anillos no separados, uno por cada etapa, unidos por medio de pernos de sujeción externos. Las láminas guía están agrupadas para formar segmentos, los cuales se ubican en un surco en cada elemento circular. Los elementos circulares tienen un grosor que coincide con el rotor para mantener una pequeña separación de las puntas de los alabes durante las diferentes condiciones de operación.

3.3.1.2 Quemadores.

Siete cámaras de combustión de tipo cilíndrico están ubicadas en un espacio anular entre la carcaza de las cámaras de combustión interna y externa. Un colector de gas común conecta las salidas del quemador con los alabes guía de la boquilla de la turbina. Cada quemador está conformado por un tubo de flama y un cabezal de flama separado. En el centro de cada cabezal de llamas hay una boquilla de combustible para gas o combustible diesel y un espiral circundante para suministro de aire. Las robustas boquillas simplex para combustible diesel se usan en combinación con el sistema de control de flujo de combustible derramado.

Todos los quemadores están interconectados a través de tubos de flama cruzada, lo cual uno está equipado con generador de chispa y dos incluyen detectores de flama.

3.3.1.3 Turbinas del compresor.

Los rotores de la turbina están conformados por discos a través de los cuales se conectan cubos flexibles a los ejes. Entre los dos discos de la turbina de baja presión está presente un anillo espaciador. Las paletas de la turbina están asentadas en surcos de madera de pino y están axialmente fijas por un remache colocado en fondo rasurado. Las paletas de la turbina de alta presión tienen puntas redondeadas para minimizar el desvío de fugas y las paletas de la turbina de baja presión tienen fibras amortiguadoras entretejidas.

El estator de la turbina está conformado por una carcaza cilíndrica común sin costuras en la cual se ensamblan los anillos de la lámina guía de la boquilla. Las láminas guía individuales de la turbina de alta presión tienen extremos en forma obturada para hacer posible el ajuste angular.

3.3.1.4 Turbina de poder.

La turbina de libre potencia es de diseño de flujo axial suspendido. El eje de la turbina está directamente acoplado a o conectado al equipo impulsor a través de una caja de engranajes, dependiendo de los requerimientos de velocidad del equipo conectado. La turbina de potencia es una unidad de tres etapas de 3000/3600 rpm (en impulso mecánico variable entre 1725 y 3622 rpm).

El rotor de la turbina está conformado por discos unidos al eje por pernos. El rotor es guiado axialmente por un cojinete de impulso ubicado en el interior de la carcaza de salida.

El estator está construido con elementos anulares sin costuras y las láminas guía están sujetas al igual que en la turbina de baja presión. Los dos vástagos de apoyo pendulares posteriores y los vástagos de fijación axial del motor están conectados a la carcaza de la turbina de potencia. Ver anexo A, figura A-4.

3.3.1.5 Regulador de la separación de las puntas de los alabes.

Este regulador está conectado entre el estator y el rotor de la turbina. El dispositivo está construido conjuntamente con el cojinete de impulsión y controla la posición axial del rotor de la turbina de potencia en relación con el estator. En la medida que el sendero de gas se hace cónico, la separación de las puntas de los alabes puede controlarse al mover el rotor de la turbina de potencia en relación con el estator. El regulador funciona bajo el principio de encendido/apagado, haciendo posible funcionar con una separación mínima de las puntas de los alabes a carga completa y evitar el contacto de los alabes durante el encendido y apagado.

3.3.1.6 Sellos.

Entre el compresor y la turbina existen bordes de sellado para reducir fugas no deseadas. Las fugas de aceite provenientes de los cojinetes y los escapes de gas caliente hacia los cojinetes se evitan por medio de sellos de laberinto. En algunos casos los sellos de los cojinetes son suministrados con amortiguadores de aire como ayuda. Este aire se toma del compresor de baja presión del motor.

3.3.1.7 Cojinetes.

Todos los cojinetes son del tipo hidrodinámico con almohadillas de tipo basculante. El rotor de baja presión se apoya en tres cojinetes de los cuales uno es un cojinete combinado cilíndrico/empuje y dos cojinetes relativos (cojinetes apoyados dentro del rotor de alta presión), al igual ocurre en el rotor de alta presión.

3.3.1.8 Apoyos.

El motor está montado en un bastidor que está conectado a las bases en tres puntos mostrados en la figura 3.3.

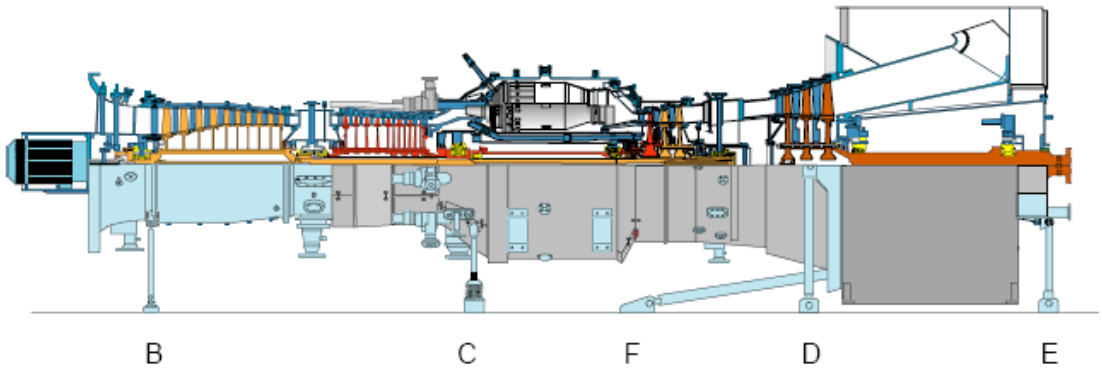


Figura 3.3 Apoyos del turbogenerador.

Los apoyos D consisten en dos vástagos verticales, una a cada lado de la carcaza de la turbina de potencia y vástagos horizontales que fijan el motor lateralmente en la línea central. Estos tres apoyos fijan la ubicación vertical y lateral de la turbina en el plano D, así como también la ubicación angular del estator con respecto a su línea central.

El apoyo B consiste de dos vástagos rígidos dirigidos hacia la línea central de la turbina. Estos definen tanto la ubicación vertical como lateral de la turbina en el plano B debido a que la rotación de la carcaza ya es prevenida por D.

El apoyo C consiste en dos soportes de resorte vertical que absorben la carga proveniente de una porción adecuada de la masa del motor entre los apoyos fijos B y D.

El apoyo E proporciona apoyo vertical a la carcaza de la turbina de potencia. La ubicación al frente y atrás del motor se apoya en el vástago rígido inclinado F, entre la carcaza de la turbina de potencia y el bastidor de la base.

La turbina del rotor de potencia esta posicionada axialmente en el estator gracias al regulador de separación de las puntas de los alabes ubicado en el cojinete de impulsión de la turbina de potencia en el cono central de la carcaza de gases de escape.

El pleno de admisión está fijo al bastidor de la base y conectado a la carcaza de admisión del compresor de baja potencia gracias a una unión flexible. El reborde de gases de escape de la carcaza de salida está conectado por una union flexible al ducto de gases de combustión para permitir el movimiento terminal relativo.

3.3.1.9 Mantenimiento.

La baja temperatura de encendido combinada con materiales de alto grado hace posible el mantener los intervalos de inspección bastante separados. El generador a gas completo puede ser reemplazado fácilmente.

Alternativamente, el concepto modular facilita el reemplazo de los módulos principales, esto es, el compresor de baja presión, el compresor de alta presión, la turbina de alta presión, la turbina de baja presión y la turbina de poder como ensamblajes individuales.

Todo el mantenimiento rutinario, excepto el reacondicionamiento completo del motor y las inspecciones pueden llevarse a cabo dentro del habitáculo de la turbina a gas. El reacondicionamiento completo del motor puede efectuarse en un taller local.

3.3.1.10 Descripción de la batería.

La unidad SGT-500 está equipada con una fuente de poder de corriente directa de alta integridad para alimentación de emergencia y los motores de respaldo. Está conformada por los siguientes equipos:

- Cargador de baterías con capacidad para recargar la batería en 12 horas (sin carga en el sistema).

- Batería sellada de plomo-ácido con capacidad de alimentar los dos motores de emergencia y de respaldo de la bomba de suministro de lubricante y el ventilador de condensación del aceite por 10 horas.

- Tablero de distribución de la energía de la batería para soporte de los dos motores de emergencia y respaldo.

- Habitáculo del motor de arranque DC para los dos motores de emergencia y respaldo.

3.3.1.11 Cargador de la batería.

El cargador es de voltaje controlado con limitación de corriente y puede ser desviado manualmente a carga rápida. Los distintos valores de voltaje son los siguientes:

- Servicio normal – el voltaje normal para carga flotante. La corriente de carga disminuye cuando la batería está por encima del 80% de su capacidad.

- Carga rápida – a usarse si es necesaria la recarga rápida de la batería. La corriente de carga disminuye cuando la batería está completamente cargada. El voltaje máximo es 110% del voltaje de servicio normal.

Los cargadores están equipados con amperímetros y voltímetros. Monitores de indicación del sistema y alarma basados en microprocesador; falla del cargador, nivel de voltaje alto/bajo, falla de aterramiento y falla de la batería. Un relevador común funciona para iniciar las alarmas en la interfaz máquina-humano.

3.3.1.12 Batería.

La batería es del tipo “sellada” (regulada por válvula) de clase plomo-ácido para aplicaciones estacionarias. En las aplicaciones de generación de energía las baterías están normalmente instaladas dentro del módulo de control y electricidad de la turbina. Para impulsores mecánicos e instalaciones en áreas peligrosas las baterías deben colocarse en sitio seguro. La batería está libre de mantenimiento a lo largo de su vida útil. Para beneficio del medio ambiente, la misma puede ser reciclada.

3.3.1.13 Tablero de distribución de la energía de la batería

El tablero de distribución de la energía de la batería incluye:

- Los fusibles de la batería.
- Los fusibles para el cargador.

3.3.2 Sistemas del turbogenerador.

3.3.2.1 Sistema de aceite lubricante.

Salida desde el ventilador de separación de condensación, ubicado por encima del techo del habitáculo de la turbina a gas.

3.3.2.2 Sistema de combustible gaseoso.

Conexión de combustible a gas, por encima de la válvula de aislamiento de gas ubicada en la primera unidad de combustible gaseoso, adyacente al patín de la turbina de gas.

3.3.2.3 Sistema de combustible líquido.

Conexión de combustible líquido, por encima de la válvula de aislamiento del combustible y del filtro duplex, ubicado fuera del bastidor de la base en el lado izquierdo.

3.3.2.4 Agua para enfriamiento.

Rebordes de conexión de agua de entrada/salida para el enfriador del aceite lubricante, ubicadas fuera del mamparo del habitáculo del cuarto auxiliar, en el lado izquierdo.

3.3.2.5 Aire instrumental.

Conexión común, ubicada en el mamparo del habitáculo de la turbina a gas, ubicado en el exterior del bastidor de la base, en el lado izquierdo.

3.3.2.6 Drenajes.

Todos los drenajes provenientes de la turbina de gas terminan en una ubicación común con los tubos de descarga ubicados en el exterior del bastidor de la base, en el lado derecho.

3.3.2.7 Sistemas de control.

- Terminales en las cajas de empalmes ubicadas en el borde del patín, en el extremo de la admisión de aire.

- Terminales en los gabinetes de control.

- Conexión Ethernet industrial para el Terminal de control remoto en el cuarto de control eléctrico (ECR, por sus siglas en inglés) (una estación de operación común para 2 ó 3 turbinas, opcional).

- Interfaz Modbus al sistema de control súper impuesto.

- Terminales para las señales de control del disyuntor del circuito de gas (GCB, por sus siglas en inglés) ubicados en los paneles de control de la turbina de gas.

3.3.2.8 Aceite lubricante

Salida desde el ventilador del sistema de ventilación del aceite lubricante, ubicado en el techo del habitáculo de la turbina de gas.

3.3.2.9 Ventilación.

Salida del cuarto de la turbina de gas a la atmósfera, pasando las persianas climáticas, ubicada en el techo del habitáculo.

Salidas desde el cuarto auxiliar a la atmósfera, pasando las persianas climáticas, ubicadas en los mamparos del habitáculo, una en el lado izquierdo y otra en el lado derecho.

3.3.3 Componentes del turbogenerador.

El generador industrial de peso liviano a gas SGT-500, de concepto modular está conformada por:

- Carcasa de boca acampanada de admisión del compresor con cojinete de empuje del rotor LP (almohadilla basculante hidrodinámica, lubricada por aceite mineral) combinada con cojinete cilíndrico del compresor de baja presión (LP).

- Compresor de flujo axial de diez etapas con alabes de guía internos variables a dos posiciones, operado reumáticamente.

- Carcasa intermedia del compresor con cojinete posterior cilíndrico del compresor de baja presión (LP), rotor del compresor de alta presión (HP), cojinete frontal cilíndrico del compresor y embrague de exceso de velocidad entre el rotor del compresor de baja presión y el de alta presión, para encendido y exclusión.

- Compresor de alta potencia de flujo axial de ocho etapas.

- Carcasa del difusor, que canaliza el flujo de aire proveniente del compresor de alta presión a la sección de combustión, conteniendo el cojinete de empuje del rotor de alta presión, el cojinete posterior cilíndrico del compresor de alta presión y el cojinete cilíndrico de la turbina de alta potencia.

- Múltiple de gas con siete conexiones a los inyectores de combustible.

- Dos múltiples de combustible líquido, uno de suministro y otro de flujo de derrame con siete conexiones cada uno, a los inyectores de combustible.

- Siete cámaras de combustión canulares interconectadas a través de tubos de flujo cruzado y equipados con inyectores de combustible para combustible líquido único o combustible dual.

- Una bujía de encendido de alta energía y dos detectores de flama ópticos.

- Un colector de gas común que conecta las salidas de las siete cámaras de combustión con la admisión de la turbina.

- Turbina de alta potencia de flujo axial de una etapa y dos etapas.

- Encapsulado intermedio de la turbina, el cual dirige el flujo de gas proveniente de la turbina de baja potencia a la turbina de poder.

- Recubrimiento Sermetel (tipo de recubrimiento y acelerante polimérico), en las paleta, láminas de los compresores de baja y alta potencia y en los alabes de la turbina de alta potencia.

3.3.4 Sistemas auxiliares.

3.3.4.1 Instrumentación.

Tubos de instrumentación, válvulas y herrajes para instrumentos en acero inoxidable 316L tipo SWAGELOCK.

3.3.4.2 Sistema de encendido eléctrico y parada.

Este sistema incluye:

- Convertidor de frecuencia estático (SFC, por sus siglas en inglés).

- Encendido eléctrico y motor de parada montados como “cono de nariz” en la carcasa de admisión del compresor de baja potencia.

- Embrague para exceso de velocidad.

- Instrumentos y componentes para el sistema de encendido y apagado eléctricos.

3.3.4.3 Sistema de aceite lubricante diseñado para aceite mineral ISOVG46 (K-8121-07).

Este sistema incluye:

- La turbina a gas.

- El engranaje de reducción de velocidad.

- El tanque de aceite lubricante en acero inoxidable de 316L con circuito calefactor externo.

- Entubado de suministro y válvulas de ajuste para el sistema de aceite lubricante, en acero inoxidable. El entubado de descarga es en acero inoxidable.

3.3.4.4 Bombas y ventiladores.

- Dos bombas del tipo propelas o hélices impulsadas al 100% por motores de corriente alterna.

- Bomba de flujo emergencia reducido del tipo propela impulsada por motor de corriente directa para operación a baja velocidad y enfriamiento.

- Ventilador de refrigeración del sistema de aceite impulsado 100% por motor de corriente alterna y directa.

- Filtro de aireamiento del sistema de lubricación con carcasa en acero inoxidable.

- Enfriador del aceite lubricante refrigerado al 100% por agua diseñado para una temperatura de entrada del medio refrigerante de +35°C, incluyendo el entubado del aceite lubricante.

- Dos filtros del aceite lubricante al 100% con transmisores de presión delta e intercambio manual.

3.3.4.5 Sistema de ventilación (bajo presión).

- Persianas climáticas en la admisión de ventilación y en la salida de la turbina de gas y el cuarto auxiliar.

- Silenciadores según se requieran para el nivel específico de sonido, en la admisión y salida de ventilación del cuarto de la turbina a gas y en el cuarto auxiliar.

- Filtro de aire de una etapa (del tipo barrera, desechable) para el cuarto de la turbina a gas y el cuarto auxiliar.

- Amortiguadores de desconexión en la entrada y salida de ventilación del cuarto de la turbina a gas.

- Dos ventiladores impulsados al 100% por motores de corriente alterna ubicados en la admisión de ventilación del cuarto auxiliar, esto es, presión subatmosférica en el cuarto de la turbina.

- Amortiguadores de desconexión en la admisión y salida del aire del cuarto auxiliar.

- Ductos de ventilación en acero inoxidable.

3.3.4.6 Sistema de combustible gaseoso.

a) Unidad primaria de combustible gaseoso.

- Válvula de desconexión manual en la admisión para propósitos de mantenimiento.

- Válvula de aislamiento del gas (cierre a resorte, operada reumáticamente con interruptores de límite).

- Filtro 100% coalescente (3 micrómetros) para última oportunidad con interruptor de presión delta.

- Conexión para purga ubicada en el filtro, para propósitos de mantenimiento.

- Saliente para fluxometro con suficiente entubado recto antes y después del punto de medición.

- Entubado interno. Filtro en flujo descendente desde la unidad primaria de combustible gaseoso en acero inoxidable.

b) Unidad secundaria de comestible gaseoso.

- Válvula de descarga en la admisión de la unidad secundaria de combustible gaseoso.

- Válvula de prueba de presión (cierre a resorte, operada neumáticamente) con interruptores de límite.

- Válvula de desconexión rápida (cierre a resorte, operada neumáticamente).

- Válvula de descarga entre la válvula de prueba de presión y la válvula de cierre rápida.

- Válvula de control del gas (operada por servo motor AC) con transductor de posición.

- Válvulas y entubado para purga del gas de los inyectores de combustible líquido durante la operación con combustible gaseoso.

- Entubado interno de la unidad secundaria de combustible gaseoso hasta el múltiple de combustible en acero inoxidable.

- Válvulas y entubado para la purga del aire en el compresor de alta potencia del múltiple de combustible gaseoso y de los inyectores durante la operación con combustible líquido.

3.3.4.7 Sistema de combustible líquido.

- Válvula de cierre de aislamiento (cierre a resorte, operada neumáticamente).

- Unidad de filtro de última generacion, conformado por dos filtros 100% con válvulas de drenaje, un interruptor de presión delta e indicador de presión para intercambio manual.

- Saliente para fluxometro con suficiente entubado recto antes y después del punto de medición.

- Control de nivel y válvula flotante para el tanque de servicio del combustible líquido.

- Tanque de servicio del combustible líquido.

- Línea de descarga desde el tanque a la atmósfera.

- Calefactor del combustible en el tanque de servicio para propósitos de encendido.

- Bomba de alta presión impulsada al 100% por corriente alterna (del tipo de desplazamiento).

- Válvula limitadora de la presión.

- Válvula de desconexión rápida (cierre a resorte, operada neumáticamente).

- Válvula de drenaje (operada neumáticamente) para purga después del apagado.

- Válvula de control del combustible (operada por servo motor AC) con transductor de posición.

- Conexión para purga del gas con dos válvulas de cierre y orificios de restricción del flujo.

- Válvulas y entubado para la instrumentación de la purga del aire de los múltiples de combustible líquido y los inyectores después del cierre del combustible líquido.

- Entubado desde la interfaz del cliente al múltiple de combustible líquido, en acero inoxidable en flujo descendente al filtro.

3.3.4.8 Sistema regulador del voltaje y la excitación.

El sistema incluye:

- Regulador de voltaje automático (AVR).

- Regulador de voltaje manual (MVR, control de la corriente del campo).

- Separador DC incorporado para regulación de la corriente del campo.

- Control del factor de potencia.

- Control de la potencia reactiva.

- Limitador de la corriente de excitación con desvío del aire de enfriamiento.

- Limitador de la corriente del estator con desvío del aire de enfriamiento.

- Limitador de la subexcitación.

- Supervisión de los diodos rotatorios.

3.3.5 Equipo eléctrico y de control.

3.3.5.1 Sistema de suministro de corriente directa.

El sistema suministra corriente directa a los motores ídem de emergencia y de respaldo y al equipo de instrumentación y control de la planta de la turbina.

El sistema incluye el siguiente equipo:

- Una batería sellada de plomo-ácido de 110VDC para emergencias.

- Una batería y una caja de fusibles del cargador con fusibles separados para cada polo, IP 55.

- Cargador de emergencia para baterías, IP 21.

- Un tablero de encendido del motor DC con sistema de operación de respaldo ante emergencias, IP 55.

3.3.5.2 Equipo de control para encendido automático, operación y apagado.

Control, supervisión y sistema de protección es basado en microprocesador, con una estación para operadores usando computadoras personales. El sistema está diseñado para ser lo más amigable posible con los operadores, usando gráficos a color, registro y puesta en pantalla de alarmas/eventos, con impresoras para las listas y copias en papel a partir de la información en pantalla. El sistema tiene varias salidas

para sistemas de computadoras externas. El programa del sistema se suministra en inglés. La siguiente división de la funcionalidad, tal como se describe a continuación, constituye el sistema de control de la turbina:

a) Estaciones de los operarios.

Interfaz del operario basada en computador personal bajo Windows XP usando Siematic WinCC, con el software necesario para operar la turbina a gas en todos los modos operativos. (El sistema está preparado para operación remota opcional desde el cuarto central de control.

La interfaz de los operarios basada en computadoras personales consiste de una Interfaz de turbina montada en soporte con pantalla de transistor de película delgada (TFT, por sus siglas en inglés) de 19”, teclado, ratón e impresora láser a color.

La estación del sistema operativo efectúa, además de proveer el diálogo normal con los operadores:

- Tendencias y almacenamiento de los parámetros del proceso.

- Auto diagnóstico y puesta en pantalla del sistema y del estado de los tableros individuales.

3.3.5.3 Controlador Simatic AS400 del proceso principal.

El controlador principal Simatic contiene el sistema y los programas de aplicación para efectuar el control del bucle tanto cerrado como abierto a fin de hacer funcionar el equipo turbogenerador, los programas están respaldados por baterías de 1 a 2 horas de duración. Las tareas principales del controlador AS400 son:

- Manejo de la entrada/salida análoga y binaria.
- Secuencias para encendido y apagado.
- Supervisión y monitoreo de la unidad de la turbina a gas.
- Control de la frecuencia/carga.
- Control de la velocidad y la temperatura del generador a gas.
- Control de aceleración y desaceleración del generador a gas.

3.3.5.4 Sistema de protección de la unidad.

El sistema de protección de la unidad está construido alrededor de un controlador AS400-F a prueba de fallas, probado en concordancia con la norma IEC 61508. Todas las señales de desactivación trabajan con el principio de “a prueba de fallas”, esto es, la pérdida de señal genera el apagado de la turbina.

El principio de “a prueba de fallas” también es válido para las alarmas. El sistema opera con 24 VDC.

3.3.5.5 Sistema de protección del generador.

Sistema de protección Siemens Siprotec 4. Las funciones de protección se indican a continuación:

- Código del Instituto de Ingenieros Eléctricos & Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés).

- Protección diferencial 87G.

- Restricción del voltaje ante protección de corriente 51V.

- Protección de secuencia negativa 46.
- Protección ante potencia inversa 32.
- Protección por sub excitación 40.
- Protección ante exceso/defecto de voltaje 59/27.
- Protección por exceso/defecto de velocidad 12/14.
- Función del sistema de control de la turbina a gas.

3.3.6 Pruebas en la fábrica.

- Balanceo y exceso de velocidad del generador a gas y de los rotores de la turbina de potencia.
- Prueba estándar del engranaje en el taller del subcontratista.
- Prueba típica estándar del generador eléctrico en el taller del subcontratista.
- Prueba de los sistemas de la unidad de la turbina a gas ensamblada, incluyendo la prueba de secuencia hasta el encendido de la turbina a gas, con los sistemas auxiliares contratados, sistemas de control y el centro de control motriz (MCC).

- Prueba de funcionamiento mecánico estándar del generador a gas en una instalación de prueba dedicada.

3.4 Especificaciones tecnicas del turbogenerador sgt-500.

3.4.1 Datos del equipo.

- Corriente nominal: Corriente de carga completa 853.
- Corriente de corto circuito, pico: 100kA.
- Grado de protección: IP 55.

El habitáculo puede alojar el siguiente equipo:

- Sistema de barras de cobre no perforadas en el extremo inferior del habitáculo, adecuadas para conexión de cable o ducto del bus.

- Protectores contra relámpagos/picos, lado de la fase (3 unidades monofásicas nominales, conectadas en estrella- neutro (YN).

- Transformadores de voltaje en el lado de la fase (3 unidades monofásicas nominales, conectadas YN.

