

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 34,5 - 4,16 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS DEL MERCADO INTERNO

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda.
Tutor Industrial: Ing. Joffre Jatem.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Laverde M., Vanessa C.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 09 de noviembre de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Vanessa C. Laverde M., titulado:

"INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 34,5 kV - 4,16 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS DEL MERCADO INTERNO".

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Carlos Cruz
Jurado




Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

A Dios

A mi madre una mujer luchadora y mi mejor ejemplo de vida y de profesionalismo

*A mis grandes compañeros que mucho aprecio, Elio Teixeira y William
Fernandes, que tanto me ayudaron durante mi carrera.*

A María Cristina Cabeza, por su gran apoyo durante estos meses.

Y a ti...

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco al Profesor Vicente López y al Ingeniero Cesar Torres por brindarme la oportunidad de conocer la compañía en la que labora, y al valioso personal que conforma Empresas Y&V.

Agradezco especialmente a los Ingenieros Reinaldo Sanoja, Reinaldo Perez, Rafael Sanabria, y al líder del proyecto PAGMI Joffre Jatem, por siempre estar dispuesto a compartir sus valiosas experiencias conmigo y a responder todas las dudas que se presentaron durante estas 25 semanas de pasantía.

Agradezco también a mi compañera y amiga la Ingeniero Karla Cuenca, que representó un gran apoyo para mi durante esta pasantía larga en Empresas Y&V y a los Ingenieros Daniel Serres, Aquiles Urdaneta, Jorge Kesic y Johnny Paz, por siempre ser una referencia para mi.

Por último a mis tutores los Ingenieros Joffre Jatem y Nerio Ojeda, que me guiaron en la elaboración del presente Trabajo Especial de Grado.

Laverde M., Vanessa C.

**INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 34,5 –
4,16 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE
ACONDICIONAMIENTO DE GAS DEL MERCADO INTERNO**

Tutor Académico o Prof. Guía: Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Joffre Jatem. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Empresas Y&V 2007. 113h + anexos

Palabras Claves: Ingeniería básica, Subestación eléctrica, media tensión.

Resumen: Se presenta el diseño de ingeniería básica de una subestación eléctrica de la “Planta de Acondicionamiento de Gas para el Mercado Interno” (PAGMI) en el “Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho” (CIGMA) que estará localizado en el Este de la región oriental, en la península de Paria, en la jurisdicción del Municipio Valdez del estado Sucre, adyacente al poblado de Guiria. La alimentación va a ser suministrada por una sub-estación eléctrica de 34,5 kV a través de dos (2) líneas de 34,5 kV cada una, las cuales estarán conectadas a un par de transformadores de 34,5 kV – 4,16 kV, localizados en el área de procesos. La subestación eléctrica suministrará energía a dos trenes de gas deshidratados de 600 MMSCFD cada uno (con previsiones de añadir un tren adicional), y este estará compuesto por un interruptor de 4,16 kV, con un esquema secundario el cual alimentará todos los motores de carga de media tensión junto a 4 transformadores de energía. Estos transformadores de tensión reducirán el nivel de tensión de 4,16 kV a 0,48 kV y estarán conectados en pares a dos (2) centros de distribución de energía, con esquemas secundarios selectivos, los cuales alimentarán a un total de 5 motores del centro de control, los cuales trabajan con baja tensión.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-----|
| CONSTANCIA DE APROBACIÓN | ii |
| DEDICATORIA | iii |
| RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS..... | iv |
| RESUMEN..... | v |
| LISTA DE FIGURAS..... | x |
| LISTA DE TABLAS | xi |
| LISTA DE PLANOS | xiv |
| SIGLAS..... | xv |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO 1 | 3 |
| 1.1 Planteamiento del problema..... | 3 |
| 1.2 Objetivo General | 4 |
| 1.3 Objetivos Específicos | 4 |
| 1.4 Metodología | 4 |
| CAPITULO II..... | 6 |
| BASES Y CRITERIOS GENERALES DEL DISEÑO ELÉCTRICO..... | 6 |
| 2.1 Alcance | 6 |
| 2.2 Bases de Diseño | 6 |
| 2.3 Condiciones Ambientales | 7 |
| 2.4 Criterios del diseño..... | 8 |
| 2.5 Clasificación del transformador | 8 |
| 2.6 Características del sistema | 9 |
| 2.7 Sistema de control | 9 |
| 2.8 Sistema de Protección..... | 9 |
| 2.9 Niveles de Tensión | 10 |
| 2.10 Variaciones en el suministro de energía | 11 |
| 2.11 Factor de potencia | 11 |
| 2.12 Niveles de corto circuito..... | 12 |
| 2.13 Medición de la carga | 12 |
| 2.14 Análisis del sistema de energía | 12 |