- Transformadores de corriente en el lado de la fase (3 nominales, 3 secundarios, 1A/fase).

- Transformadores de corriente en el lado neutral (3 nominales, 3 secundarios, **1A/fase).**

- Resistor del punto neutral, 10A, 10 segundos.

- Herramienta de aterramiento móvil solo para trabajos de mantenimiento.

3.4.2 Datos de capacidad.

A continuación se presentan las características de los turbogeneradores Siemens SGT-500, en la cual la tabla 3.7 muestra los datos de capacidad y en la tabla 3.8 se muestran las reactancias y constantes de tiempo datos de capacidad del generador.

Tabla 3.7 datos de capacidad del generador

Potencia de salida (VA)	20400
Factor de potencia (sobreexcitado).	0.80
Voltaje (±5%) (V)	13.800
Frecuencia (±2%) (Hz)	60
Velocidad (rpm)	1800
Corriente (A)	853
Excitado tipo	GLB 600B
Excitación V/A	84/9

3.4.3 Estandares.

- Estándar aplicable: IEC 60043-1.

- Tipo de aislamiento del estator y excitador: F.

- Tipo de aislamiento del motor principal: H.

- Elevación de la temperatura del estator dentro de la clase: B.
- Elevación de la temperatura del motor dentro de la clase: B.
- Incremento de la seguridad, estándares/formato: IEC 60079-15/Ex(n).

Tabla 3.8 reactancias y constantes temporales del generador.

Reactancia Xd(±15%)	164%
Reactancia transitoria Xd’ no saturado/saturado	26,5%/24.0%
Reactancia subtransitoria Xd” no saturado/saturado	18.0%/15.8%
Reactancia de secuencia cero X0	5.9%
Reactancia de secuencia negativa X2	20.7%
Constante temporal transitoria Td’ (seg)	0.8
Constantes temporales subtrasitoria Td’’ (seg)	0.023
Td0’ (seg)	7.14
Ta (seg)	0.16

Excitación de la máquina principal:

Voltaje sin carga: 28V

Voltaje a carga completa: 66V

Corriente sin carga: 284ª

Corriente a carga completa: 667ª

Corriente por corto circuito súbito (pico): 15 kA

Relación % del corto circuito: 65%

Forzado máximo del campo por 10 segundos (porcentaje de excitación nominal): 163%

Corto circuito sostenido, corriente del estator por 10 segundos a condiciones simétricas: 250%

Exceso de velocidad máxima permisible: 2250 rpm.

Salida con un elemento enfriador fuera de servicio: 100% (Con elevación de la temperatura F en el estator).

Corriente de secuencia negativa continua máxima: 10%

Capacidad ante condiciones de falla (I2/IN)2t s: 40

Salida permisible a temperatura diferencial

Temperatura del agua para enfriamiento: 5°C 25°C 50°C

3.4.4 Condiciones del sitio

Rango de la temperatura ambiente: 0°C - +40°C

Altitud: <1000 m.

Ubicación: externa

Rango de temperatura del agua: 10°C - +35°C

Clasificación del área peligrosa: EEx nA, Zona 2, Grupo IIA/IIB.

3.4.5 Datos de instalación.

- Forma de protección/forma de enfriamiento: IP55 IC8 A1W7.
- Ubicación de los enfriadores/número de enfriadores: En el tope/1+1.
- Pesos:

Total (máquina completa, excluyendo la caja de terminales: 32800 kg.

Estator: 13950 kg.

Rotor: 12000 kg.

Caja de terminales: 1570 kg.

- Primera velocidad lateral crítica (basada en fundaciones rígidas): 2420 rpm.
- Nivel de ruido (a 1m en concordancia con la norma ISO 3744): 80 dB(A), tolerancia +3 dB(A).

3.4.5.1 Lado de la fase

- Tres transformadores de corriente con 3 núcleos.
- Tres pararrayos.
- Tres transformadores de voltaje.
- Dispositivo aterrador trifásico, de perno de bola.

3.4.5.2 Lado del neutro

- Tres transformadores de corriente con 3 núcleos.
- Resistor de aterramiento del neutro, 10A por 10 segundos en habitáculo separado IP23. Este debe colocarse en sitio seguro.

CAPITULO IV

FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO

4.1 Flujo de carga.

4.1.1. Condiciones de estudio para flujo de carga.

Este estudio permite planificar y controlar la incorporación de los nuevos equipos al sistema eléctrico de planta Guanta. Por lo que a continuación se presentan una serie de escenarios donde se trabajará con las barras de 115kV y se tomarán como patrones los límites de tolerancia en cuanto a los niveles de tensión de acuerdo a las Normas ANSI C84.1-1995, la cual establece ±5% de la tensión establecida en condiciones normales de operación. Estos casos permiten observar el flujo de carga en condiciones actuales y normales del sistema eléctrico, el comportamiento con la incorporación de las dos unidades generadoras, y también se comprobará si existe alguna condición de sobretensión en la barra durante las diferentes condiciones de operación. En la tabla 4.1 se muestran las tensiones máximas y mínimas aceptadas según la norma.

Tabla 4.1. Valores según Normas ANSI C84.1-1995.

Tensión nominal de la barra (kV)	Límite superior	Límite inferior
115	120.5/105%	109.25/95%

Mediante el estudio de flujo de carga los resultados a obtener son los siguientes:

- Determinación del flujo de potencia activa que se encuentra en la barra principal de la planta y en la subestaciones estudiadas (Guanta I y II, Barbacoa, Parchita, Curaguaro, Barcelona, Casanay, Tronconal, Chuparín, Guaraguao, Cariaco, Paraíso, Cuartel, Lecherías, Santa Fe, Isleta, Carupano, Clarines, Cúmana II, Tres Picos, Cúmana III, Manzanare, Irapa y Guiria).

- Verificación de la magnitud de los voltajes y ángulos para todas las barras principales del sistema eléctrico estudiado

- Comprobación de alguna condición de sobretensión en las barras durante la condición de operación normal.

El flujo de carga se realiza mediante la herramienta computacional DigSilent Power Factory versión 13.2. Se plantean cinco escenarios que irán desde la planta sin generación propia (caso actual) hasta la de mayor capacidad instalada, las cuales se describen de la siguiente forma:

- **Escenario #1. Condición actual de la generación de planta Guanta.** No existe generación en la planta, generadores General Electric fuera de servicio (G6 y G7).

- **Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5.** Incorporación de los nuevos generadores de 17MW en la planta. Generadores SIEMENS nuevos (G4 y G5).

- **Escenario #3. Posible condición de generación futura.** Incorporación de 34MW de los generadores Siemens (G4 y G5) y 60MW de uno de los generador General Electric que actualmente está fuera de servicio por falta de mantenimiento (G6).

- **Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla.** En este escenario se considera planta Guanta con los generadores G6 y G7, los dos turbogeneradores General Electric de 60MW cada uno, que actualmente están fuera de servicio por falta de manteniemiento, teniendo un total de 120MW.

- **Escenario #5. Condición de máxima generación.** En este escenario se considera la máxima capacidad de generación, teniendo en servicio las dos turbinas Siemens G4 y G5 y los dos General Electric G6 y G7, teniendo una capacidad de 154MW.

Es importante señalar que los turbogeneradores General Electric de 60MW en los diagramas unifilares son mencionados como G6 y G7 mientras que en el simulador Power Factory son llamados Guanta 6 y Guanta 7, al igual que en los turbogeneradores Siemens en los diagramas unifilares son llamados G4 y G5 y en las simulaciones Guanta 4 y guanta 5. A continuación se presentan con detalles los escenarios nombrados anteriormente.

4.1.1.1 Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta.

En este primer escenario se realizó el estudio de flujo de carga del diagrama unifilar de la figura 4.1, el cual se caracterizó por no aportar potencia al sistema eléctrico de Oriente como sucede actualmente, ya que no tiene generadores

conectados a la barra, lo cual baja considerablemente el voltaje sobrepasando los límites establecidos en la Norma ANSI C84.1-1995 en diferentes barras del sistema.

En la figura 4.2, se puede observar mediante el simulador Power Factory 13.2, el esquema de la planta donde se encuentran los generadores desconectados con los diferentes valores en sus recuadros, en el recuadro de la barra de 115kV se observa de arriba hacia abajo la tensión actual de la barra que es de 104.82kV, la magnitud de tensión (0.91p.u) y el ángulo formado entre voltaje y corriente para el factor de potencia (-43.15°), Guanta 6 y Guanta 7 (G6 y G7) son los generadores de 74MW que se encuentran fuera de servicio, las líneas indican (Guanta – Guanta II L1), potencia activa (45.69MW), porcentaje de trabajo de la línea (61.64%), corriente (0.29kA) y potencia reactiva (24.91MVAr). Se puede observar el bajo rendimiento de la barra de 115kV debido a que no está aportando ningún tipo de generación a la red eléctrica. Apreciando los resultados de este escenario en la tabla 4.2, se puede decir que no es el escenario más apto que ofrecen las subestaciones para alcanzar un buen servicio y funcionamiento en el sistema eléctrico, observando que Barbacoa es la única subestación que se encuentra dentro del límite con 109.79kV debido a que es la más cercana a las centrales hidroeléctricas y de esta se suministra la energía a las mayoría de las subestaciones estudiadas, teniendo una situación contraria en Guiria, donde el nivel de tensión es de 90.67kV, debido a que es la subestación que se encuentra más lejana de circuito y no posee planta generadoras cercana que permita elevar su tensión.

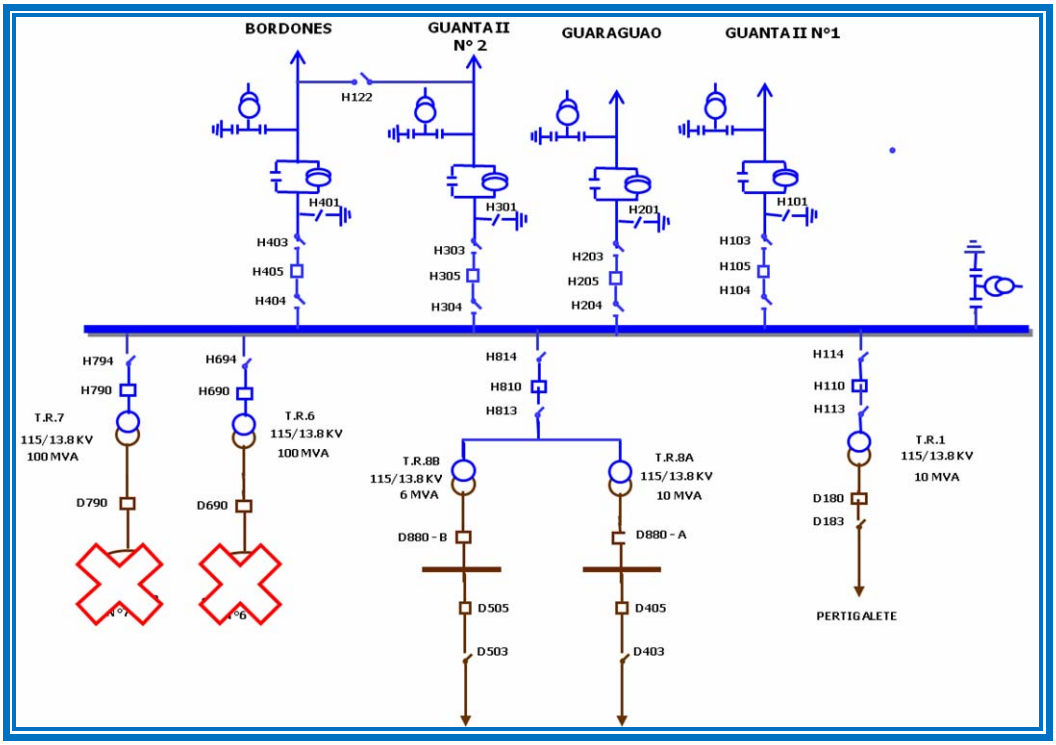


Figura 4.1 Diagrama unifilar del primer escenario.

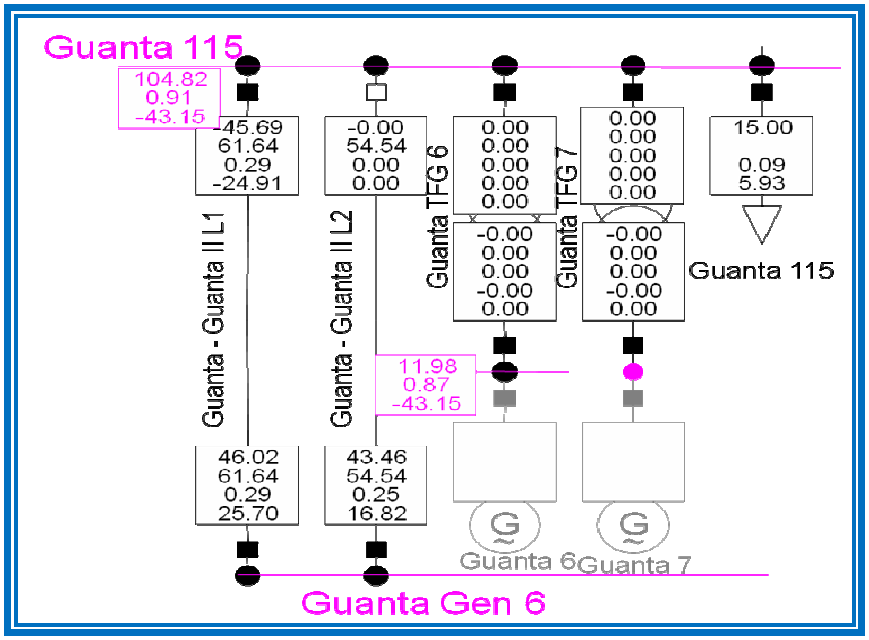


Figura 4.2 Diagrama actual de planta Guanta simulando flujo de carga.

Tabla 4.2. Resultados de la simulación de flujo de carga sin generación.

Subestaciones	Tensión nominal	Tensión calculada	Magnitud de tensión calculada	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	Kv	kV	p.u.	MW	Mvar
Barbacoa 115	115	109,7957	0,955	0	0
Parchita 115	115	107,14580	0,932	2,24	1,505289
Curaguaro 115	115	106,75330	0,928	3	1,185676
Guanta II 115	115	106,48850	0,926	0	0
Barcelona 115	115	105,22550	0,915	92	36,36072
Casanay 115	115	105,1257	0,9141368	0	0
Tronconal V 115	115	104,8635	0,912	51	16,76289
Guanta 115	115	104,8239	0,912	15	5,928379
Chuparín 115	115	104,4728	0,908	56	25,51435
Guaraguao 115	115	103,4194	0,899	67	32,44958
Cariaco 115	115	103,3259	0,8984861	31	9,04167
Paraíso 115	115	102,2221	0,889	56	25,51435
Cuartel 115	115	101,5432	0,883	0	0

Continuación de la tabla 4.2 Resultados de la simulación de flujo de carga sin generación.

Subestaciones	Tensión nominal	Tensión calculada	Magnitud de tensión calculada	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	Kv	kV	p.u.	MW	Mvar
Lecherías 115	115	101,0595	0,879	30	13,6684
Santa Fe 115	115	100,5919	0,8747122	3,5	1,327558
Isleta 115	115	100,4226	0,873	0	0
Carúpano 115	115	99,3402	0,8638278	74	21,58333
Clarines 115	115	98,0120	0,852	0	0
Cúmana II 115	115	96,51548	0,8392651	0	0
Tres Picos 115	115	96,49377	0,8390762	56	18,40631
Cúmana III 115	115	95,56521	0,8310018	38	14,41349
Manzanare 115	115	95,46757	0,8301528	38	13,79216
Irapa 115	115	92,22455	0,8019526	11	3,615526
Güiria 115	115	90,67682	0,7884941	13	4,71837

4.1.1.2 Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5.

En este escenario se considera la incorporan al sistema eléctrico de los dos nuevos generadores SIEMENS (G4 y G5) de 17MW como se muestra en el diagrama eléctrico de la figura 4.3. Los generadores G4 y G5 se plantean instalar al transformador del generador G7. El generador G6 queda instalado pero fuera de servicio. Cabe destacar que estos generadores son de 17MW nominales, pero esta capacidad depende de los metros sobre el nivel del mar (msnm). Como este modelo de turbina no ha sido instalado en nuestro territorio, las simulaciones se han hecho a un 100% de su capacidad nominal, tomando en cuenta su capacidad reactiva, quedan estos con una capacidad instala de 16.32MW, como es mostrado en la figura 4.4.

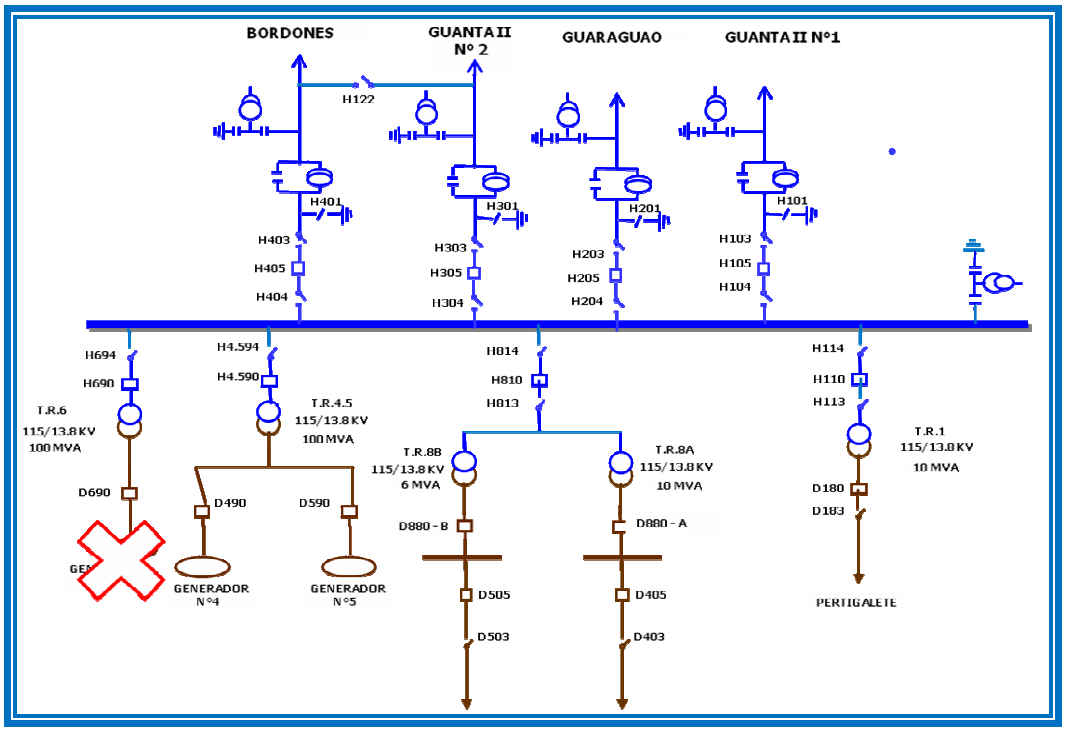


Figura 4.3 Diagrama unifilar del segundo escenario.

El esquema utilizado en el programa Power factory versión 13.2, para la obtención del flujo de carga se muestra en la figura 4.4, donde los bloques hacen referencia a los valores de los parámetros arrojados por la simulación. En el cuadro de la barra de 115kV, en orden descendente se tiene la tensión de 110.44kV, magnitud de tensión de 0.96p.u y el ángulo de desfasaje que forman los elementos de la red y las cargas de 40.18°, en cuanto al transformador de G4 y G5 en el devanado primario (115kV) se tiene la potencia recibida por los generadores (32,64MW) el porcentaje al cual trabaja el transformador (43.21%), la corriente (0.21kA), el ángulo (22.28°) y la potencia reactiva (39.52 MVAr), muy parecido a los del devanado secundario (13.8kV), en cuanto a los valores del generador se tiene la potencia activa (16.32MW), porcentaje de carga (100%), corriente (0,90kA) y la potencia reactiva (12.24MVAr) y en el bloque de carga, la potencia de la carga (15MW) y potencia reactiva (5.92MVAr). Con este esquema se obtiene mediante la simulación, los datos que se muestran en la tabla 4.3, donde se observa un incremento leve del voltaje no solo en la planta sino a nivel del sistema eléctrico de Oriente, desde la subestación de mayor capacidad que es Barbacoa con un nivel de 113.71kV, aumentando unos 4kV de la capacidad que actualmente posee, y Guiria con un nivel de tensión de 94.18kV, que al igual que Barbacoa y la mayoría de las subestaciones aumento un aproximado de 4kV comparado con la situación que presenta actualmente la planta.

Cabe destacar que existe una barra de referencia de tensión, este es el caso de EDELCA, cuyo ángulo de desfasaje es cero, a partir de allí a medida de que avanza por las diferentes barras se comienzan a ver los desfasajes que introducen los elementos de la red y cargas.

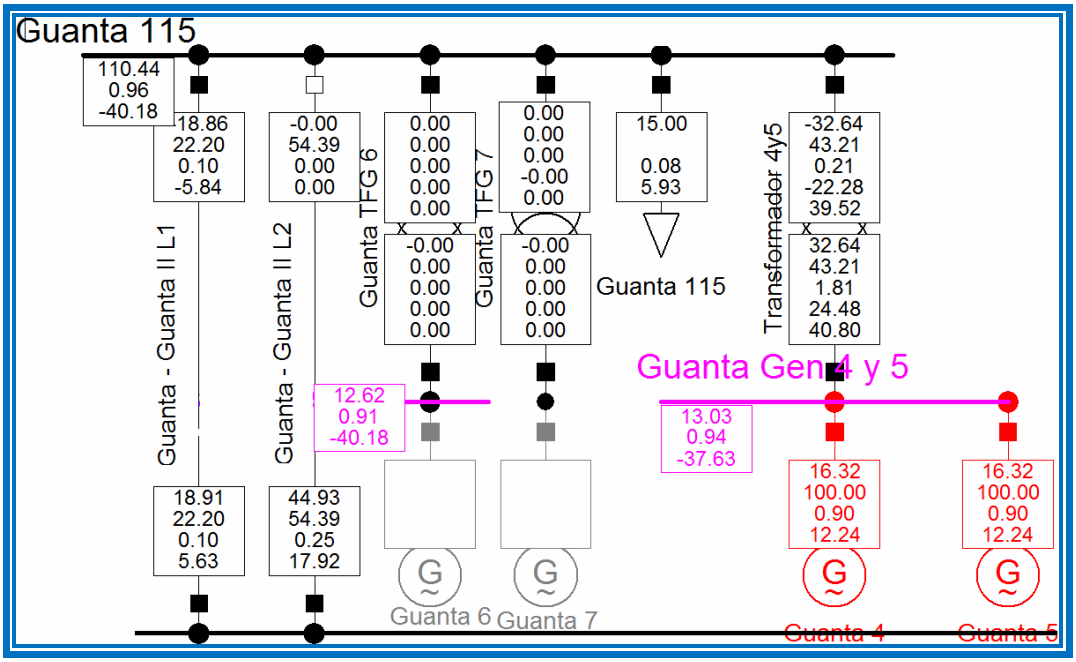


Figura 4.4 Esquema requerido en planta Guanta simulando flujo de carga.

Tabla 4.3. Resultados de la simulación de flujo de carga (pues en servicio los dos generadores de 17MW).

Subestaciones	Tensión nominal kV	Tensión calculada kV	Magnitud de tensión calculada p.u.	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva Mvar
Barbacoa 115	115	113,7156	0,9888316	0	0
Curaguaro 115	115	111,3983	0,9686809	3	1,185676
Parchita 115	115	111,2822	0,9676714	2,24	1,505289
Guanta II 115	115	110,9	0,964348	0	0
Guanta 115	115	110,438	0,9603303	15	5,928379
Barcelona 115	115	109,5151	0,9523054	92	36,36072
Tronconal V 115	115	109,2701	0,9501748	51	16,76289
Guaraguao 115	115	108,8713	0,9467069	67	32,44958
Chuparín 115	115	108,8618	0,9466241	56	25,51435
Casanay 115	115	107,9205	0,9384393	0	0
Paraíso 115	115	106,7086	0,9279009	56	25,51435
Cariaco 115	115	106,3062	0,9244013	31	9,04167
Cuartel 115	115	106,0509	0,9221816	0	0
Lecherías 115	115	105,5882	0,9181581	30	13,6684
Isleta 115	115	104,9472	0,9125848	0	0
Santa Fe 115	115	104,9156	0,9123097	3,5	1,327558
Clarines 115	115	102,6927	0,8929802	0	0
Carúpano 115	115	102,4215	0,8906219	74	21,58333
Cúmana II 115	115	100,7282	0,875897	0	0
Tres Picos 115	115	100,7079	0,8757206	56	18,40631
Cúmana III 115	115	99,82001	0,8680001	38	14,41349
Manzanare 115	115	99,72676	0,8671892	38	13,79216
Irapa 115	115	95,66748	0,8318911	11	3,615526
Güiria 115	115	94,18443	0,818995	13	4,71837

4.1.1.3 Escenario #3. Posible condición de generación en un futuro.

Actualmente el generador G6 se encuentra en mantenimiento, pero existe la posibilidad de que se coloque a funcionar en un cierto periodo de tiempo, el cual lleva a realizar la simulación, La incorporación de G4 y G5 se hace de la misma forma como se realizó en el escenario anterior pero ahora con G6 en servicio como es mostrado en la figura 4.5, teniendo una generación en la planta de 93MW, obteniendo así un aumento considerable en los valores de tensión de las barras, observando que en Guanta tiene un valor de 115.84kV que es mayor a 115kV pero permitido por las normas ANSI C84.1-1995, En la figura 4.6 se muestra el esquema realizado por el programa para simulaciones Power Factory, donde en cada bloque se muestra, de manera descendente para la barra de 115kV, el valor de tensión calculado (115,84kV), magnitud de la tensión calculada (1.01p.u) y el ángulo de desfasaje (36.04deg), considerando que los resultados para este escenario se encuentra en un estado de estabilidad tanto para la subestación de Guanta como para la mayoría de las barras estudiadas, como es mostrado en la tabla 4.4, que tomando como referencia la subestación de Barbacoa se observa que permanece con la mayor capacidad de tensión entre las subestaciones estudiadas la cual es de 116.78kV, aumentando un porcentaje de 7kV aproximadamente en comparación con la situación actual y Guiria con una capacidad de 97.46kV, que aun siendo una tensión muy baja a n que nivel de 115kV, se observa que aumento unos 7kV de la tensión que presenta actualmente que es de 90.67kV.

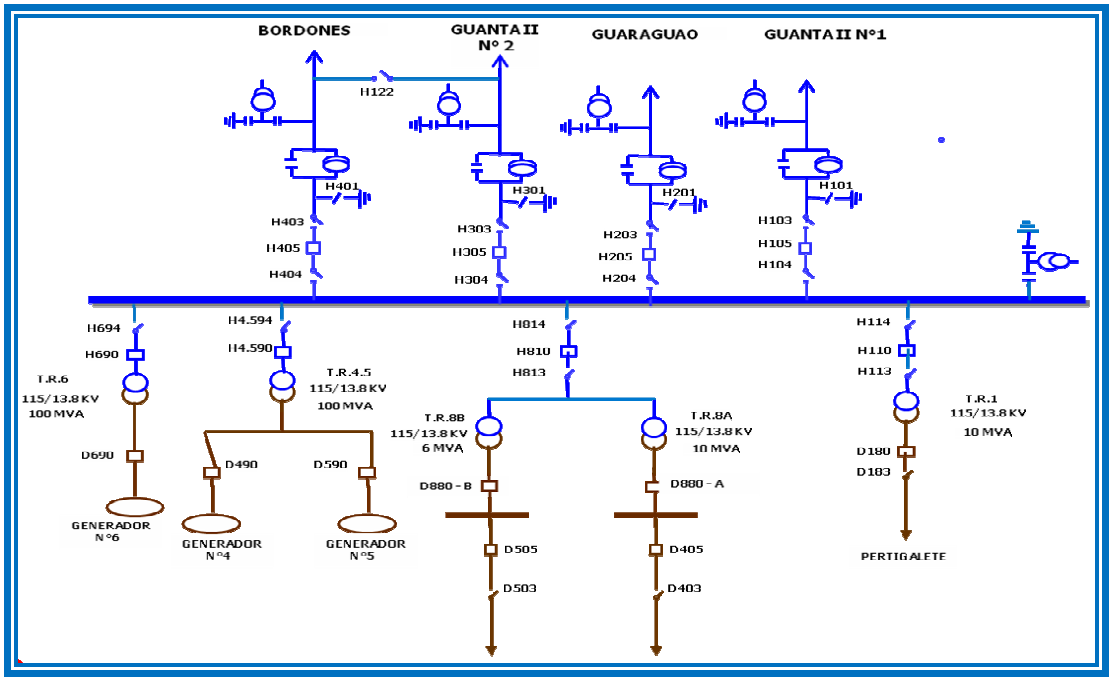


Figura 4.5 Diagrama unifilar del tercer escenario.

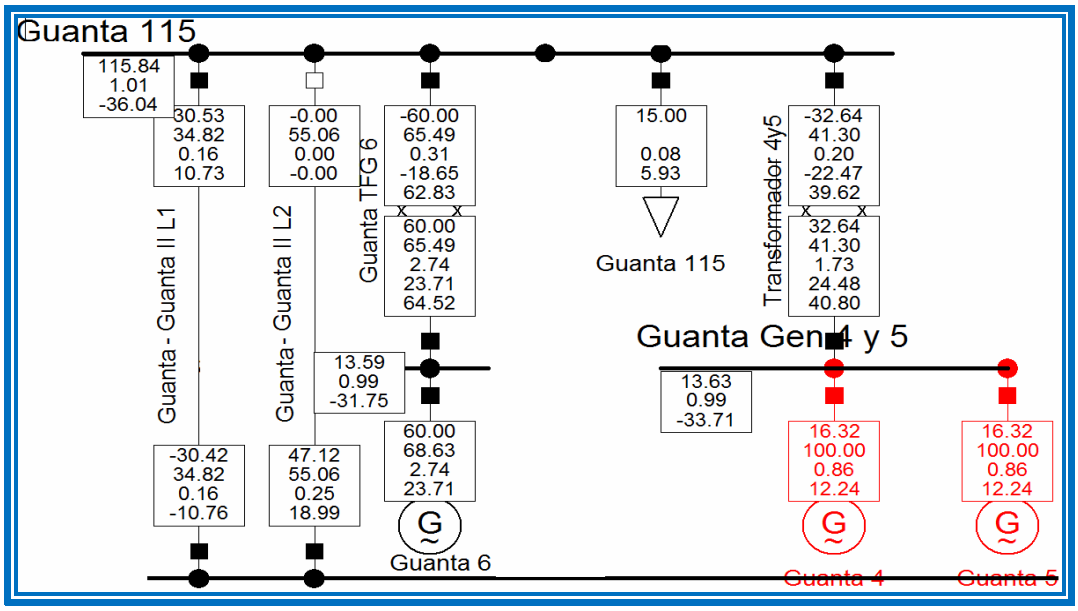


Figura 4.6 Esquema con G4, G5 y G6 activos para el estudio de flujo de carga.

Tabla 4.4. Resultados de la simulación de flujo de carga (incorporación de los 2 generadores de 17MW y 1 de 74MW).

Subestación	Tensión nominal	Tensión calculada	Magnitud de tensión calculada	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	kV	kV	p.u.	MW	Mvar
Barbacoa 115	115	116,7894	1,024256	0	0
Guanta 115	115	115,8379	1,008451	15	5,928379
Curaguaro 115	115	115,288	1,0112	3	1,185676
Guaraguao 115	115	114,661	0,9970526	67	32,44958
Parchita 115	115	114,5734	1,004986	2,24	1,505289
Guanta II 115	115	114,4958	1,004311	0	0
Barcelona 115	115	112,9597	0,9909543	92	36,36072
Tronconal V 115	115	112,8493	0,9899936	51	16,76289
Chuparín 115	115	112,4204	0,986264	56	25,51435
Casanay 115	115	110,5801	0,9615664	0	0
Paraíso 115	115	110,3597	0,9683456	56	25,51435
Cuartel 115	115	109,6992	0,962602	0	0
Lecherías 115	115	109,2563	0,9587507	30	13,6684
Cariaco 115	115	109,1383	0,9490291	31	9,04167
Santa Fe 115	115	108,9681	0,9475487	3,5	1,327558
Isleta 115	115	108,566	0,9527475	0	0
Clarines 115	115	106,4503	0,9343505	0	0
Carúpano 115	115	105,3351	0,9159575	74	21,58333
Cúmana II 115	115	104,6653	0,9101334	0	0
Tres Picos 115	115	104,6463	0,909968	56	18,40631
Cúmana III 115	115	103,7934	0,9025511	38	14,41349
Manzanare 115	115	103,7039	0,901773	38	13,79216
Irapa 115	115	98,89579	0,8599634	11	3,615526
Güiria 115	115	97,46913	0,8475576	13	4,71837

4.1.1.4 Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla.

En este caso se observa en la figura 4.7, un diagrama unifilar muy parecido al mostrado en el primer escenario, con la diferencia de que ahora los turbogeneradores G6 y G7 se encuentran activos, aportando una potencia eléctrica de 120MW. Cabe destacar que sumando su potencia nominal serían 148MW pero como es de esperarse estas turbinas no funcionaban a un 100% de su valor nominal, por lo general estas maquinas luego de ser instaladas trabajan con menos capacidad. Esta ha sido la mejor condición que ha tenido la planta desde su fundación en cuanto a la generación.

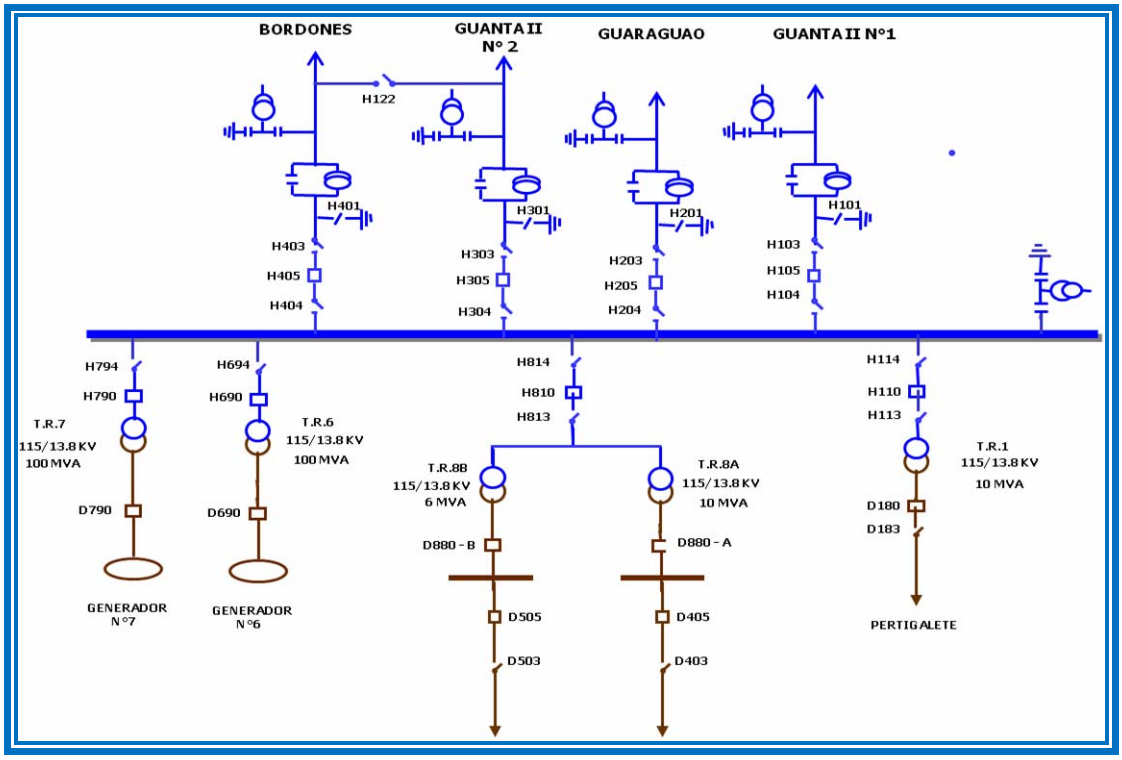


Figura 4.7 Diagrama unifilar del cuarto escenario.

En la figura 4.8 se presenta el esquema de Guanta al realizar la simulación, donde el bloque de la barra de 115kV hace referencia de forma descendente a la tensión calculada (116.61kV), la magnitud de tensión calculada (1.01p.u) y el ángulo

de desfasaje (-34,41°), se nota que G6 y G7 tienen valores muy parecido, por lo que se dirá que los valores de G7, en el bloque del transformador del devanado primario (115kV) se tiene potencia activa (60MW), porcentaje a la cual trabaja el transformador (62.12%), corriente (0.31kA), ángulo (19.16°) y potencia reactiva (62.99Mvar), obteniendo un valor muy parecido en el bloque del devanado secundario (13.8kV), en el bloque del generador se tiene la potencia activa (60MW), el porcentaje a la cual trabaja el generador (68.63%) y la potencia reactiva (23.71Mvar).

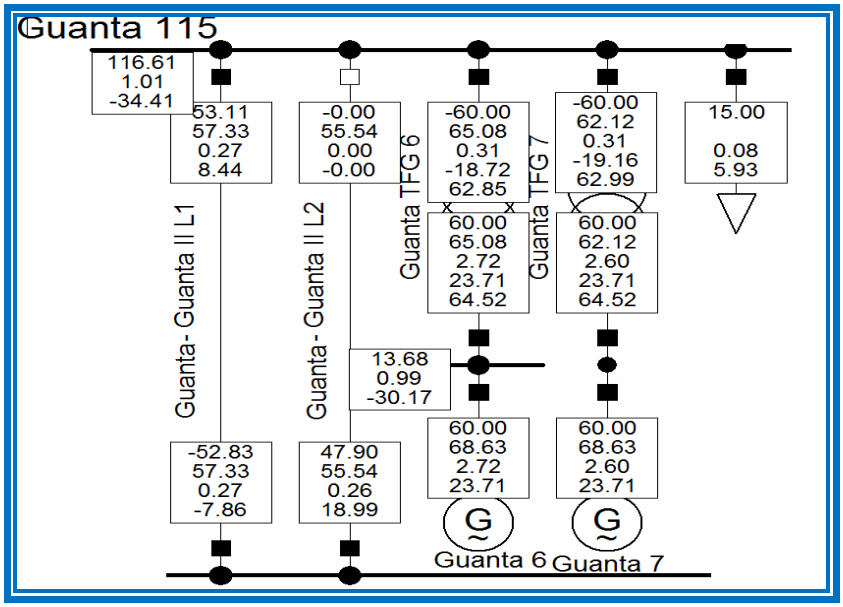


Figura 4.8 Esquema de la planta antes de presentarse la falla.

Como se observa en la tabla 4.5 Guanta cuenta con un voltaje en la barra de 116.6kV teniendo un aumento de 12kV aproximadamente en comparación con la situación actual, pero que aun así no supera su límite superior en condiciones normales según la Norma ANSI C84.1-1995. De igual manera ocurre en la demás subestaciones, como es el caso de Barbacoa que de una tensión de 109.79kV aumento

a 118kV y en Guiria de 90.67kV a 98.03kV, observando que aun se encuentra muy baja la tensión pero a la vez mucho mejor a como se encuentra actualmente.

Tabla 4.5. Resultados de la simulación de flujo de carga (en servicio 2 generadores de 74MW).

Subestación	Tensión nominal	Tensión calculada	Magnitud de tensión calculada	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	kV	kV	p.u.	MW	Mvar
Barbacoa 115	115	118,0195	1,026257	0	0
Guanta 115	115	116,6079	1,013982	15	5,928379
Curaguaro 115	115	116,5168	1,01319	3	1,185676
Parchita 115	115	115,7996	1,006953	2,24	1,505289
Guanta II 115	115	115,6832	1,005941	0	0
Guaraguao 115	115	114,8556	0,9987439	67	32,44958
Barcelona 115	115	114,1808	0,9928761	92	36,36072
Tronconal V 115	115	114,0572	0,9918018	51	16,76289
Chuparín 115	115	113,6325	0,9881089	56	25,51435
Paraíso 115	115	111,576	0,9702262	56	25,51435
Casanay 115	115	111,0418	0,9655812	0	0
Cuartel 115	115	110,9298	0,9646074	0	0
Lecherías 115	115	110,4879	0,9607642	30	13,6684
Isleta 115	115	109,8247	0,9549973	0	0
Cariaco 115	115	109,6253	0,9532639	31	9,04167
Santa Fe 115	115	109,5757	0,9528325	3,5	1,327558
Clarines 115	115	107,7163	0,9366633	0	0
Carúpano 115	115	105,8392	0,9203411	74	21,58333
Cúmana II 115	115	105,2728	0,915416	0	0
Tres Picos 115	115	105,254	0,9152522	56	18,40631
Cúmana III 115	115	104,4062	0,9078801	38	14,41349
Manzanare 115	115	104,3173	0,9071068	38	13,79216
Irapa 115	115	99,45194	0,8647995	11	3,615526
Güiria 115	115	98,03461	0,8524749	13	4,71837

4.1.1.5 Escenario #5. Condición de máxima generación.

En este escenario se consideran los cuatro (4) generadores G4, G5, G6 y G7, pero se deberá instalar un transformador con una capacidad mínima de 45MVA, a demás de un disyuntor, seccionador y demás equipos necesarios para que puedan ser conectados los generadores G4 y G5 de 17MW cada uno, y permitir que G7 quede con el transformador de 100MVA, como se muestra en la figura 4.9, generando al sistema eléctrico de Oriente una capacidad instalada de 153MW.

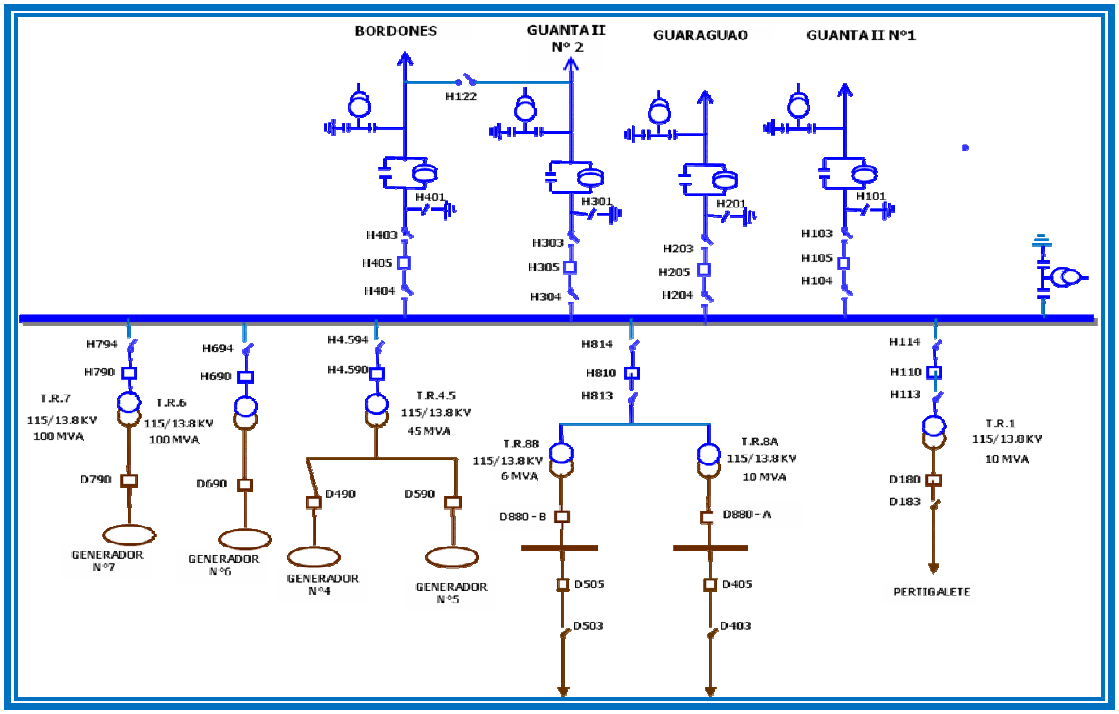


Figura 4.9 Diagrama unifilar del quinto escenario.

En la figura 4.10 se muestra el esquema de la simulación para este caso , donde el bloque de la barra 115kV en orden descendente, se nota que el valor de la tensión calculada es de 120.31kV encontrándose muy cerca del límite máximo establecido en la norma ANSI C84.1-1995 que es de 120.9kV, pero que aún se puede decir que se

encuentra entre los valores normales, seguido de la magnitud (1.05p.u) y el ángulo de desfasaje entre voltaje y corriente de -32.44°, los demás valores de transformadores y generadores fueron mencionados en los escenarios anteriores, de dicha simulación, se obtienen los resultados en la tabla 4.6, que al compararlos con los datos del caso actual se nota la gran diferencia y mejora de las tensiones en el sistema eléctrico, que tomando el caso de la subestación Barbacoa se tiene 120.35kV, muy por encima de su valor actual que es de 109.79kV, aumentando 11kV aproximadamente, y en el peor de los casos, en la subestación de Guiria se consigue una tensión de 103.13kV, considerando un aumento de 13kV pero que aun así se encuentra por debajo del límite inferior de la norma el cual es de 19.25kV.

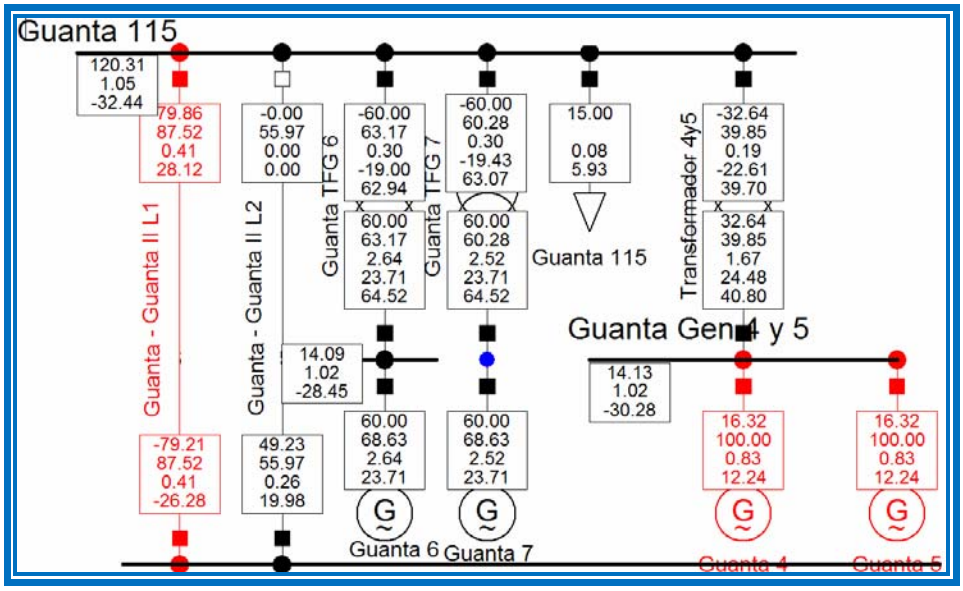


Figura 4.10. Diagrama de máxima carga en la planta.

Tabla 4.6 Resultados de la simulación de flujo de carga (en servicio los dos generadores de 74MW y los dos de 17MW).

Subestación	Tensión nominal	Tensión calculada	Magnitud de tensión calculada	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	kV	kV	p.u.	MW	Mvar
Barbacoa	115	120,3537	1,046554	0	0
Guanta 115	115	120,3081	1,046158	15	5,928379
Curaguaro 115	115	119,4019	1,038277	3	1,185676
Guanta II 115	115	118,3874	1,029456	0	0
Guaraguao 115	115	118,3839	1,029425	67	32,44958
Parchita 115	115	118,2692	1,028428	2,24	1,505289
Barcelona 115	115	116,748	1,0152	92	36,36072
Tronconal V 115	115	116,7274	1,015021	51	16,76289
Chuparín 115	115	116,2847	1,011172	56	25,51435
Casanay 115	115	114,6423	0,998654	0	0
Paraíso 115	115	114,2783	0,9937241	56	25,51435
Cuartel 115	115	113,6054	0,9878731	0	0
Cariaco 115	115	113,5253	0,9862639	31	9,04167
Santa Fe 115	115	113,4757	0,9858325	3,5	1,327558
Lecherías 115	115	113,174	0,9841222	30	13,6684
Clarines 115	115	110,4001	0,9600008	0	0
Carúpano 115	115	109,2135	0,9523411	74	21,58333
Cúmana II 115	115	108,8234	0,947416	0	0
Tres Picos 115	115	108,2438	0,942522	56	18,40631
Cúmana III 115	115	107,9823	0,9388801	38	14,41349
Manzanare 115	115	107,2455	0,9371068	38	13,79216
Irapa 115	115	103,8137	0,89765	11	3,615526
Güiria 115	115	103,1394	0,8954749	13	4,71837

4.2 Estudio de cortocircuito.

4.2.1 Condiciones de estudio para cálculo de cortocircuito.

Todo sistema eléctrico tiene como condición primordial operar normal sin falla alguna, resulta casi imposible evitar la presencia de fallas dentro de las instalaciones por distintas causas, en muchos casos estas fallas se escapan del control y prevención humana. Por esta razón se hace necesario conocer con exactitud la magnitud de la corriente de cortocircuito en todos los puntos del sistema.