| | | |
|------------------------------------|---|----|
| 2.15 | Equipamiento | 12 |
| CAPÍTULO III | | 15 |
| ESTUDIO ELÉCTRICO..... | | 15 |
| PARTE I..... | | 15 |
| ANÁLISIS DE CARGAS | | 15 |
| 1.1 | Introducción | 15 |
| 1.2 | Cálculo de Transformadores | 15 |
| 1.3 | Cálculo de los interruptores | 21 |
| PARTE II | | 27 |
| CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO..... | | 27 |
| 2.1 | Introducción | 27 |
| 2.2 | Cálculo de la corriente de cortocircuito..... | 30 |
| 2.3 | Conclusiones | 40 |
| PARTE III | | 40 |
| ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA..... | | 40 |
| 3.1 | Bases y Premisas | 41 |
| 3.2 | Escenarios y casos de estudio | 41 |
| 3.3 | Resultados del estudio de flujo de carga | 42 |
| 3.4 | Conclusiones | 47 |
| PARTE IV | | 47 |
| ARRANQUE DE MOTORES | | 47 |
| 4.1 | Introducción | 47 |
| 4.2 | Bases y Premisas | 48 |
| 4.3 | Escenarios y Casos de Estudio..... | 49 |
| 4.4 | Resultados del estudio de arranque de motores | 50 |
| 4.5 | Conclusiones | 55 |
| CAPÍTULO IV | | 57 |
| CÁLCULOS ELÉCTRICOS..... | | 57 |
| PARTE I..... | | 57 |
| CÁLCULO DE LOS ALIMENTADORES | | 57 |
| 1. | Para Baja Tensión..... | 57 |
| 2. | Media Tensión..... | 59 |

| | | |
|--|--|-----|
| 1.1 | Criterios y Diseños Básicos | 61 |
| 1.2 | Características de Cable..... | 62 |
| PARTE II | | 68 |
| CÁLCULO DE LOS SERVICIOS DC Y SERVICIOS AUXILIARES | | 68 |
| SERVICIOS DC..... | | 68 |
| 2.1 | Cargas y Baterías estacionarias..... | 68 |
| 2.2 | Conclusiones | 74 |
| SERVICIOS AUXILIARES EN CORRIENTE ALTERNA..... | | 74 |
| 2.3 | Introducción | 74 |
| 2.4 | Características del sistema | 74 |
| 2.5 | Características técnicas generales | 77 |
| CAPÍTULO III | | 81 |
| CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS | | 81 |
| 3.1 | Introducción | 81 |
| 3.2 | Bases y Premisas | 83 |
| 3.3 | Procedimiento de Diseño..... | 84 |
| 3.4 | Análisis de resultados | 90 |
| 3.5 | Conclusiones | 94 |
| 3.6 | Recomendaciones..... | 94 |
| Protección contra rayos..... | | 95 |
| 3.7 | Introducción | 95 |
| 3.8 | Criterios generales..... | 95 |
| PARTE IV | | 102 |
| CÁLCULO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN | | 102 |
| 4.1 | Introducción | 102 |
| 4.2 | Bases y Criterios..... | 102 |
| 4.3 | Resultados..... | 103 |
| CONCLUSIONES | | 107 |
| RECOMENDACIONES | | 109 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | | 110 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 113 |
| [ANEXO 1] | | 116 |

| | |
|------------------|-----|
| [ANEXO 2] | 121 |
| [ANEXO 3] | 122 |
| [ANEXO 4] | 123 |
| [ANEXO 5] | 124 |
| [ANEXO 6] | 125 |
| [ANEXO 7] | 131 |
| [ANEXO 8] | 132 |
| [ANEXO 9] | 133 |
| [ANEXO 10] | 134 |
| [ANEXO 11] | 135 |
| [ANEXO 12] | 136 |
| [ANEXO 13] | 137 |
| [ANEXO 14] | 138 |
| [ANEXO 15] | 139 |
| [ANEXO 16] | 140 |
| [ANEXO 17] | 141 |
| [ANEXO 18] | 150 |
| [ANEXO 19] | 159 |
| [ANEXO 20] | 167 |
| [ANEXO 21] | 169 |

LISTA DE FIGURAS

| Figura | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1.1: Diagrama unifilar para el escenario principal | 17 |
| Figura 1.2: Configuración de las celdas del interruptor de 4,16 kV..... | 24 |
| Figura 1.3: Interruptor de 34,5 kV..... | 25 |
| Figura 1.4: Configuración del interruptor de 34,5 kV | 26 |
| Figura 2.1 Circuito equivalente para motores | 28 |
| Figura 1. Terminales para techos planos..... | 97 |
| Figura 2. Instalación de una sola vara de tierra..... | 98 |
| Figura 3. Zona de protección según lo indicado en la norma NFPA-780-2004.... | 98 |
| Figura 4. Radios de protección..... | 101 |