Para el estudio de cortocircuito al igual que el de flujo de carga se plantearán distintos escenarios que van a permitir verificar el nivel de cortocircuito en la barra del sistema eléctrico de la S/E de Guanta.

Se trabajará con las corrientes de cortocircuito trifásico momentáneo simétrico máximo en las barras principales de las subestaciones bajo estudio, debido a que es el caso que aporta mayor flujo de corriente al sistema.

Para el estudio de los escenarios planteados al igual que el estudio de flujo de carga se realizó mediante la herramienta computacional DigSilent Power Factory versión 13.2.

4.2.1.1 Corriente de cortocircuito trifásica.

a) Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta.

En este primer escenario se realizó el estudio de corriente de cortocircuito del diagrama unifilar de la figura 4.11, el cual se caracteriza por no tener generadores

conectados en la barra principal, donde la corriente es recibida de las dos líneas Guanta II y una de Guaraguao, y es enviada a los Bordones.

Realizando la simulación a través del programa computacional Power Factory versión 13.2, se obtienen los valores de corriente de cortocircuito mostrados en la figura 4,12, donde cada bloque de la barra de 115kV representan en orden descendente, la potencia inicial de cortocircuito (1392.36MVA), corriente inicial subtransitoria de cortocircuito (6.99kA) y la corriente máxima de cortocircuito (19.77kA), que será la corriente tomada para concluir si se encuentra dentro de los límites permisibles, teniendo en cuenta que el límite de soporte máximo de cortocircuito de la barra es de 35kA y del disyuntor 40kA.

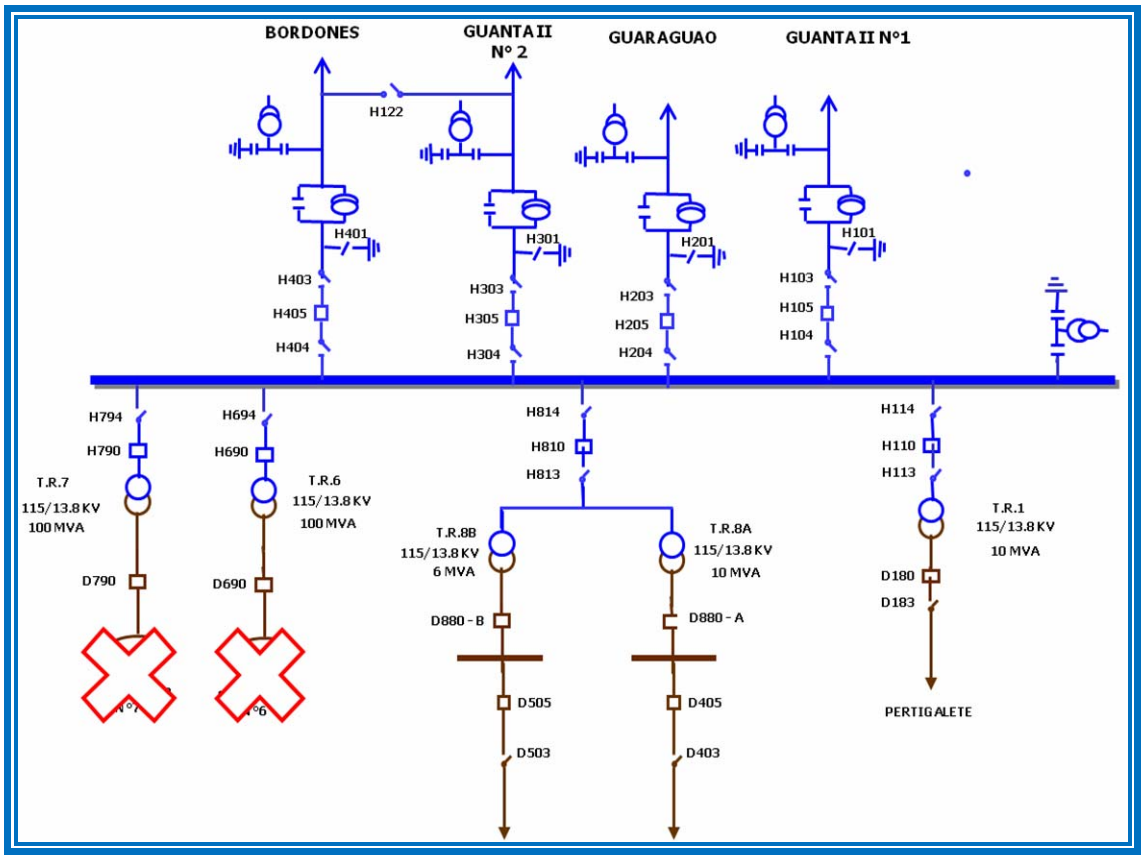


Figura 4.11 Diagrama unifilar del primer escenario.

Para observar los valores con más detalles se tiene la tabla 4.7, donde se nombran las diferentes subestaciones de Anzoátegui y Sucre con las especificaciones de corrientes (inicial y pico), potencia e impedancia de las barras de 115kV. Teniendo como referencia la subestación de Barbacoa se observa que posee una capacidad de corriente pico de 38.4kA, mientras que Guiria una corriente de 2.19kA, esto se debe a la capacidad de tensión que presenta la barra principal. También se presenta elevadas corrientes de cortocircuito cuando es una subestación generadora, que en el caso de Barbacoa es la encargada de transmitir la energía a la mayor parte de las subestaciones estudiadas.

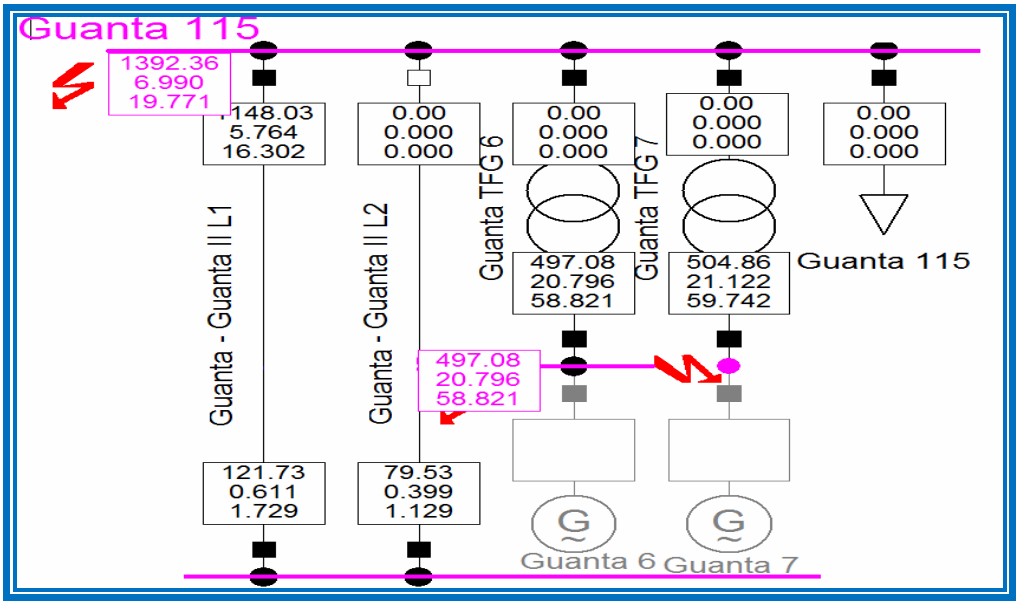


Figura 4.12 Diagrama actual de planta Guanta para simulación de cortocircuito trifásico.

Tabla 4.7. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico sin generadores activos en la planta.

Subestación	Ik"	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm
Barbacoa 115	13,57939	2704,823	38,40833	1,577094	4,393673
Guanta II 115	11,76757	2343,933	33,28371	1,919842	4,859107
Barcelona 115	9,795772	1951,179	27,70663	2,428658	5,706545
Tronconal V	9,768216	1945,69	27,62869	2,347588	5,779244
Casanay 115	9,540321	1900,297	26,9841	2,156065	5,985389
Parchita 115	8,956909	1784,089	25,33396	2,393295	6,478542
Chuparín 115	7,679453	1529,638	21,72077	3,039718	7,242342
Tronconal V 115	7,097551	1413,732	20,07491	3,066227	7,959977
Guanta 115	6,990249	1392,359	19,77141	3,15536	8,062324
Cariaco 115	6,24777	1244,467	17,67136	3,765986	8,774184
Cuartel 115	5,454588	1086,477	15,42791	4,408287	9,802384
Guaraguao 115	5,384655	1072,547	15,2301	4,258242	10,23857
Curaguaro 115	5,258367	1047,392	14,87291	4,217211	10,93618
Cúmana II 115	4,850119	966,0751	13,71821	5,50533	10,08412
Tres Picos 115	4,820262	960,128	13,63376	5,535767	10,14562
Paraíso 115	4,59939	916,1334	13,00904	5,024577	11,80703
Lecherías 115	4,55721	907,7316	12,88974	5,160916	11,71691
Los Bordones 115	4,363938	869,2347	12,34308	5,830906	11,40258
Santa Fe 115	4,230472	842,6502	11,96558	5,432371	12,60765
Cúmana III 115	4,074054	811,4938	11,52316	6,298839	11,98897
Manzanare 115	3,955743	787,9279	11,18853	6,434669	12,35895
Carúpano 115	3,905186	777,8577	11,04553	6,839999	12,99662
Isleta 115	2,434236	484,8653	6,885058	9,008263	22,04894
Clarines 115	1,814183	361,3596	5,131285	11,42257	29,0248
Irapa 115	1,009103	200,999	2,854174	24,47467	46,74606
Güiria 115	0,7767989	154,7274	2,197119	31,22737	59,72373

Donde:

Ik” Corriente Inicial Subtransitoria de Cortocircuito (valor Eficaz).

Sk Potencia Inicial de Cortocircuito.

Ip Corriente Máxima de Cortocircuito.

Rk y Xk Impedancia al momento de ocurrir el cortocircuito.

b) Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5.

En este caso se conectan los dos turbogeneradores (G4 y G5) a planta Guanta como es mostrado en la figura 4.13. Ya se nota la diferencia con respecto a la condición anterior debido a que la planta está generando 33MW, presentando valores de corrientes de cortocircuitos un poco más elevados, teniendo como base guanta I, que mediante la simulación de la figura 4.14, se obtienen los valores de cortocircuito, enfocándose en el recuadro de la barra, se tiene la potencia de cortocircuito (1594.21MVA), la corriente inicial de cortocircuito (8kA) y la corriente máxima de cortocircuito (22.63kA), al igual para G4 y G5, una potencia de cortocircuito (121.22MVA), corriente inicial de cortocircuito (5.071kA) y la corriente máxima de cortocircuito (14.34kA), concluyendo que el caso es permisible debido a que la corriente máxima de la barra (21.63kA) es soportado por la barra (35kA).

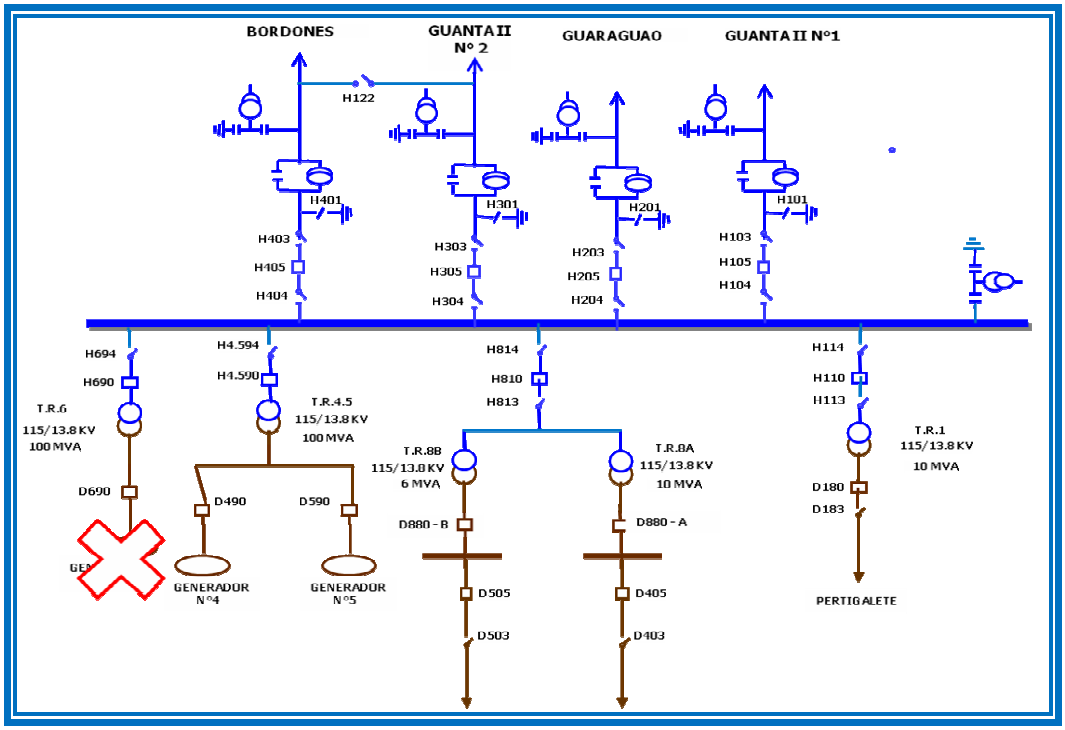


Figura 4.13 Diagrama unifilar del segundo escenario.

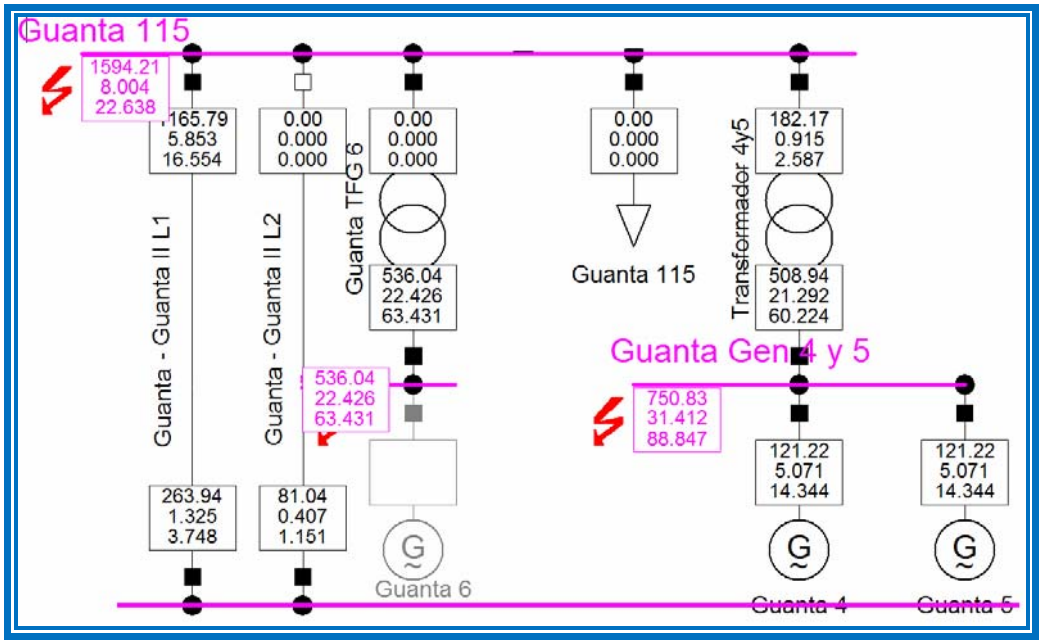


Figura 4.14. Esquema requerido en planta Guanta.

A continuación se presenta la tabla 4.8, en la cual se observa los resultados de corrientes y potencia de cortocircuito e impedancia de las barras.

Tabla 4.8. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico con la incorporación de G4 y G5.

Subestación	Ik"	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm
Barbacoa 115	14,23547	2835,503	40,26398	1,445994	4,379441
Guanta II 115	12,65349	2520,397	35,78948	1,706966	4,763513
Barcelona 115	10,29318	2050,256	29,11351	2,260947	5,711539
Casanay 115	9,747839	1941,631	27,57105	2,102185	6,036403
Parchita 115	9,37761	1867,887	26,52389	2,242332	6,473967
Chuparín 115	8,088518	1611,118	22,87778	2,848656	7,22945
Guanta 115	8,003616	1594,207	22,63765	2,575421	7,5388
Tronconal V 115	7,479934	1489,897	21,15645	2,864525	7,932837
Cariaco 115	6,402902	1275,367	18,11014	3,704908	8,840705
Guaraguao 115	5,924435	1180,064	16,75683	3,763432	9,919864
Cuartel 115	5,691331	1133,633	16,09751	4,233639	9,890161
Curaguaro 115	5,585157	1112,484	15,79721	3,9528	10,81582
Cúmana II 115	5,021282	1000,168	14,20233	5,360024	10,26684
Tres Picos 115	4,99042	994,0209	14,11504	5,390295	10,32919
Paraíso 115	4,815294	959,1384	13,61971	4,820906	11,85127
Lecherías 115	4,75297	946,7244	13,44343	4,98332	11,81827
Los Bordones 115	4,525272	901,3701	12,7994	5,681947	11,57253
Santa Fe 115	4,418282	880,0593	12,49679	5,264273	12,65866
Cúmana III 115	4,217769	840,1199	11,92965	6,146146	12,20355
Manzanare 115	4,095573	815,7803	11,58403	6,280802	12,57738
Carúpano 115	3,994781	795,7039	11,29895	6,76896	13,16426
Isleta 115	2,526526	503,2483	7,146095	8,84079	22,29305

Continuación de la tabla 4.8. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico con la incorporación de G4 y G5.

Subestación	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA	Rk, Re(Zk) Ohm	Xk, Im(Zk) Ohm
Clarines 115	1,884616	375,3888	5,330498	11,24104	29,38297
Irapa 115	1,036214	206,3991	2,930855	24,28333	47,45066
Güiria 115	0,7985633	159,0625	2,258678	30,98036	60,63841

c) Escenario #3. Posible condición de generación en un futuro.

El diagrama en la figura 4.15 es la siguiente condición estudiada que tiene en servicio los turbogeneradores G4, G5 y G6, teniendo una potencia instalada de 93MW, notándose el incremento de corriente de cortocircuito en comparación a la condición actual, el cual se puede visualizar en la figura 4.16, donde se presenta en la barra una potencia de 2019.94MVA, una corriente inicial de 10.14kA y una corriente máxima de cortocircuito de 28.68kA, de igual forma es mostrado en los recuadros de los turbogeneradores G4, G5 y G6 y sus respectivos transformadores, aportando mayor valor de corriente de cortocircuito que con G4 y G5 generando (escenario anterior).

Utilizando el programa Power Factory se obtienen los resultados de las subestaciones estudiadas, la cual se puede ver con detalles en la tabla 4.9.

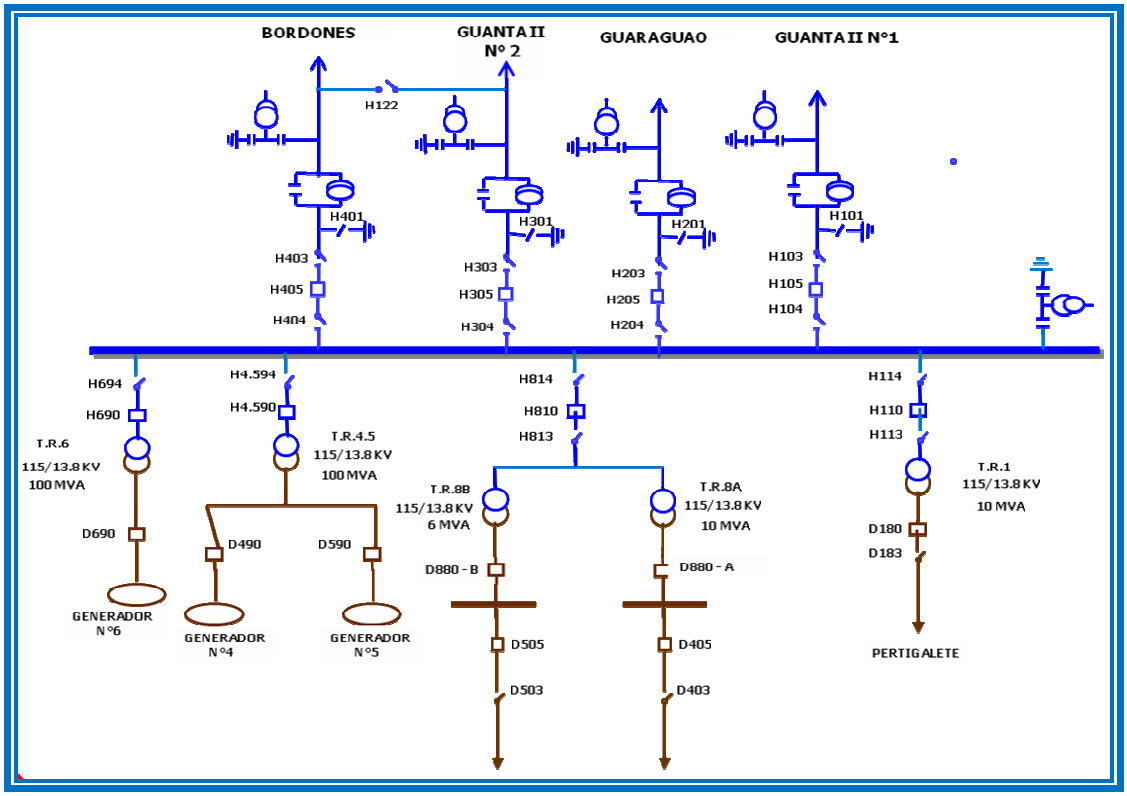


Figura 4.15 Diagrama unifilar del tercer escenario.

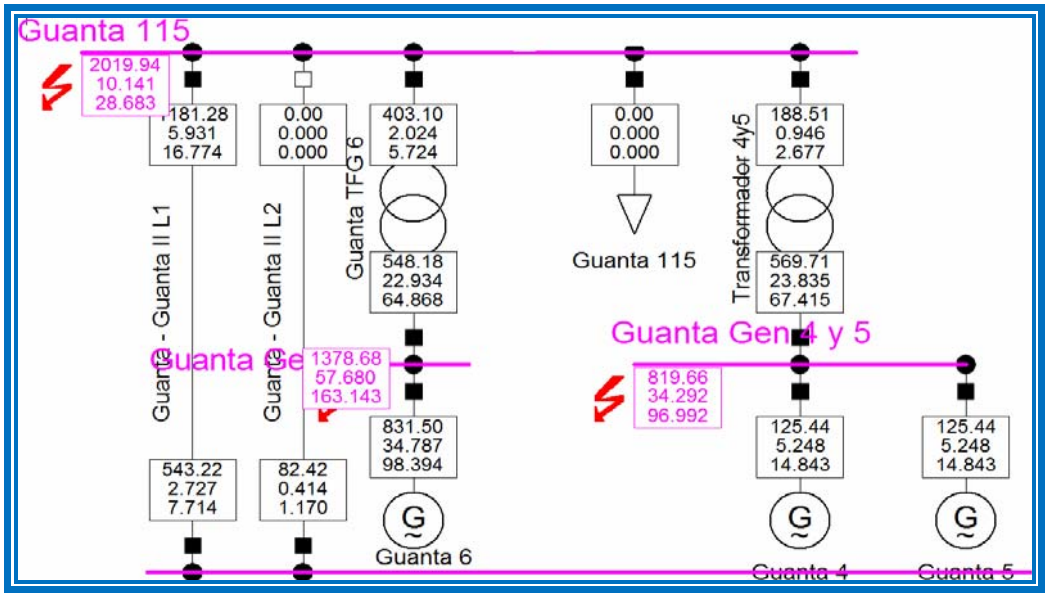


Figura 4.16 Esquema de la planta con nuevos generadores y uno viejo.

Tabla 4.9. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando G4, G5 y G6.

Subestación	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA	Rk, Re(Zk) Ohm	Xk, Im(Zk) Ohm
Barbacoa 115	15,33898	3055,308	43,38519	1,252348	4,238944
Guanta II 115	14,26944	2842,269	40,36006	1,389789	4,443531
Barcelona 115	11,08913	2208,798	31,3648	2,010515	5,560182
Guanta 115	10,141	2019,944	28,68308	1,708261	6,37015
Parchita 115	10,01521	1994,889	28,3273	2,017668	6,326581
Casanay 115	10,00649	1993,15	28,30262	2,01849	6,0525
Chuparín 115	8,713074	1735,521	24,64429	2,564099	7,035415
Tronconal V 115	8,054042	1604,251	22,78027	2,564665	7,716265
Guaraguao 115	6,877533	1369,907	19,4526	3,022756	9,08915
Cariaco 115	6,581723	1310,986	18,61593	3,609466	8,867149
Curaguaro 115	6,068903	1208,84	17,16545	3,555571	10,43082
Cuartel 115	6,009735	1197,054	16,9981	3,971761	9,822189
Cúmana II 115	5,235714	1042,88	14,80884	5,139107	10,33433
Tres Picos 115	5,203231	1036,41	14,71696	5,169193	10,39748
Paraíso 115	5,100356	1015,919	14,42599	4,522298	11,71542
Lecherías 115	5,003349	996,5962	14,15161	4,718394	11,76359
Los Bordones 115	4,722655	940,686	13,35769	5,454828	11,62203
Santa Fe 115	4,653979	927,0067	13,16344	5,005606	12,55714
Cúmana III 115	4,389949	874,4157	12,41665	5,917818	12,30107
Manzanare 115	4,261885	848,9071	12,05443	6,051343	12,67849
Carúpano 115	4,090269	814,7237	11,56903	6,667841	13,2893
Isleta 115	2,624585	522,7803	7,423449	8,629493	22,40943
Clarines 115	1,956074	389,6222	5,532612	11,02604	29,60613
Irapa 115	1,062548	211,6445	3,00534	24,07108	48,04357
Güiria 115	0,8195291	163,2386	2,317978	30,71782	61,41207

d) Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla.

Esta condición planteada se refiere a la situación que presentaba la planta anteriormente, donde se encontraban en funcionamiento los generadores G6 y G7, la cual ha sido la que mayor capacidad de generación ha presentado hasta ahora, con una potencia instalada de 120MW, cada una como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 4.17, conectadas a un trasformador de 100MVA, un disyuntor de baja y alta tension, un seccionador y la barra de 115kV.

Luego se presenta el esquema del simulador Power Factory en la figura 4.18, donde haciendo la representación de cada bloque se tiene, primero en la barra, una potencia de cortocircuito de 2280.66MVA, una corriente inicial de cortocircuito de 11.45kA, una corriente de cortocircuito máxima de 32.38kA, en el devanado primario del transformador de G6 se tiene, una potencia de 405.47MVA, una corriente inicial de 2.036kA y una corriente pico de 5.7558kA, y de esta misma forma para los bloques restantes.

En la tabla 4.10 se muestran los resultados de corriente de cortocircuito de las subestaciones estudiadas, donde se observa que a mayor generación en la planta mayor es la corriente de cortocircuito.

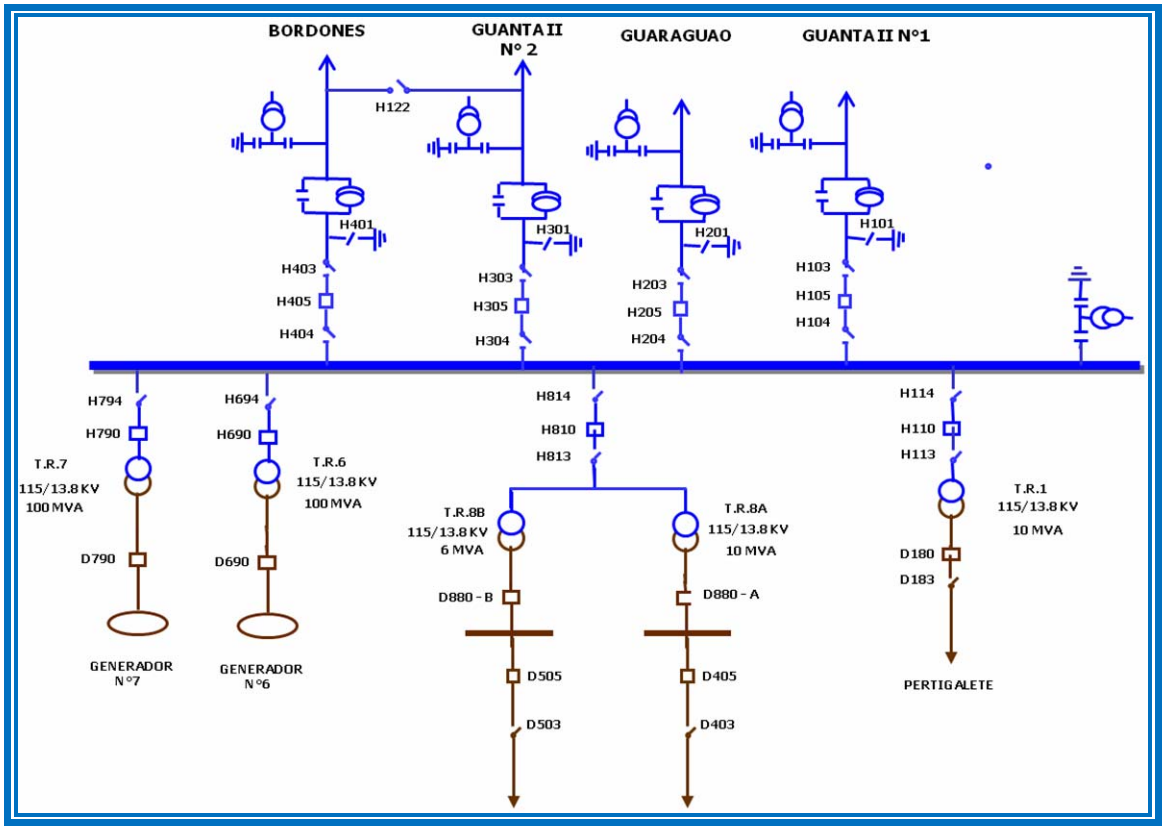


Figura 4.17 Diagrama unifilar del cuarto escenario.

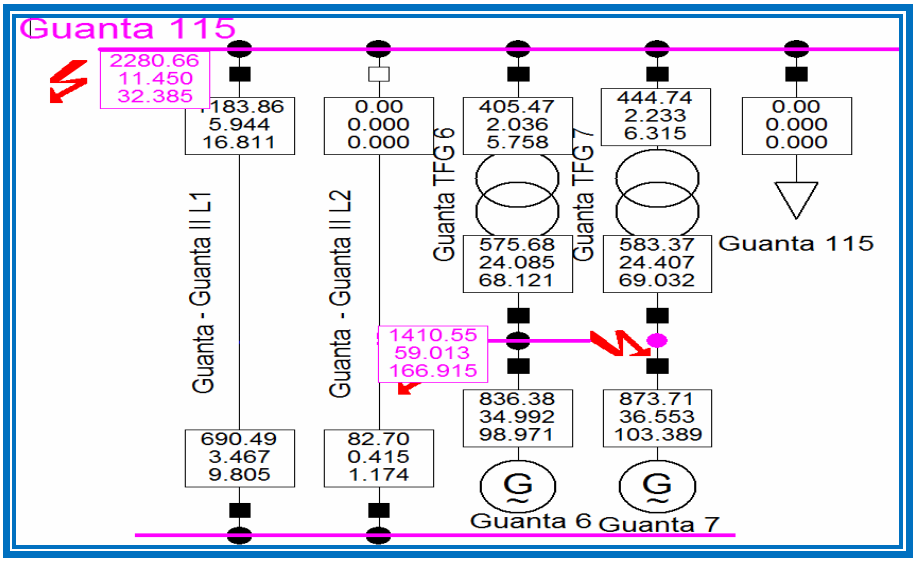


Figura 4.18. Diagrama de la planta con G6 y G7 activos.

Tabla 4.10. Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico (en servicio los dos generadores de 74MW).

Subestación	Ik"	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm
Barbacoa 115	15,84854	3156,805	44,82645	1,174822	4,135734
Guanta II 115	15,09287	3006,286	42,68908	1,261094	4,241756
Guanta 115	11,44989	2280,656	32,38518	1,351276	5,722469
Barcelona 115	11,43793	2278,275	32,35136	1,909373	5,438013
Parchita 115	10,27816	2047,263	29,07102	1,927173	6,212721
Casanay 115	10,08868	2009,522	28,53509	1,983759	5,376913
Chuparín 115	8,973176	1787,33	25,37997	2,449046	6,888947
Tronconal V 115	8,288617	1650,975	23,44375	2,443401	7,559681
Guaraguao 115	7,351017	1464,218	20,79182	2,717595	8,601692
Cariaco 115	6,631562	1320,913	18,75689	3,569754	4,185231
Curaguaro 115	6,263266	1247,554	17,71519	3,392213	10,19081
Cuartel 115	6,121656	1219,347	17,31466	3,866504	9,721403
Cúmana II 115	5,30318	1056,318	14,99966	5,049982	6,053503
Tres Picos 115	5,270006	1049,711	14,90583	5,080022	10,298456
Paraíso 115	5,198046	1035,377	14,7023	4,403485	11,58409
Lecherías 115	5,085034	1012,867	14,38265	4,612446	11,66597
Los Bordones 115	4,782501	952,6066	13,52696	5,362799	7,639195
Santa Fe 115	4,728872	941,9243	13,37527	4,898662	8,864563
Cúmana III 115	4,440157	884,4164	12,55866	5,827222	6,242135
Manzanare 115	4,309759	858,4429	12,18984	5,960531	8,563257
Carúpano 115	4,112846	819,2207	11,63289	6,629819	4,285465
Isleta 115	2,646955	527,2359	7,486719	8,559908	22,37322
Clarines 115	1,970538	392,5033	5,573524	10,96209	29,59495
Irapa 115	1,067455	212,6219	3,019219	24,01461	6,875391
Güiria 115	0,823355	164,0007	2,3288	30,6531	6,052497

Como se puede notar en la tabla 4.10, los valores de las corrientes de cortocircuitos picos en este caso (32.38kA) se elevan un gran valor en comparación con el caso que actualmente presenta Guanta (19.77kA), notando que es una condición que mayor capacidad de corriente ha mostrado en comparación con las estudiadas anteriormente, en la cual se puede observar que el nivel de cortocircuito obtenido en la barra principal se encuentra dentro del rango permitido (40kA).

e) Escenario #5. Condición de máxima generación.

En este escenario se tiene en servicio los cuatro turbogeneradores estudiados (G4, G5, G6 y G7) como se muestra en la figura 4.19, generando al sistema eléctrico de Oriente una potencia de 153MW.

En la figura 4.20, se muestra la simulación para este caso, en la cual se puede observar en el bloque de la barra de 115kV, que la corriente máxima es de 35.63kA, sobrepasando el soporte de la barra que es de 35kV en caso de una falla, quedando para actual el disyuntor (40kA) que desconectará el circuito a los tres (3) ciclos, que a pesar de estar protegido no sería lo más apropiado, además de presentarse la misma situación en la subestación de Barbacoa teniendo corrientes de cortocircuito de 46.18kA, soportando este hasta 45kA, concluyendo que este estudio de cortocircuito trifásico no es permisible, mostrando con detalles los valores al momento del cortocircuito en la tabla 4.11.

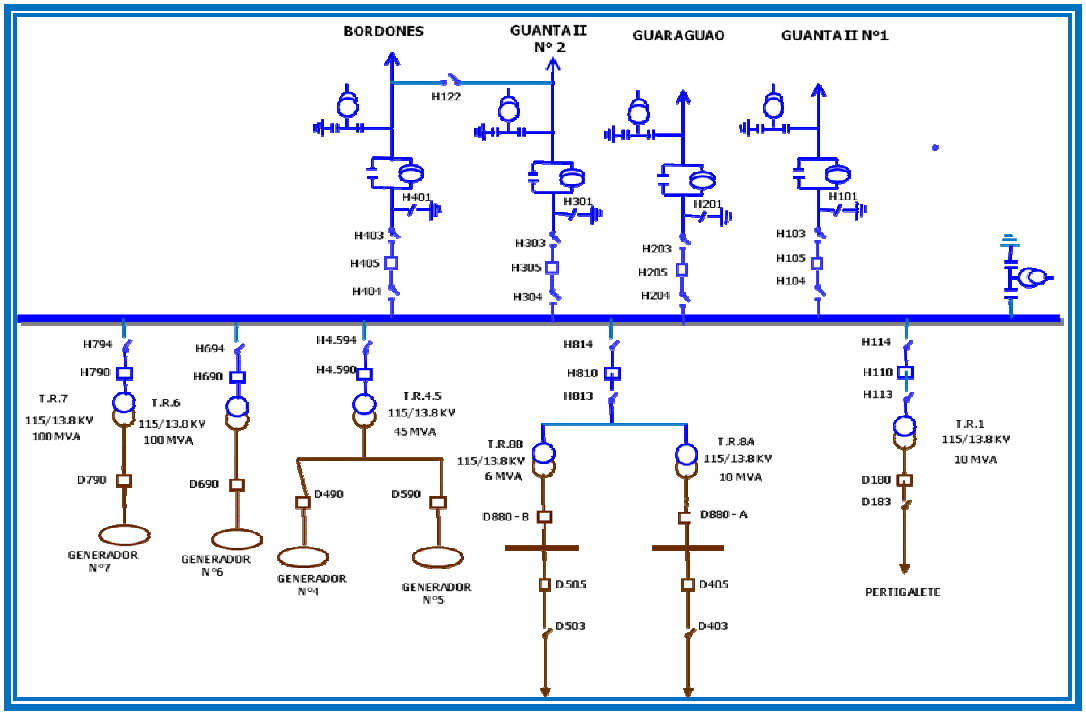


Figura 4.19 Diagrama unifilar del quinto escenario.

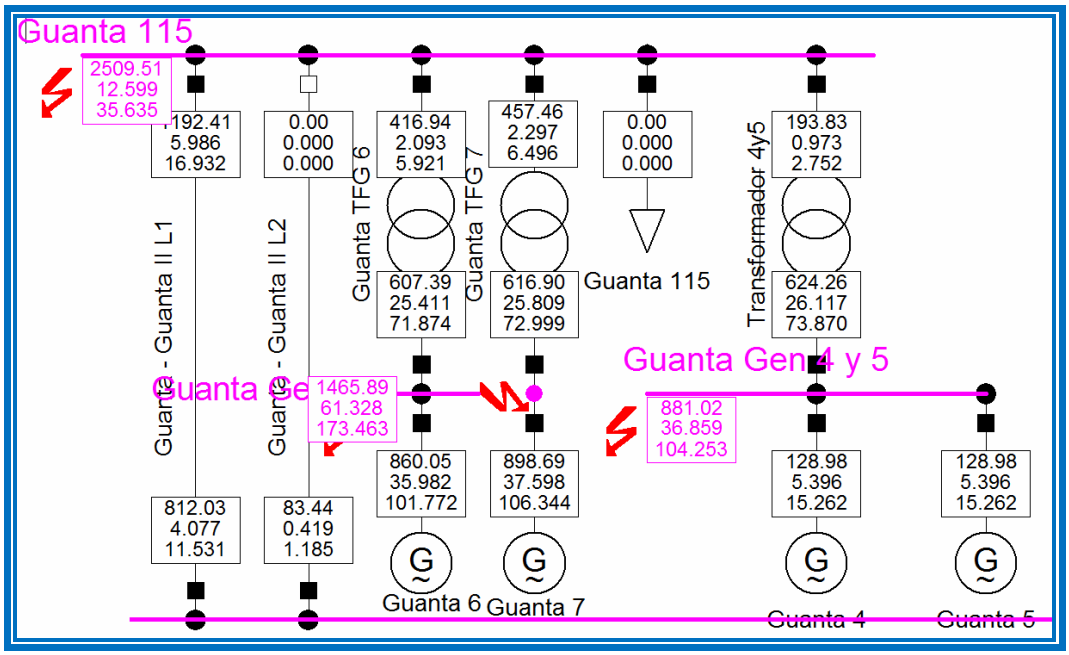


Figura 4.20 Diagrama unifilar aplicando máxima generación a la planta.

Tabla 4.11 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando los cuatro generadores (G4, G5, G6 y G7).

Subestación	Ik"	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm
Barbacoa A115	16,33035	3252,774	46,18919	1,124415	4,103785
Guanta II 115	15,8108	3149,288	44,71971	1,185484	4,157338
Guanta 115	12,59885	2509,513	35,63493	1,164561	5,388797
Barcelona 115	11,79833	2350,061	33,37072	1,842656	5,407735
Parchita 115	10,5745	2106,291	29,90921	1,867961	6,181222
Casanay 115	10,22455	2036,585	28,91938	1,957028	6,052459
Chuparín 115	9,264364	1845,33	26,20358	2,374855	6,846622
Tronconal V 115	8,560063	1705,043	24,21151	2,365689	7,509078
Guaraguao 115	7,812679	1556,175	22,09759	2,548211	8,369127
Cariaco 115	6,729454	1340,412	19,03377	3,539022	8,872944
Curaguaro 115	6,49639	1293,989	18,37457	3,297378	10,08623
Cuartel 115	6,281977	1251,281	17,76811	3,791183	9,72838
Cúmana II 115	5,41648	1078,886	15,32012	4,979039	10,34885
Tres Picos 115	5,382578	1072,133	15,22423	5,00896	10,41257
Paraíso 115	5,343204	1064,291	15,11286	4,320255	11,5677
Lecherías 115	5,215266	1038,807	14,751	4,535091	11,67921
Los Bordones 115	4,888289	973,678	13,82617	5,291321	11,62214
Santa Fe 115	4,852501	966,5495	13,72495	4,827829	12,44051
Cúmana III 115	4,534054	903,1194	12,82424	5,751296	12,33702
Manzanare 115	4,4009	876,5969	12,44762	5,883884	12,71698
Carúpano 115	4,167578	830,1225	11,78769	6,59078	13,36863
Isleta 115	2,703761	538,5509	7,64739	8,480519	22,46197
Clarines 115	2,013135	400,9879	5,694005	10,87207	29,73667
Irapa 115	1,08323	215,7641	3,063837	23,90764	48,4574
Güiria 115	0,8359297	166,5054	2,364366	30,51645	61,9546

4.2.1.2 Corrientes de cortocircuito monofásica.

Los mismos escenarios para el cálculo de cortocircuito se repetirán pero ahora de manera monofásica para observar la diferencia.

a) Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta.

En este caso se usó el diagrama de la figura 4.21, con el cual se realizó la simulación, los datos utilizados para este tipo de corriente fueron la corriente inicial subtransitoria de cortocircuito monofásica (Ik"), la potencia inicial de cortocircuito monofásica (Sk") y la corriente máxima de cortocircuito monofásica (Ip). Con el diagrama de la figura 4.21 y utilizando el programa computacional Power Factory versión 13.2, se obtiene la tabla 4.12, donde se observa que Guanta tiene una capacidad de corriente máxima de cortocircuito de 24.22kA, concluyendo que el caso es permisible, debido a que la barra principal de la planta soporta 35kA.

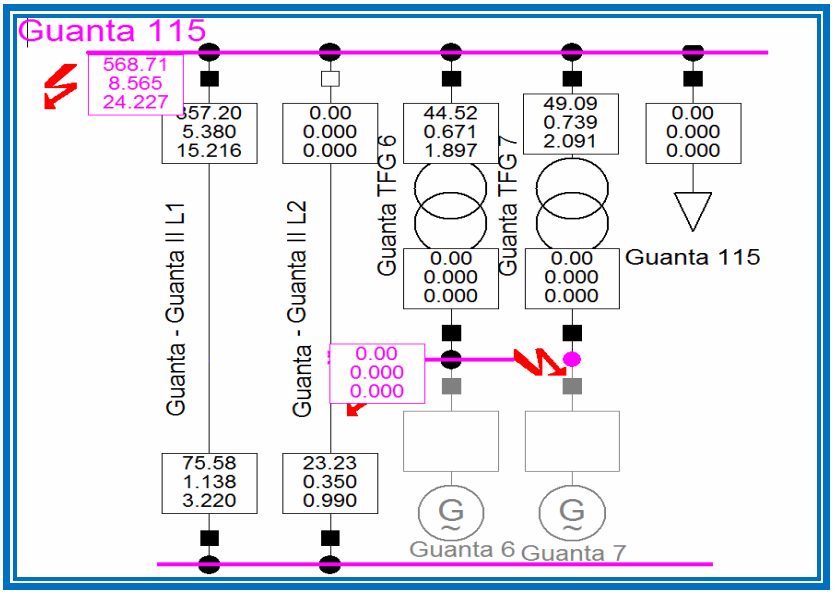


Figura 4.21. Diagrama actual de planta Guanta para cortocircuito monofásico.

Tabla 4.12 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico sin generadores activos en la planta.

Subestaciones	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Barbacoa A115	16,77497	1113,779	47,44677
Guanta II 115	13,6844	908,5796	38,70533
Casanay 115	10,4179	691,6993	29,46627
Barcelona 115	9,466532	628,533	26,77539
Guanta 115	8,565463	568,7063	24,22679
Parchita 115	8,083543	536,7091	22,86371
Chuparín 115	6,572802	436,403	18,59069
Tronconal V 115	5,896795	391,5193	16,67865
Cariaco 115	5,333173	354,0975	15,08449
Cuartel 115	5,105431	338,9765	14,44034
Guaraguao 115	4,841259	321,4368	13,69315
Curaguaro 115	3,99844	265,4775	11,3093
Lecherías 115	3,934907	261,2593	11,1296
Cúmana II 115	3,760917	249,7071	10,63748
Tres Picos 115	3,73306	247,8575	10,55869
Paraíso 115	3,477489	230,8889	9,835825
Los Bordones 115	3,28088	217,835	9,279731
Carúpano 115	3,112847	206,6784	8,804462
Cúmana III 115	3,060479	203,2014	8,656343
Santa Fe 115	2,979151	197,8016	8,426313
Manzanare 115	2,954121	196,1397	8,355516
Isleta 115	2,08452	138,4023	5,895914
Clarines 115	1,805246	119,8598	5,106006
Irapa 115	0,7260801	48,20829	2,053665
Güiria 115	0,5573783	37,00729	1,576504

b) Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5.

En este caso se incorporan G4 y G5 en la planta teniendo una generación de 33MW. En la figura 4.22, se muestra diagrama de la planta a través de la simulación, donde se muestran en los recuadros los valores de corrientes, siendo el dato más importante para este estudio la corriente máxima (ip), por ser la que se compara con la corriente máxima soportada por la barra que es de 35kA, comprobando que este caso es permisible debido a que el bloque mostrado en la barra principal muestra una corriente de cortocircuito máximo de 27,11kA.

A través de la simulación se obtuvo la tabla 4.13, en la cual se puede observar de forma detallada cómo cada valor de corriente de cortocircuito monofásico inicial y máximo aumenta, así como la potencia de cortocircuito en las diferentes subestaciones.

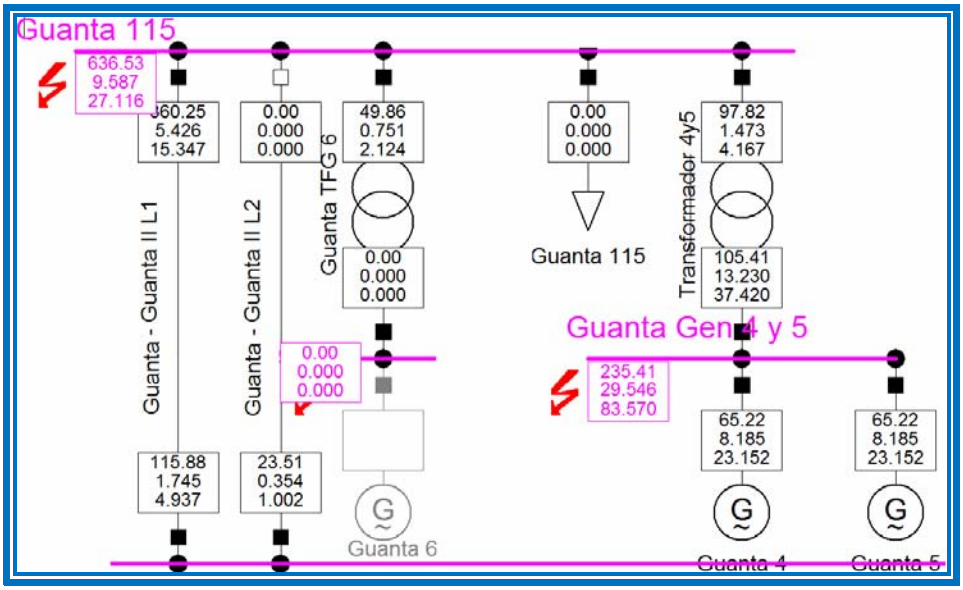


Figura 4.22 Esquema requerido en planta Guanta.

Tabla 4.13 Resultados de la simulación corriente de cortocircuito monofásico con la incorporación de G4 y G5.

Subestaciones.	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Barbacoa A115	17,51976	1163,229	49,55336
Guanta II 115	14,56876	967,2971	41,20668
Casanay 115	10,65352	707,3433	30,1327
Barcelona 115	9,890427	656,6777	27,97435
Guanta 115	9,587003	636,5318	27,11614
Parchita 115	8,427216	559,5274	23,83577
Chuparín 115	6,864742	455,7864	19,41642
Tronconal V 115	6,171496	409,7582	17,45563
Cariaco 115	5,47047	363,2134	15,47282
Cuartel 115	5,313981	352,8233	15,03021
Guaraguao 115	5,205617	345,6284	14,72371
Curaguaro 115	4,208487	279,4237	11,9034
Lecherías 115	4,095397	271,915	11,58353
Cúmana II 115	3,861454	256,3823	10,92184
Tres Picos 115	3,833005	254,4935	10,84138
Paraíso 115	3,615301	240,0389	10,22562
Los Bordones 115	3,37818	224,2952	9,554936
Carúpano 115	3,179201	211,084	8,992139
Cúmana III 115	3,143315	208,7013	8,890638
Santa Fe 115	3,097518	205,6606	8,761104
Manzanare 115	3,034724	201,4914	8,583497
Isleta 115	2,16286	143,6037	6,117493
Clarines 115	1,875875	124,5492	5,305775
Irapa 115	0,740771	49,1837	2,095217
Güiria 115	0,5688855	37,77131	1,609051

c) Escenario #3. Posible condición de generación en un futuro.

En este caso trabajarían juntos los generadores G4, G5 y G6 aportando al sistema eléctrico de oriente una potencia de 93MW, donde en la figura 4.23, se muestra el esquema simulado de la subestación para este caso, donde se obtiene en la barra de 115kV una potencia monofásica de 759.86MVA, una corriente inicial de 11.44kA y una corriente máxima de 32.37kA, siendo una vez más una situación que es soportada por la barra y desconectada por el disyuntor al momento de presentarse una falla, sin ocurrirle daños al circuito.

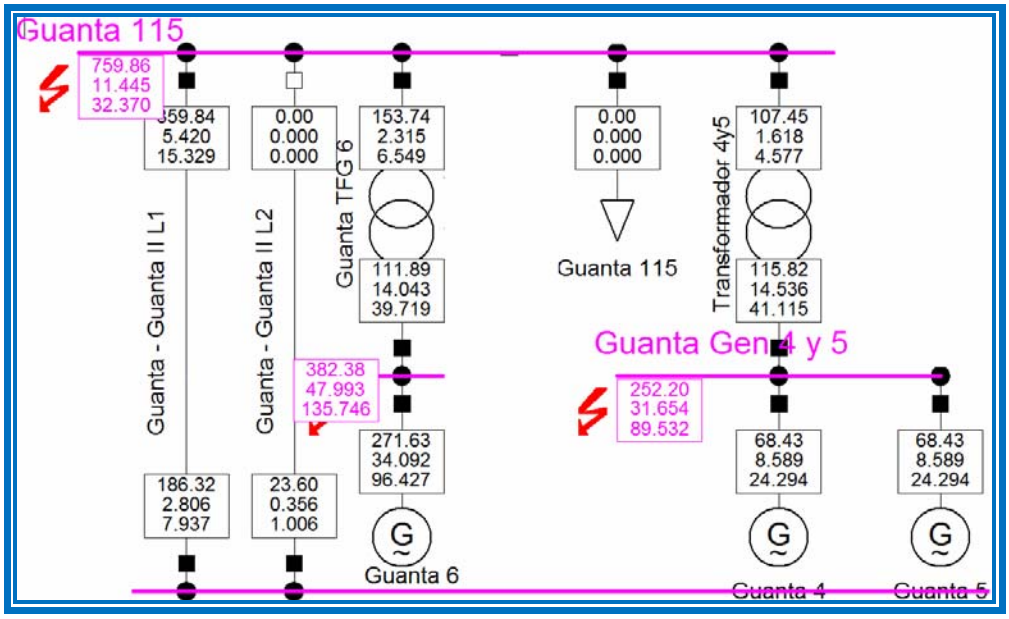


Figura 4.23 Esquema de la planta con los generadores G4, G5 y G6 en servicio.

En la tabla 4.14 se muestran de forma detalladas las diferentes corrientes de cortocircuitos monofásicos en la subestaciones, la cual va descendiendo su valor hasta llegar a Guiria con una corriente máxima de 1,64kA.

Tabla 4.14 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico incorporando G4, G5 y G6.

Subestaciones.	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Barbacoa 115	18,65406	1238,542	52,76166
Guanta II 115	15,99348	1061,892	45,2364
Guanta 115	11,44452	759,8621	32,36999
Casanay 115	10,92386	725,2928	30,89734
Barcelona 115	10,46968	695,1372	29,61272
Parchita 115	8,868017	588,7945	25,08254
Chuparín 115	7,242168	480,8457	20,48394
Tronconal V 115	6,517738	432,7471	18,43495
Guaraguao 115	5,735834	380,8323	16,22339
Cariaco 115	5,616162	372,8867	15,88491
Cuartel 115	5,561042	369,2269	15,729
Curaguaro 115	4,467614	296,6285	12,63632
Lecherías 115	4,276874	283,9642	12,09683
Cúmana II 115	3,977349	264,0772	11,24964
Tres Picos 115	3,948036	262,131	11,16673
Paraíso 115	3,773804	250,5628	10,67393
Los Bordones 115	3,48658	231,4925	9,861538
Carúpano 115	3,247368	215,6099	9,184944
Cúmana III 115	3,235544	214,8249	9,151501
Santa Fe 115	3,226924	214,2525	9,12712
Manzanare 115	3,123894	207,4118	8,835706
Isleta 115	2,242083	148,8637	6,341567
Clarines 115	1,94574	129,188	5,503385
Irapa 115	0,7552966	50,14813	2,136301
Güiria 115	0,5802088	38,52313	1,641078

d) Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla.

En este caso se tiene los generadores G6 y G7 activos, de la misma forma cómo funcionaba planta cuanta hasta comienzos del año pasado, la cual es representada en la figura 4.24, teniendo una capacidad instalada de 120MW, donde se observa el aumento considerable de la corriente máxima (35.11kA), con respecto a la corriente máxima del primer escenario (24.22kA), siendo este caso permisible si se toman precauciones para bajar la corriente monofásica, bien sea bajando un poco el porcentaje de trabajo de las turbinas, la cual la ultima vez de funcionamiento fue de 62%, bien sea cambiando el taps en los transformadores, entre otras opciones.

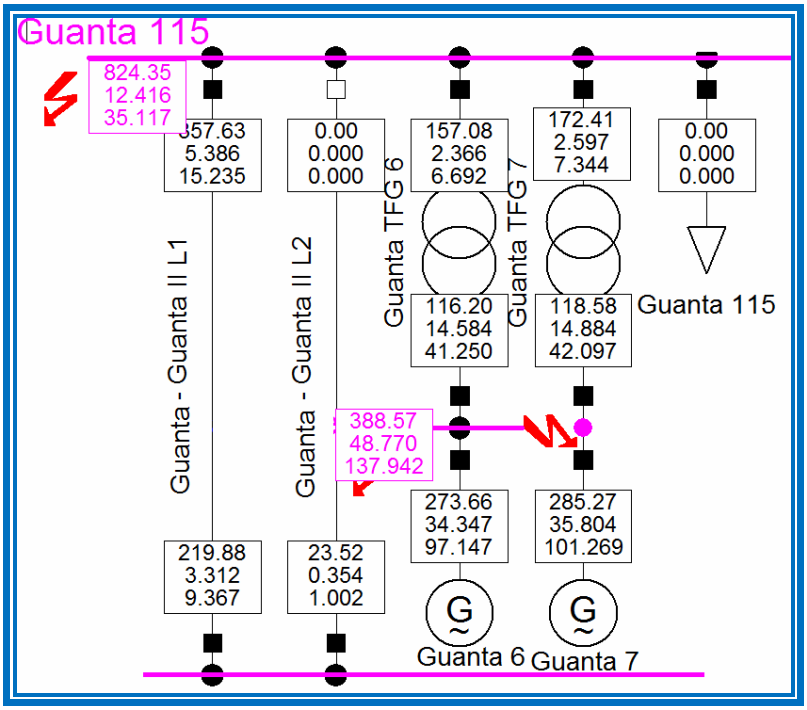


Figura 4.24. Diagrama de la planta con G6 y G7 activos.

Con ayuda de la simulación se obtiene la tabla 4.15, la cual ofrece los datos de corriente y potencia en las subestaciones nombradas, como Barbacoa que presenta una corriente máxima de 19,24kA que aun es soportada por la barra principal.

Tabla 4.15 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando G6 y G7.

Subestaciones.	Ik"	Sk"	ip
	kA	MVA	kA
Barbacoa A115	19,2451	1285,434	54,1435
Guanta II 115	16,02195	1129,301	47,9324
Guanta 115	12,4163	824,3525	35,11490
Casanay 115	11,0264	736,426	31,0459
Barcelona 115	10,6402	713,4495	30,1395
Parchita 115	8,9471	598,2503	25,843
Chuparín 115	7,4419	494,9372	20,9321
Tronconal V 115	6,7142	448,1568	18,8149
Guaraguao 115	5,8936	402,3491	17,2941
Cariaco 115	5,7013	378,3742	16,0527
Cuartel 115	5,6301	374,1594	15,9481
Curaguaro 115	4,5593	302,8936	12,0683
Lecherías 115	4,3508	288,4505	12,34988
Cúmana II 115	4,0192	268,9192	11,4012
Tres Picos 115	3,9936	265,3094	11,3204
Paraíso 115	3,8145	256,5183	10,9435
Los Bordones 115	3,5198	234,0129	10,0124
Carúpano 115	3,2909	219,8942	9,3136
Cúmana III 115	3,2844	216,3097	9,3925
Santa Fe 115	3,2602	216,0136	9,2835
Manzanare 115	3,1599	210,1735	8,9013

Continuación de la tabla 4.15 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito trifásico incorporando G6 y G7.

Subestaciones.	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Isleta 115	2,2845	150,3159	6,4593
Clarines 115	1,9847	131,0421	5,6104
Irapa 115	0,75923	50,5424	2,1563
Güiria 115	0,58525	38,8422	1,65038

e) Escenario #5. Condición de máxima generación.

Es de máxima generación como se muestra en la figura 4.25, debido a que se encuentran activos G4, G5, G6 y G7, teniendo una capacidad instala de 153MW, la cual se simula y se observa que no es permisible debido a que su valor de corriente máxima es de 37.93kA sobrepasando la capacidad máxima de corriente de cortocircuito de la barra que es de 35kA, quedando para actuar el disyuntor a los 3 ciclos de la falla.

Observando la tabla 4.16 se puede observar que Guanta no sería la única subestación no permisible por presentar una corriente mayor a la nominal de la barra, también se tiene a Barbacoa, con una corriente de cortocircuito de 55.65kA, sobrepasando su capacidad de cortocircuito máxima que es de 55kA.

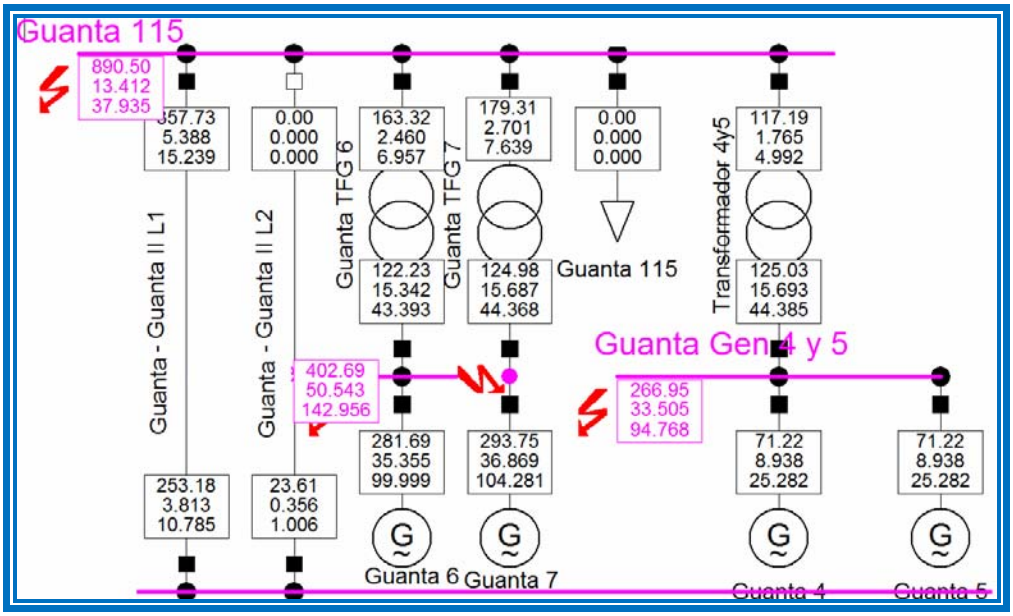


Figura 4.25 Diagrama unifilar aplicando máxima carga a la planta.

Tabla 4.16 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico incorporando G4, G5, G6 y G7 en Guanta

subestaciones	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Barbacoa A115	19,67551	1306,361	55,65073
Guanta II 115	17,32436	1150,256	49,00068
Guanta 115	13,41209	890,4993	37,93511
Casanay 115	11,15041	740,3346	31,53812
Barcelona 115	10,97683	728,8095	31,04716
Parchita 115	9,247269	613,9751	26,15523
Chuparín 115	7,567271	502,4311	21,40347
Tronconal V 115	6,814985	452,4828	19,27569
Guaraguao 115	6,221704	413,0918	17,59764
Cuartel 115	5,770102	383,1075	16,32031
Cariaco 115	5,734927	380,7721	16,22082
Curaguaro 115	4,689961	311,3913	13,26521

Continuación de la tabla 4.16 Resultados de la simulación de corriente de cortocircuito monofásico incorporando G4, G5, G6 y G7 en Guanta

Subestaciones	Ik" kA	Sk" MVA	ip kA
Lecherías 115	4,42848	294,0302	12,52563
Cúmana II 115	4,07447	270,5256	11,52434
Tres Picos 115	4,044399	268,529	11,43929
Paraíso 115	3,9064	259,3665	11,04897
Los Bordones 115	3,57664	237,472	10,11627
Santa Fe 115	3,333778	221,3471	9,429348
Cúmana III 115	3,312273	219,9193	9,368522
Carúpano 115	3,302338	219,2596	9,340421
Manzanare 115	3,197961	212,3295	9,0452
Isleta 115	2,305734	153,0898	6,5216
Clarines 115	2,001468	132,8881	5,661008
Irapa 115	0,7668772	50,91703	2,169056
Güiria 115	0,5892156	39,12114	1,666553

CAPITULO V
ANALISIS DE LOS RESULTADOS

5.1 Escenario #1. Condición actual de generación de planta Guanta.

5.1.1 Estudio de flujo de carga.

En planta Guanta actualmente existe un problema en cuanto al nivel de tensión en la barra principal, debido a que no está conectado ningún generador en ella, dicha generación actual proviene del sistema eléctrico de Oriente debido a la interconexión Nacional, la cual proviene de los desarrollos hidroeléctricos construidos por CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional) los cuales suministran energía mediante un sistema de transmisión que opera a 765kV, 400kV y 230kV, llegando a la subestación de Barbacoa II, luego a la subestación Barbacoa, de donde tiene una salida de líneas de 230kV a Guanta II y otra hacia la subestación Curaguaro. De Guanta II se transforma de 230kV a 115kV para llegar a Guanta dos líneas de transmisión y por el otro circuito de Curaguaro la línea de transmisión va hacia Guaraguao y luego a Guanta, teniendo por su trayectoria una caída de tensión considerable.

Según la Norma ANSI C84.1-1995, el límite inferior de voltaje en una barra debe ser de un 95% de la capacidad, al referirnos a una tensión nominal de 115kV su valor mínimo sería 109.25kV. Comparando con la tabla 4.2 mostrada en el capítulo IV, se puede observar que la mayoría de las barras planteadas se encuentran por debajo de este límite, donde Guanta se encuentra con un nivel de tensión aproximado a los 105kV con un voltaje de magnitud de 0.912p.u, la única barra que no viola los limites es la barra de barbacoa con una capacidad de 110kV con 0,955p.u, esto se

debe a que es una de las subestaciones que más potencia eléctrica transmite en Oriente.

En la figura 5.1, se muestra la diferencia que existe entre el valor nominal de las barras y el valor actual de la barra, donde la línea roja es la tensión actual (el decrecimiento va desde la subestación barbacoa hasta Guiria, en el cual se nota su baja tensión y la línea azul es la tensión nominal.

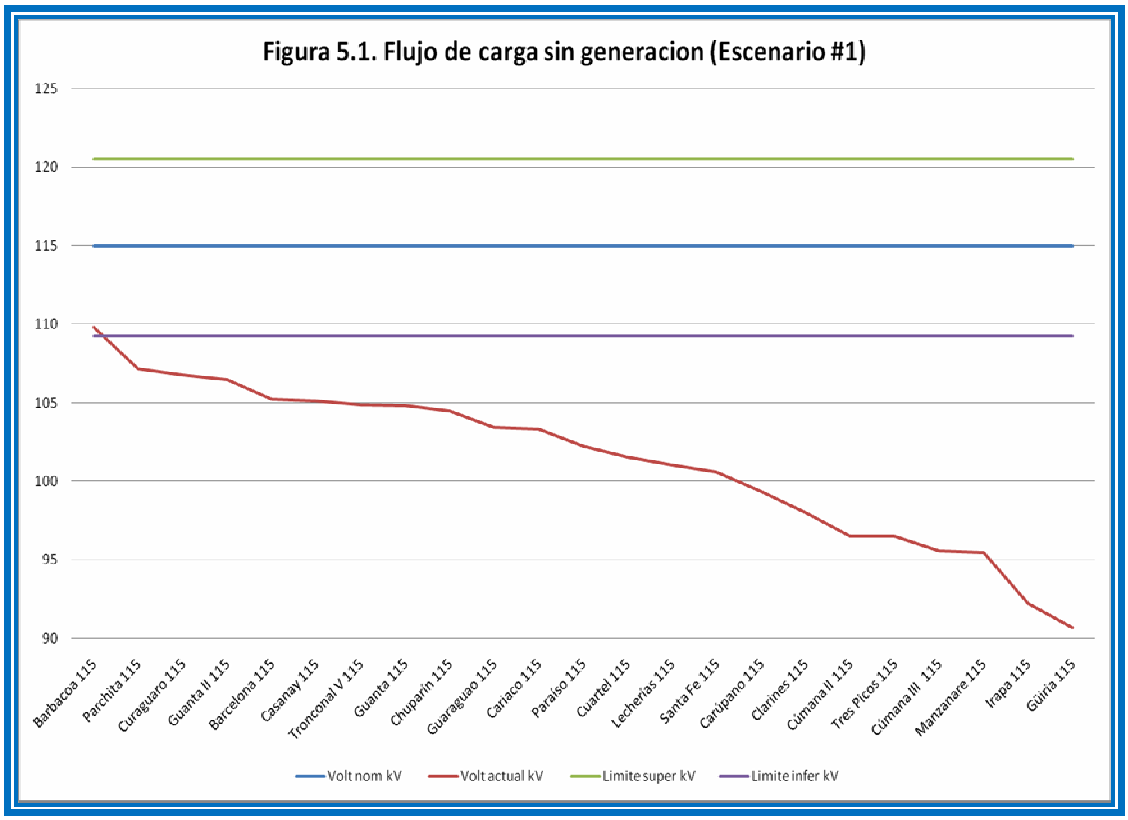


Figura 5.1 Tensiones de las subestaciones sin generación en Guanta.

5.1.2 Estudio de cortocircuito.

En el caso de cortocircuito se harán las comparaciones con base a planta Guanta y a la barra de 115kV de Barbacoa, debido al déficit de información suministrada por la empresa. En este primer caso no se encuentran generadores conectados al sistema, por lo que no existe una generación propia en la planta, solo las líneas de transmisión, es decir, el único equipo que se vería afectado sería la barra, falla que se soluciona despejando los seccionadores de las líneas de forma manual. Para ver este escenario de forma más detallada, se hizo uso de la herramienta computacional Power Factory, para simular la situación actual de la planta dando como resultado 19.77kA en la falla de cortocircuito trifásico y en monofásico de 24.22kA, tomando la de mayor valor de corriente de cortocircuito, la cual se observa que es la falla de fase a tierra, además de ser la más frecuente en las subestaciones de 115kV. Sin embargo la capacidad de soporte de la barra es mucho mayor a la ocurrida por la falla, la cual es de 35kA, concluyendo que en este caso los valores se encuentran en un rango permisible.

En cuanto a la barra de 115kV de Barbacoa, se tiene que su valor de cortocircuito trifásico actual es de 38.40kA y monofásico de 47.44kA, el cual es soportado por ésta debido a que su capacidad de corriente de cortocircuito máximo es de 55kA. Comparando se puede observar que es bastante la diferencia con respecto a Guanta I, esto es debido a que Barbacoa es una de las primeras y más importante subestaciones de 230kV del estado Anzoátegui, perteneciente al Sistema Interconectado Nacional que suministra los bloques de energía a la Región 1 (estados Sucre y Anzoátegui), es de esquema de barra principal y barra de transferencia y tiene cinco salidas de líneas de 115kV.

En la figura 5.2 se tiene la comparación de los niveles máximos de cortocircuito de las barras y la corriente trifásica y monofásica de cortocircuito, donde se observa que los niveles de corrientes de cortocircuito monofásico dieron mayores a las

trifásicas, tanto para Guanta como para Barbacoa, las cuales son las corrientes que más se presentan en una subestaciones.

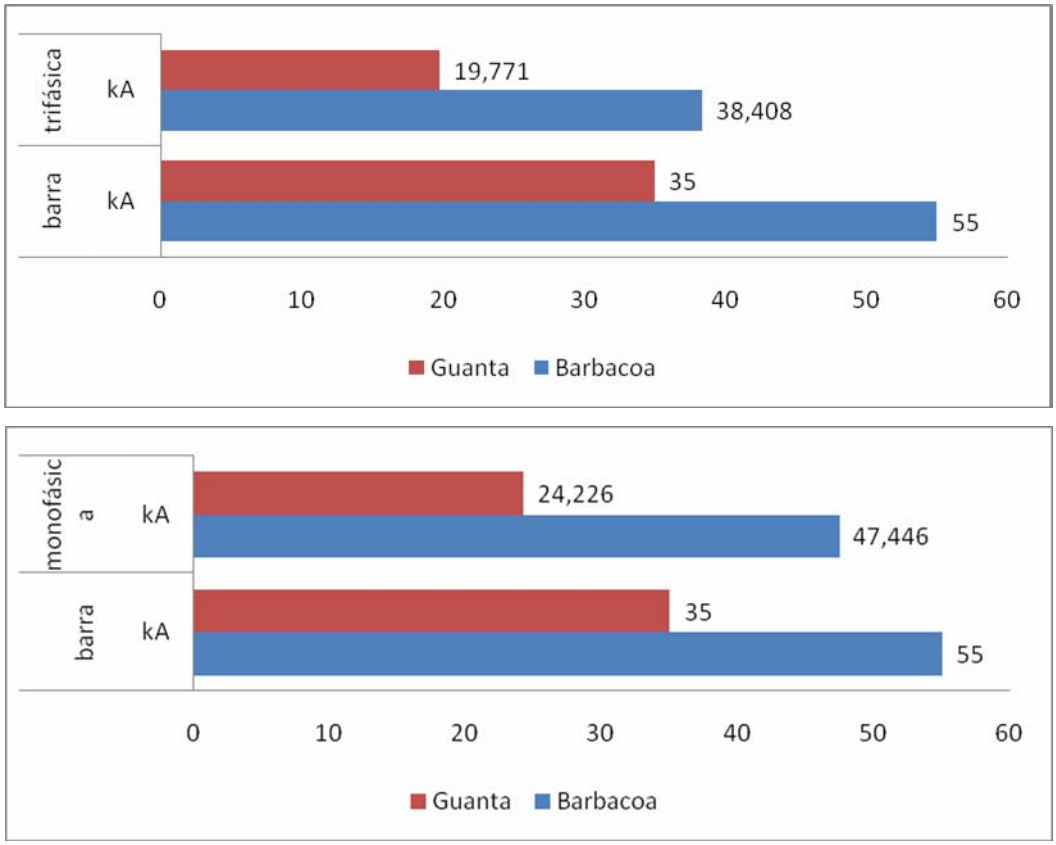


Figura 5.2 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el primer caso.

5.2 Escenario #2. Condición de la planta incorporando G4 y G5.

5.2.1 Estudio de flujo de carga.

El caso propuesto es incorporando los dos turbogeneradores SIEMENS SGT-500 de 17MW (G4 y G5), conectados al transformador de 100MVA que actualmente forma parte de la unidad 7, los cuales serán conectados entre sí a través de una barra

eléctrica, esto se debe a que no hay el presupuesto necesario para un transformador nuevo. Debido a que el transformador tiene mucha más capacidad que los 40.8MVA de G4 y G5, no habría ninguna deficiencia a la hora de su incorporación, hasta se podría instalar 50MVA más, la desventaja se presentaría al momento de realizarle mantenimiento a uno de los generadores debido a que hay que desconectar de la red a ambos por su conexión.

Al incorporar los generadores G4 y G5, se puede notar un considerable aumento en las tensiones, no solo de la barra principal de la subestación de Guanta sino a nivel del sistema eléctrico de Oriente, donde el incremento en la subestación que estudiamos sería de 105kV a 110.43kV, es decir, de aproximadamente 5.4kVpor encima.

En este escenario, la planta se encuentra en los límites de tensión aceptada según la Norma ANSI C84.1-1995, aunque no sea la mejor situación y más aceptada, ya que aún sigue siendo baja, faltándole aproximadamente 5.6kV para llegar a su valor nominal.

Con respecto a las demás barras podemos observar en la figura 5.3, que la subestación de barbacoa sigue teniendo la mayor tensión teniendo un valor muy aproximado a la nominal de la barra (115kV), Curaguaro, Parchita, Guanta II, Barcelona y Tronconal V presentan un valor de tensión aceptado por la Norma ANSI C84.1-1995 (111 – 109.3kV), mientras que las restantes, Guaraguao, chuparín hasta Irapa, Guiria siguen violando la Norma por la tensión que presentan (menores a 109.2kV).

5.2.2 Estudio de cortocircuito.

En este segundo escenario al introducir los dos generadores Siemens (G4 y G5) no solo se verá afectada la barra, sino que también los equipos que se encuentran conectados al sistema, es por esto que cada uno de estos elementos debe poseer una capacidad de corriente de cortocircuito suficiente, para que al momento de presentarse una falla no produzcan daños severos a los equipos. En planta Guanta los equipos presentes poseen capacidades adecuadas para este caso, teniendo en la barra una corriente de cortocircuito trifásica de 22.63kA, la cual es soportado por la barra (35kA), y puede ser despejada con rapidez (a los 3 ciclos) por el disyuntor, concluyendo que el caso es permisible. De la misma manera, en el caso de cortocircuito monofásico al realizarle la simulación se determinó que su valor se encuentra en un rango permisible, arrojando un valor de 27.11kA, soportado por los equipos y acorde para ser interrumpida por el disyuntor en caso de presentarse la falla.

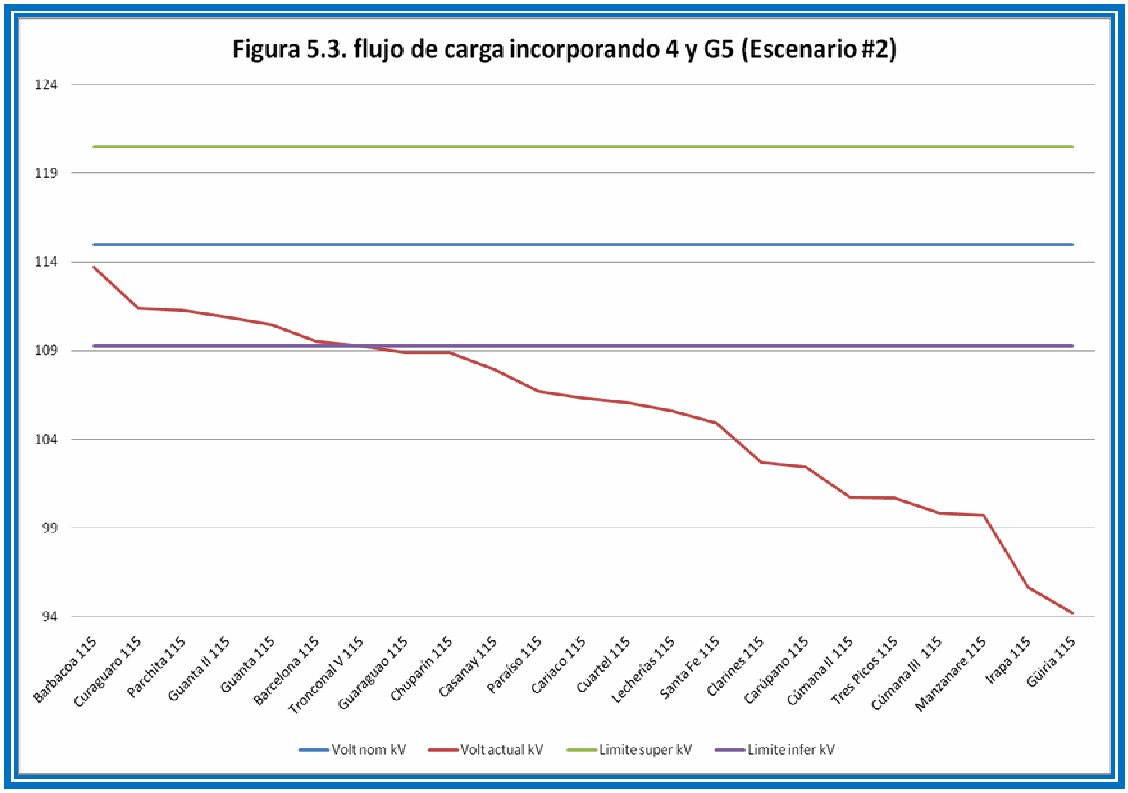


Figura 5.3 Tensiones de las subestaciones incorporando G4 y G5.

En Barbacoa se tiene una corriente de cortocircuito trifásica de 40,263kA y monofásica de 49,553kA, los cuales siguen siendo valores permisibles para la capacidad de soporte de la barra principal de 55kA de la subestación. Para ver este caso, ver la figura 5.4.

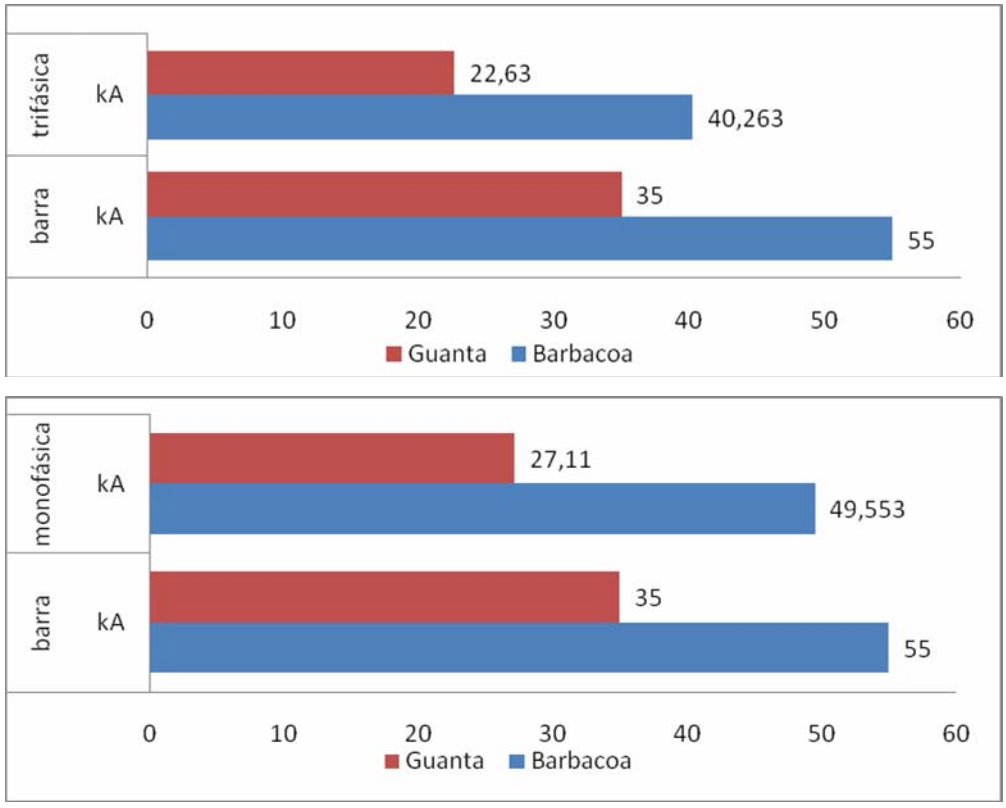


Figura 5.4 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el segundo caso.

5.3 Escenario #3. Posible condición de generación futura.

5.3.1 Estudio de flujo de carga.

Existe un caso particular que puede entrar en funcionamiento en un futuro a la planta, el cual consiste en incorporar además de los dos turbogeneradores SGT-500 (G4 y G5), un generador General Electric con una potencia nominal de 74MW (G6), aunque antes de entrar en mantenimiento por los daños en su rotor, funcionaba a 60MW aproximadamente, debido a diversos factores que afectan en su funcionamiento, como los metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m), entre otros, pero

que de igual forma sería de mucha ayuda para aumentar la tensión tanto en la subestación como en la red eléctrica de Oriente.

Con la incorporación de los tres generadores (G4, G5 y G6), planta Guanta se ubicaría, según la tabla 4.4, en una de las primeras en tener su nivel de tensión por encima del valor nominal de la barra con una capacidad de 115.84kV, teniendo en cuenta que no sobrepasa el límite de tolerancia normal según la Norma ANSI C84.1-1995, que recordando, dice que son ±5% de su capacidad, el cual sería de 120,5kV, observando en la figura 5.5 que Barbacoa aun así con tener el mayor nivel de voltaje con 116.79kV, se encuentra en el rango normal de tensión.

Las barras que van desde Cariaco (109.13kV) hasta Guiria (97.43kV), aún presentan tensiones por debajo del nivel de la norma, seguido de Lecherías con 109.25kV, estando entre el límite inferior de tensión aceptados. Las barras restantes estudiadas (Cuartel, Paraíso, Chuparín, Troconal, Barcelona, Guanta II, Parchita, Guaraguao, Curaguaro) se encuentran en un rango normal de 110kV a 115kV, que al compararlo con la situación actual se puede notar un gran aumento en todas las barras, en especial la planta de Guanta en donde su tensión se aumentó en 15kV.

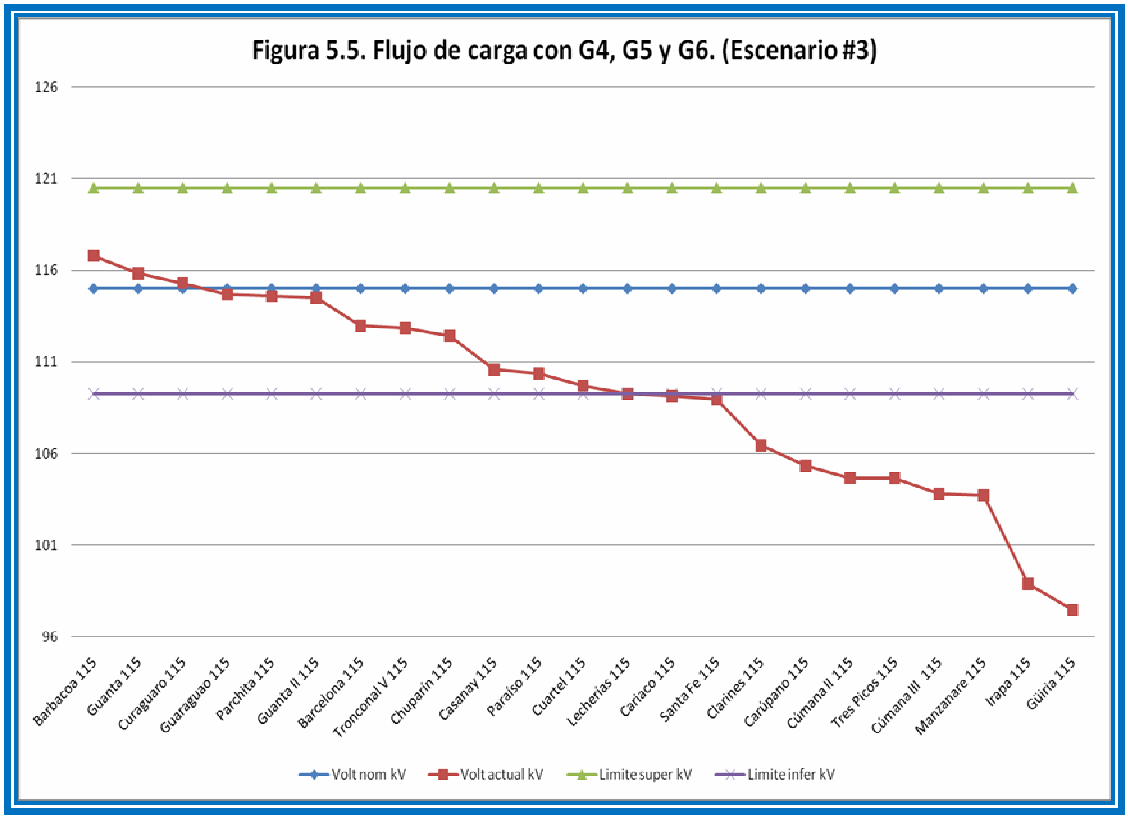


Figura 5.5 Tensiones de las subestaciones incorporando G4, G5 y G6.

5.3.2 Estudio de corriente de cortocircuito.

Al igual que en el flujo de carga este caso fue estudiado con la incorporación de los dos turbogeneradores Siemens (G4 y G5) y un G.E (G6), donde a pesar de notar el aumento considerable de corriente en comparación con el caso anterior, obteniendo en la simulación de la corriente de cortocircuito trifásico 28,68kA, y en monofásico 32.36kA, se observa que los valores obtenidos son permisibles ya que son corrientes soportadas por los equipos encontrados en la planta, teniendo la barra una capacidad máxima de 35kAcc y el disyuntor opera a una capacidad máxima de 40kA para su interrupción.

En la barra de Barbacoa los valores de corriente siguen siendo el de mayor capacidad en la subestaciones estudiadas, obteniendo en las fallas trifásicas 43,385kA, y en las fallas monofásicas 52,761kA, el cual se nota que siguen siendo capacidades de corriente soportadas por la barra antes de que sea interrumpida. En la figura 5.6 se observa de manera resumida los resultados mencionados.

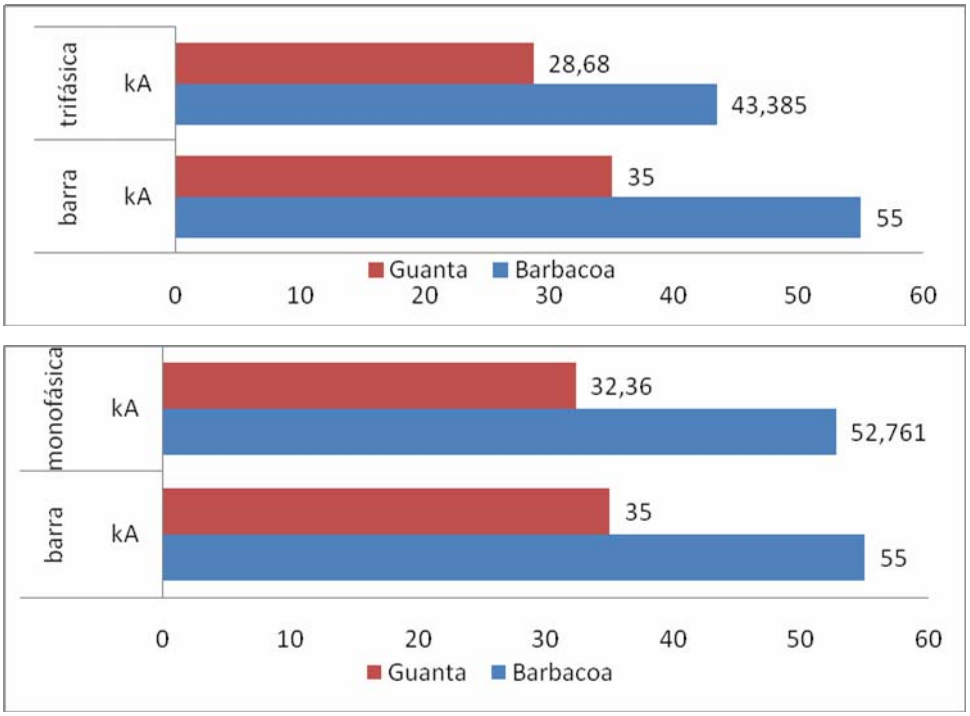


Figura 5.6 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el tercer caso.

5.4 Escenario #4. Condición de la planta anterior a la falla.

5.4.1 Estudio de flujo de carga.

En este caso para el cálculo de flujo de carga se tiene la puesta en servicio de los dos generadores General Electric MS 7001-E, llamados en la planta unidad 6 y 7

o también G6 y G7, con una capacidad máxima instalada de 120MW, cada uno conectado a un transformador de 100MVA, un disyuntor con suficiente capacidad de interrupción aislada en SF6 y un seccionador, el cual estaban en funcionamiento hasta comienzos del año 2009, sin presentar daños mayores, cuando G7 por cumplir el tiempo estimado de funcionamiento salió fuera de servicio y la unidad 6 se le presentó daños graves a nivel del compresor en los alabes del rotor, estator y carcasa, debido a la falta de mantenimiento.

Con esta capacidad instalada se puede observar en la figura 5.7 que las diferentes barras estudiadas presentan una capacidad de tensión adecuada, quedando Guanta con una capacidad de 116.6kV, valor por encima de la nominal pero que no viola el límite superior según la norma. Las barras siguen presentando déficit de voltaje, como es el caso de Clarines, al cual le falta 1.54kV para entrar en el límite establecido hasta Guiría con una capacidad de 98,03kV, muy por debajo de lo establecido, notando que el déficit proviene del estado Sucre, a pesar de que una de las funciones principales de la planta Guanta es elevar el nivel de voltaje en las subestaciones Cumaná I y Cumaná II para contrarrestar las pérdidas por efecto Joule. Todas las demás barras entre estas solo tres de Sucre (Casanay, Cariaco y Santa Fe), se encuentran en un rango aceptado en la norma (desde 109.5kV a 118kV).

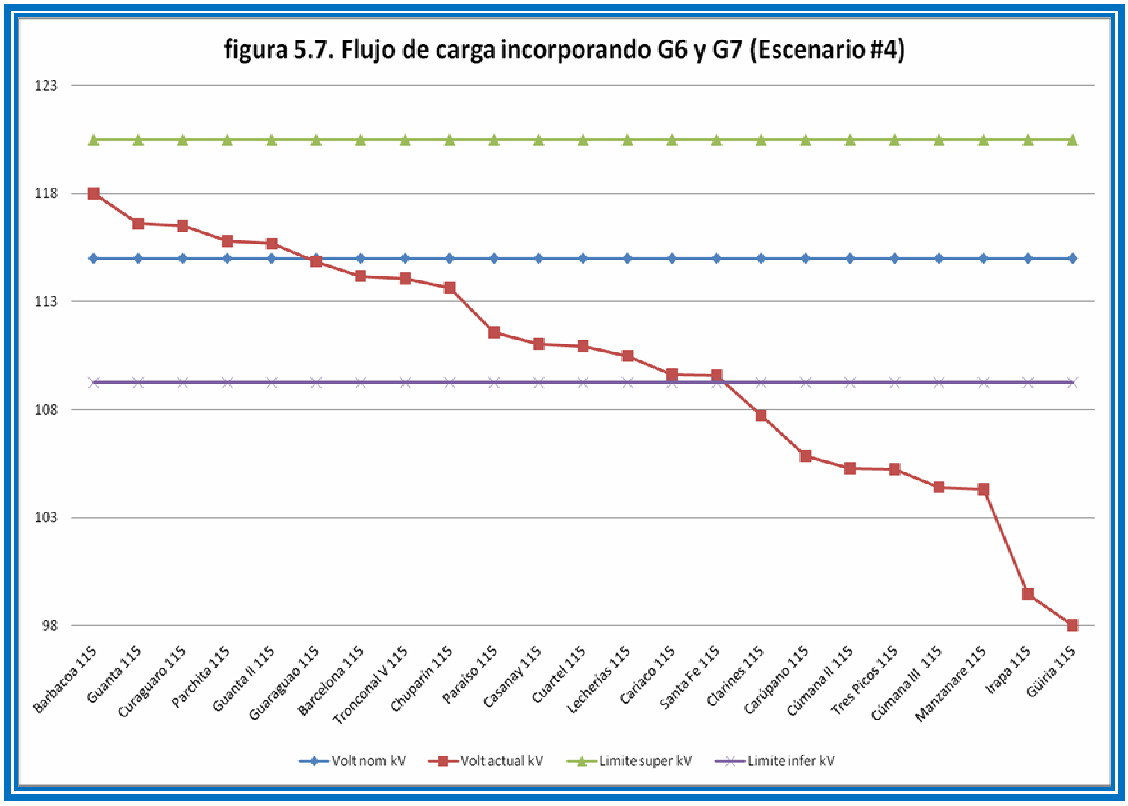


Figura 5.7 Tensiones de las subestaciones incorporando G6 y G7 en Guanta.

5.4.2 Estudio de cortocircuito.

A pesar de ser la capacidad con que trabajaba la subestación de Guanta anteriormente al momento de presentarse una falla de cortocircuito monofásico sobrepasaría el nivel de soporte de la barra, donde la capacidad nominal de este es de 35kA y la falla presente es de 35,11kA, donde el sistema dependerá solo de los equipos de interrupción (disyuntor y seccionador) a los 3 ciclos de la falla, pudiéndose dar el caso de producir las diferentes consecuencias de los cortocircuitos, como avería en los equipos producto de los arcos eléctricos, calentamiento en los cables de conexión, esfuerzos electrodinámicos, entre otros, aunque es un tiempo bastante rápido para evitar daños mayores, y a pesar de que la corriente de

cortocircuito trifásica aún se encuentra en los parámetros requeridos por los equipos, se concluye que el caso no es permisible.

En el caso de barbacoa se puede decir que aún se encuentra en un rango permisible, aunque su valor de cortocircuito monofásico (54.14kA) se encuentra cercano al límite máximo de soporte de la barra (55kA). En la figura 5.8 se muestra los valores nominales y los simulados.

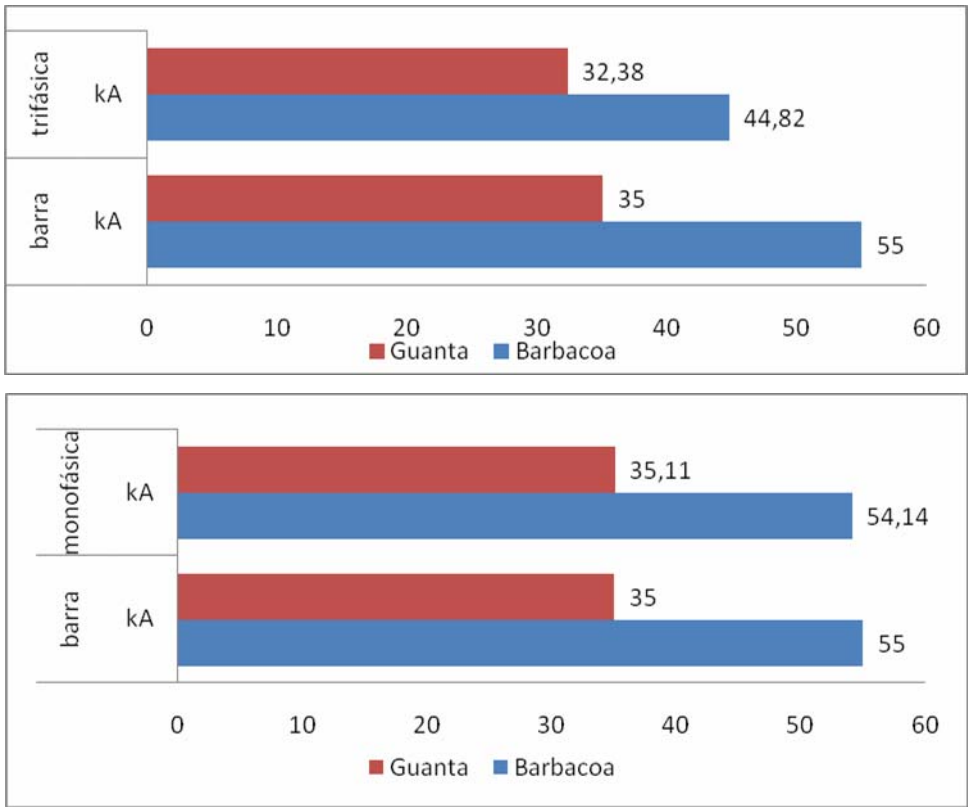


Figura 5.8 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra en el cuarto caso.

5.5 Escenario #5. Condición de máxima generación.

5.5.1 Estudio de flujo de carga.

En este último caso simulado entraría en funcionamiento si se lograran conseguir los equipos necesarios para la instalación de los cuatro generadores, un transformador de capacidad mínima de 45MW, un seccionador y un disyuntor para conectar G4 y G5 son los equipos necesarios para este escenario. Lomas conveniente sería un transformador, seccionador y disyuntor para cada turbogenerador, de esta forma al realizarle un mantenimiento a una de estas turbinas no habría quesacar fuera de servicio a ambas por falta de seccionador, por falla del transformador o en cualquier otro evento. El G6 y G7 quedan con la conexión que tenían anteriormente, conectando todas las turbinas a la barra de 115kV.

La capacidad de potencia instalada en este caso es de 153MW aproximadamente, observando en la figura 5.9, mejoras en las tensiones a nivel del sistema eléctrico, quedando Guanta a 0.2kV del límite máximo normal de tensión permitido por la norma, con 120.3kV.

Luego del análisis de las cinco simulaciones se puede notar que la situación del caso actual es grave tanto en la planta como a nivel de oriente, debido a quedan casi todas las subestaciones con una capacidad de tensión baja, comparándola con la tensión nominal y con la norma ANSI, la cual se encuentran por debajo del valor estipulado. Con la incorporación de los dos turbogeneradores SGT-500 (G4 y G5) mejoran los niveles de tensión, pero una mejor situación que es factible que se presente en la planta es incorporar simultáneamente el generador GE MS 7001-E (G6), aumentando considerablemente la capacidad de tensión en las barras principales de las subestaciones. Para que los dos siguientes casos se presenten habría que

esperan a que lleguen los equipos restantes y que comiencen a realizarle el mantenimiento a G6 y G7, por lo que tardaría un poco más de lo previsto.

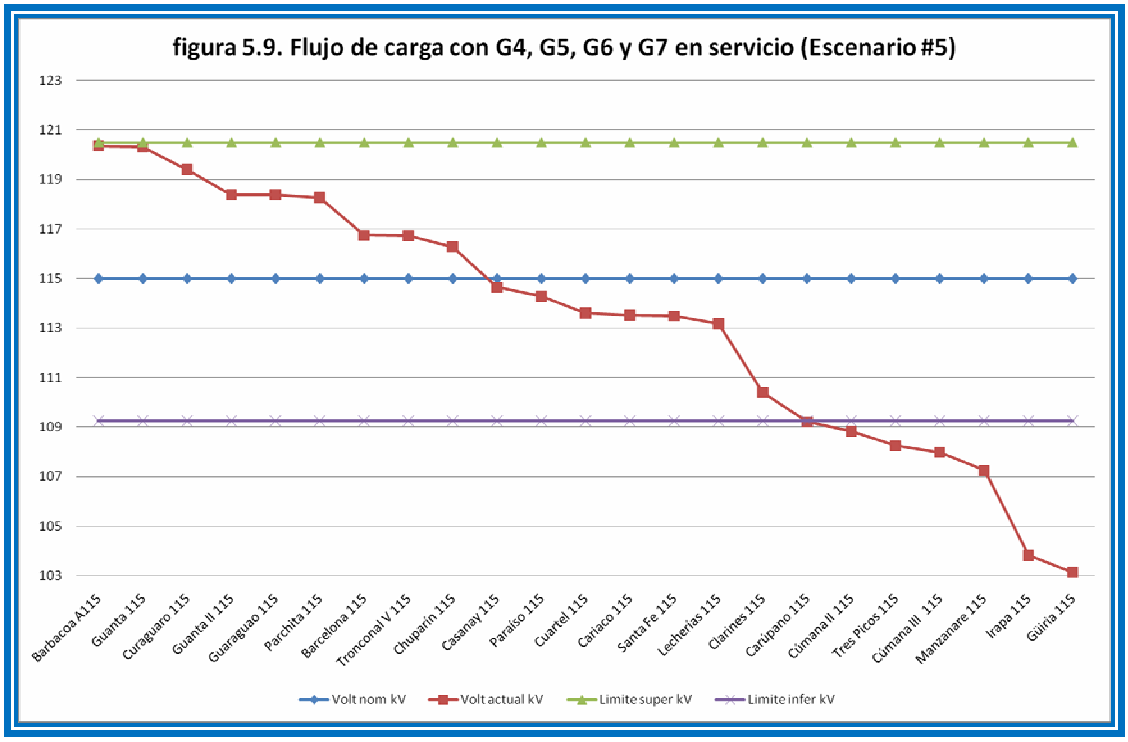


Figura 5.9 Tensiones de las subestaciones en el quinto caso.

5.5.2 Estudio de cortocircuito.

En este caso se observa en la figura 5.10 que para ambas simulaciones el nivel de la corriente de cortocircuito se encuentra por encima del nivel máximo de la barra, teniendo para la corriente de cortocircuito trifásica 35.63kA y la monofásica 37.93kA, contando con la actuación del disyuntor (40kA) para el despeje de la falla. Es por esto que para incorporar esta capacidad de generación en la planta es necesario realizar una serie de cambios en los equipos, como es aumentar la capacidad de soporte de corriente de cortocircuito de la barra principal del sistema, al igual que actualizar los equipos de interrupción, ya que tienen muchos años de servicio y en

cualquier momento pueden fallar. Además no solo Guanta se vería afectado también otras subestaciones, como es el caso de Barbacoa, que al realizarle las pruebas de cortocircuito monofásico se observa que la corriente máxima es de 55,65kA, el cual sobre pasa el límite de soporte de la barra (55kA). Concluyendo que el caso no es permisible por sus altas corrientes.

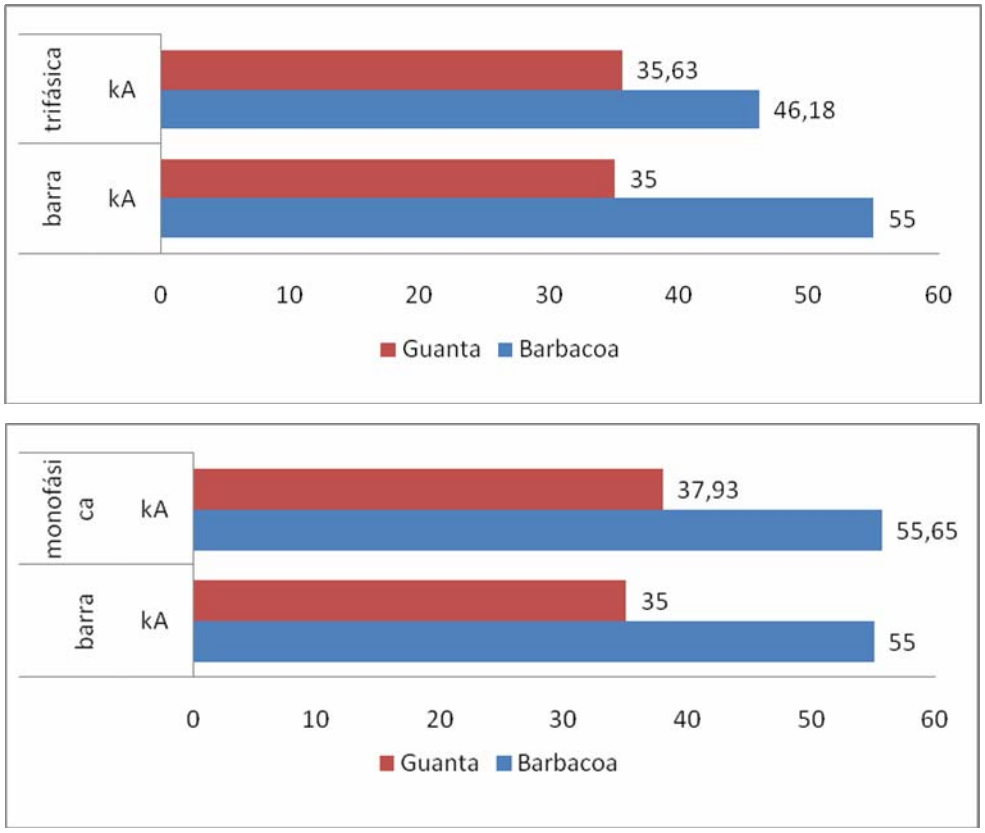


Figura 5.10 corriente trifásica y monofásica del quinto escenario.

5.6 Resultados de flujo de cargas y estudios de cortocircuitos.

En la figura 5.11 se muestran los niveles de tensión de los cinco casos estudiados de manera simultánea para visualizar mejor la diferencia de tensión desde la condición actual hasta la condición de máxima capacidad, observando que el

escenario #5 con la incorporación de los cuatro generadores (línea amarilla) es el que mejor resultados da, mientras que el escenario #1 la situación actual (línea roja) es la que da los más bajos niveles de tensión, acotando que el caso más real en la planta es el escenario #3 (línea morada) ya que G6 se encuentra en mantenimiento y G4 y G5 próximos a instalar.

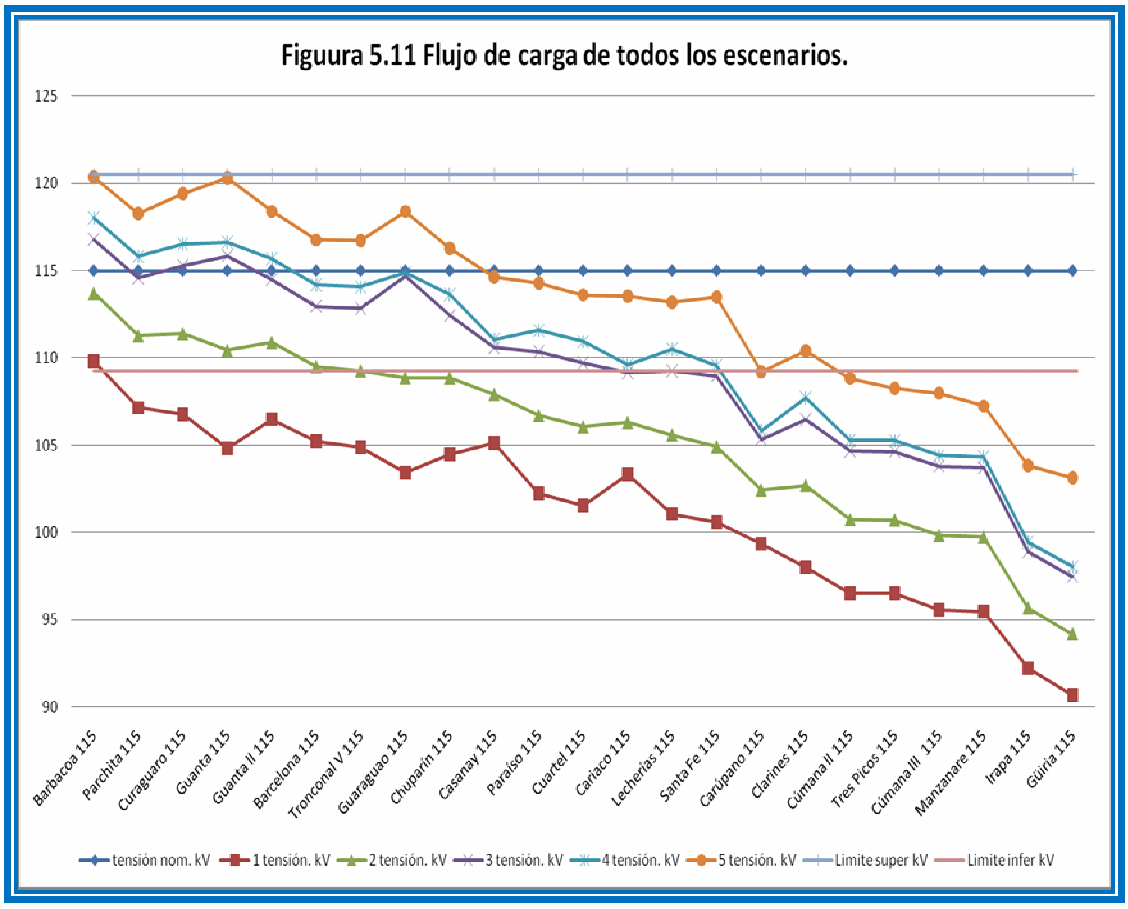


Figura 5.11 Tensiones de las subestaciones para todo los escenarios.

De igual forma en la figura 5.12 se observa de forma simultánea los cinco casos de cortocircuito, donde al igual que en flujo de carga el más factible de los escenarios es el #3, debido a que el escenario #5 no es permisible por sobrepasar el límite de la barra.

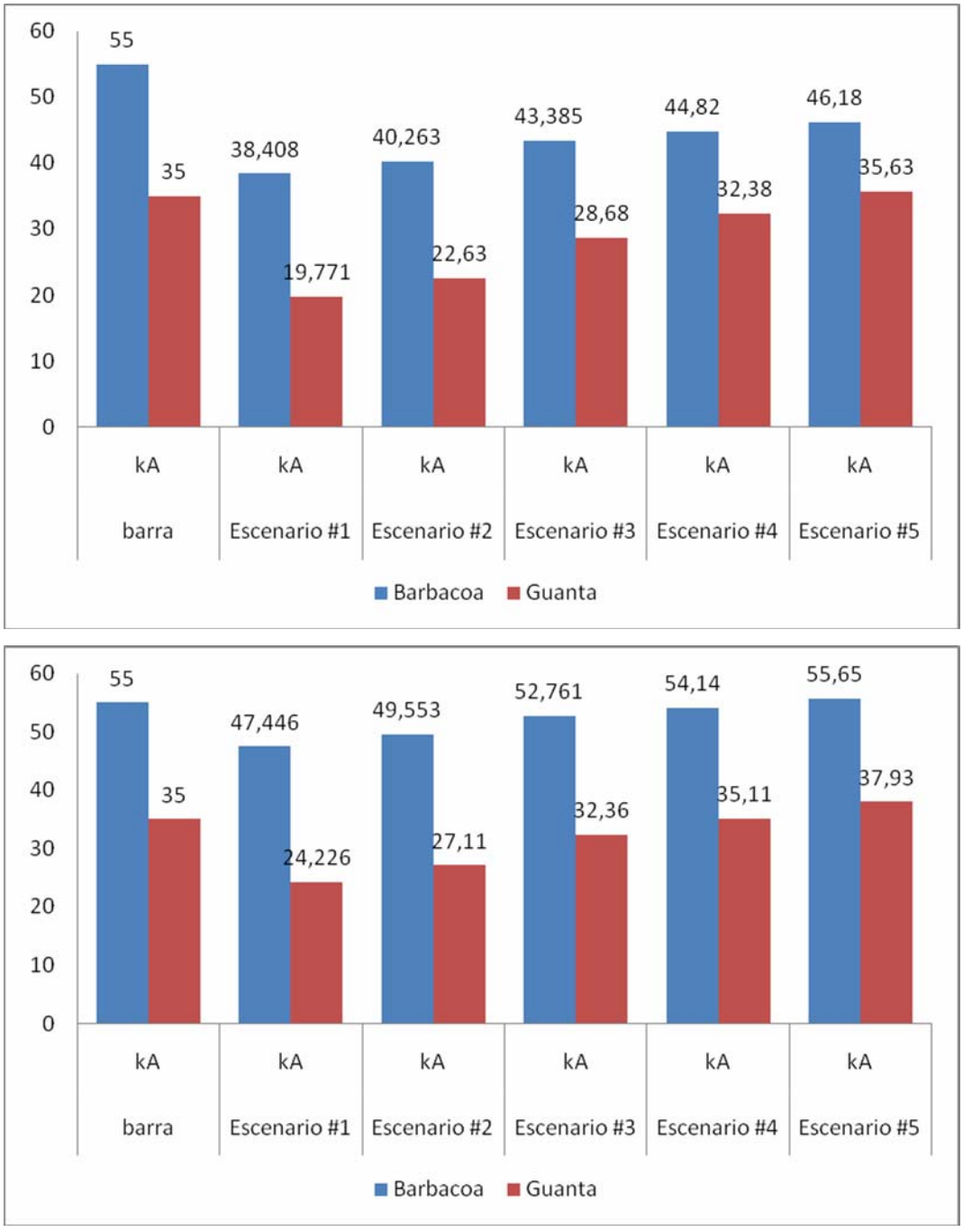


Figura 5.12 Comparación de corriente trifásica y monofásica con la barra de todos los casos.

CONCLUSIONES

- Actualmente planta Guanta se encuentra operativa, pero su condición no es favorable para el sistema eléctrico de Oriente, sobre todo por el valor de tensión de la barra que es de104.82kV, el cual se encuentra muy por debajo de su valor nominal que es de 115kV y debajo del valor señalado en la norma ANSI C84.1-1995, que establece un valor mínimo de 109.25kV. Por este nivel de tensión es necesario, por ser planta generadora, la incorporación de las turbinas a corto plazo.

- Luego de realizar el diagnóstico de planta Guanta, descripción de los equipos que la componen, su ubicación y su estado actual, se procedió a simular utilizando el simulador Power factory versión 13.2 cada una de los escenarios planteados. Se consideraron cinco escenarios, uno sin generación en la planta, el segundo incorporando G4 y G5, el tercero incorporando G4, G5 y G6, el cuarto poniendo en funcionamiento G6 y G7 y el último caso incorporando G4, G5, G6 y G7, a cada escenario se le realizó el estudio de flujo de carga y los cálculos de corrientes de cortocircuitos (trifásico y monofásico).

- Con la incorporación de los dos generadores Siemens (escenario #2), a través del simulador Power Factory versión 13.2, se efectuó un estudio de flujo de carga, arrojando resultados satisfactorios con respecto al nivel de tensión en la barra principal de planta Guanta (110.44kV), encontrándose dentro de los límites establecidos en la norma ANSI C84.1-1995, que es de 120.5kV en el límite superior y 109.25kV en el límite inferior.

- Para los escenarios 3, 4 y 5 la tensión aumenta considerablemente su capacidad, observando mejoras en el sistema eléctrico de Oriente, teniendo en planta Guanta un aumento de 115.85kV, 116.61kV y 120.31kV respectivamente.

- En función del nivel de corriente de cortocircuito que se obtuvo en Planta Guanta a través de las simulaciones en el programa computacional Power factory, se observa que los escenarios 1, 2, 3 y 4, para cortocircuito monofásico y trifásico, están por debajo de la capacidad nominal de la barra y el disyuntor, es decir, que está dimensionado para despejar las fallas, concluyendo que los escenarios son permisible.

- Para el escenario 4 la corriente de cortocircuito trifásica es soportada por la barra de la subestación de Guanta, mientras que en la corriente de cortocircuito monofásica supera la capacidad nominal de la barra, al igual en el escenario 5 la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica que se obtuvo, está por encima de la capacidad máxima de soporte de la barra y a pesar de ser soportado por el disyuntor, los casos se encuentran no permisible.

- De todas los escenarios simulados, se observó que el escenario #4 a pesar de presentar mayor capacidad de tensión, es un caso poco probable de presentarse por el mantenimiento de ambos generadores además de no incluir la incorporación de los turbogeneradores, el escenario #5 tampoco sería el más adecuado por presentar elevadas corrientes de cortocircuitos, quedando el escenario #3 como el más factible de los casos, debido al buen nivel de tensión presente en la planta (115.83kV) y demás subestaciones estudiadas y la corriente de cortocircuito aún es soportada por la barra principal.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda actualizar los datos del diagrama unifilar y de la demanda máxima de los circuitos que conforman la red eléctrica de la subestación, dado que el último reporte obtenido fue en el año 2008.

- Tener una base de datos de mantenimiento y fallas para conservar en buen estado los equipos de las subestaciones para que el personal tenga control sobre los equipos.

- Incorporar los nuevos generadores G4 y G5 lo antes posible, ya que se mejora la calidad del servicio eléctrico en el sistema eléctrico de Anzoátegui y Sucre. Esta configuración flexibiliza los mantenimientos, disminuyendo los racionamientos llevados a cabo por los bajos niveles de tensión así como en caso de falla.

- Incorporar el generador que se encuentra en mantenimiento mayor lo antes posible para que los niveles de tensión aumenten considerablemente y se pueda contar con capacidad instalada para afrontar los incrementos de demanda.

- En el escenario #3 colocar un transformador a cada generador para que al momento de ocurrir una falla o hacerle mantenimiento no queden fuera de servicio ambos generadores.

- Impartir cursos de adiestramiento de manejo y mantenimiento al personal que operan los nuevos generadores. Con esto se disminuye el riesgo de una falla o por lo menos solucionarlo con el mejor margen de error.

- Se recomienda ejecutar un estudio de Estabilidad y protecciones, para ver el comportamiento del sistema eléctrico cuando entren en servicio los Turbogeneradores 4 y 5, con la finalidad de observar el sincronismo con que operan estas unidades generadoras.

- A nivel académico se debería incluir la herramienta computacional Power Factory, en su versión estudiantil para que el estudiante pueda aumentar sus conocimientos en el área de potencia en general, específicamente en el área de sistemas eléctricos de potencia.

BIBLIOGRAFIA CITADA

[1]. Coraspe R, J. Estudio de la factibilidad eléctrica para la instalación de un nuevo Turbogenerador en una planta productora de cemento. (1999).

[2]. Smith C, K. Mejoras en los esquemas de protección del turbogenerador auxiliar de la planta Alfredo Salazar. (2007).

[3]. Crespo G., Y. Estudio de factibilidad técnica para la instalación de generación distribuida mediante grupo electrógeno Guascor en la subestación El Rincón, Estado Anzoátegui. (2008).

[4]. Leander W. Matsch. Máquinas Electromagnéticas y Electromecánicas, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A., (1997).

[5]. Navarro, J; Montañés, A y Santillán, A. Instalaciones eléctricas de alta tensión, sistema de maniobra, medida y protección. España. Paraninfo. (1999).

[6]. Harper, G. Fundamentos de protección de sistemas eléctricos. Editorial limusa. México, (1981).

[7]. Siemens AG. Turbinas de gas industrial. Sector de Energía petróleo y gas wolfgang-Reuter-Platz. Duisburgo. Alemania. (2009).

[8]. Instituto nacional estadounidense de estándares, (ANSI). Corriente de cortocircuito. C 37. (2007)

[9]. Comisión electrónica internacional, (IEC). Tipos de corriente de cortocircuito. IEC 60909. (2001).

[10]. Faires, D. Métodos Numéricos. Brooks cole, 3era edición. (2002).

[11]. American National Standard institute “ANSI”, Electric Power Systems and Equipment- Voltage Ratings (60Hz). ANSI C84.1-1995. (1995).

[12]. CADAFE. Instrucciones de equipos, planta Guanta. Hitachi, Ltd. Tokyo. (1981).

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

- Ceballos, L. Curso de sistema de potencia para operadores y despachadores. Puerto la Cruz. (1987).
- Prada, J. Pronósticos de demanda de potencia y energía eléctrica a nivel 115kV de las subestaciones Maturin y la Paz, ubicadas en el estado Monagas. (2006).
- Empresa CADAFE. Diseños de normas de subestaciones, sistema de protección D.N.S-3. Caracas (1980).
- Tutorial IEE de Protecciones De Generadores Sincrónicos, The Power Engineering Comité, Power System Relaying.
- Stevenson, W. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. McGraw-Hill. Segunda edición. México. (1988).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Estudio del impacto producido en el sistema eléctrico de oriente, con la incorporación de dos unidades turbogeneradoras de 17mw cada una, en la subestación de guanta, estado Anzoátegui.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	**CÓDIGO CULAC / E MAIL**
Rodríguez Marchan, Gabriel José	CVLAC: 18.417.852 E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Sistema eléctrico

Planta

Voltaje

Alimentadores

Corriente

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Escuela de ingeniería	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

La planta eléctrica de Guanta no está generando potencia al sistema eléctrico de Oriente debido a que los dos generadores instalados de 70MW cada uno quedaron fuera de servicio desde comienzos del año 2009, uno por presentar daños graves y el otro debido a que su tiempo de funcionamiento máximo establecido por los fabricantes se cumplió, el cual es de 25 años. La subestación eléctrica de Guanta es la encargada de funcionar como punto de conexión o conmutación, para líneas de transmisión, circuitos de generación, alimentadores y otros componentes. Actualmente se encuentra operativa pero su condición no es favorable para el sistema eléctrico de Oriente, sobre todo en el valor de tensión de la barra el cual es de 104.82kV, encontrándose muy por debajo de su valor nominal el cual es de 115kV. Como proyecto de mejora, la empresa CADAFE presenta la necesidad de instalar dos generadores SIEMENS STG-500 de 17MW cada uno, lo cual tiene como objetivo principal suministrar potencia a la red de energía eléctrica de Oriente y de esta manera mejorar su nivel de voltaje. En este trabajo se hará un estudio de flujo de carga y cortocircuito al sistema eléctrico mediante la herramienta computacional Power Factory versión 13.2, con la finalidad de comprobar que los valores de voltaje y corriente en el sistema, con la incorporación de los dos generadores, se encuentren dentro de los límites normales de tensión establecidos en la norma ANSI C84.1-1995, verificar si la barra y los equipos instalados soportan la corriente de cortocircuito y comparar la situación actual con la nueva al incorporar los dos turbogeneradores.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
PROF. VERENA MERCADO	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	verenam@gmail.com			
	E_MAIL				
Ing. Lenin Natera	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	natlen@cantv.net			
	E_MAIL				
Ing. Manuel Maza	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	Manuelmaza@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	04	23
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Impacto en el sistema eléctrico.doc	Aplication/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de ingeniería Eléctrica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará el Consejo Universitario”.

Gabriel José Rodríguez Marchan.

AUTOR

Ing. Esp. Verena Mercado P.	Ing. Lenin Natera	Ing. Manuel Maza
TUTOR	**JURADO**	**JURADO**

POR LA SUBCOMISION DE TESIS