LISTA DE TABLAS

| Tabla | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 2.1 Niveles de Tensión | 10 |
| Tabla 1.1 Demanda del PDC-01-3-PF de 4,16 kV | 18 |
| Tabla 1.2 Demanda del MCC-01-2-PF de 0,48kV | 19 |
| Tabla 1.3 Demanda del MCC-03-2-PF de 0,48kV | 20 |
| Tabla 1.4: Cargas del PDC-01-3-FP | 23 |
| Tabla 1.5: Cargas del SWG-01-5-MES | 26 |
| Tabla 2.2.1 Equivalentes de Thevenin proporcionados por PDVSA | 32 |
| Tabla 2.1: Caso 1 Resultados para cortocircuito en todos los puntos del sistema | 34 |
| Tabla 2.1: Caso 1 Resultados para cortocircuito en todos los puntos del sistema (Continuación) | 35 |
| Tabla 2.2: Caso 1 Resultados para medio ciclo de un cortocircuito..... | 35 |
| Tabla 2.3: Caso 2 Resultados para cortocircuito en el PDC-01-3-PF | 36 |
| Tabla 2.4: Caso 2 Resultados para medio ciclo de un cortocircuito..... | 36 |
| Tabla 2.5: Caso 3: Cortocircuito trifásico en el punto MCC-01-2-PF | 37 |
| Tabla 2.6: Caso 3: Comparación de los resultados para cortocircuitos en ½ ciclo | 38 |
| Tabla 2.7: Caso 4: Resultados de la corriente de cortocircuito trifásico en el punto MCC-03-2-PF bus..... | 39 |
| Tabla 2.8: Caso 4 Comparación de los resultados para el cortocircuito en ½ ciclo | 39 |
| Tabla 3.1: Caso 1 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras | 43 |
| Tabla 3.2: Caso 1 Carga del transformador | 43 |
| Tabla 3.3: Caso 2 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras | 44 |
| Tabla 3.4: Caso 2 Carga del transformador | 44 |
| Tabla 3.5: Caso 3 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras | 45 |
| Tabla 3.6: Caso 3 Carga del transformador | 45 |
| Tabla 3.7: Caso 4 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras | 46 |
| Tabla 3.8: Caso 4 Carga del transformador | 46 |
| Tabla 4.1: Caso 1 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado | 51 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 4.2: Caso 2 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado | 52 |
| Tabla 4.3: Caso 3 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado | 53 |
| Tabla 4.4: : Caso 4 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado | 54 |
| Tabla 2.1: 34.5 kV SWG (SWG-01-5-MES) | 70 |
| Tabla 2.2: 34.5 kV SWG (SWG-01-5-MES) | 70 |
| Tabla 2.3: Cargas DC totales..... | 71 |
| Tabla 3.1: Resultados para la corriente de cortocircuito de línea a tierra..... | 91 |
| Tabla 3.2: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 34,5kV | 92 |
| Tabla 3.3: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 4,16kV | 92 |
| Tabla 3.4: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 0,48 kV | 93 |
| Tabla 3.5. Norma y radio de esferas equivalentes..... | 99 |
| Tabla 3.6: Radios de protección a diferentes alturas para un solo mástil..... | 101 |
| Tabla C4: Misceláneos datos de tableros de kv..... | 121 |
| Tabla C5: Datos del tablero de potencia de media tensión | 122 |
| Tabla 1-4-1: Valores de corriente continua..... | 123 |
| Tabla 1:..... | 124 |
| ANSI C84.1-1995 | 131 |
| Tabla 1: Tensiones y rango nominales de operación..... | 131 |
| PDVSA 90619.1.057 | 132 |
| Tabla A1: Capacidad de corriente de cables monopolares 600v para instalación de tubería a la vista | 132 |
| PDVSA 90619.1.057 | 133 |
| Tabla A2: Selección de calibres de cables para circuitos de motores de 460V para instalación en tubería a la vista..... | 133 |
| PDVSA 90619.1.057 | 134 |
| Tabla A3: Capacidades de corriente y factores de corrección | 134 |
| PDVSA 90619.1.057 | 135 |
| Tabla A4: Calibre mínimo de conductores armados con aislamiento PVC..... | 135 |
| PDVSA 90619.1.057 | 136 |

| | |
|---|-----|
| Tabla B1: Capacidad de corriente de conductores monopolares 5.000V-15.000V para instalación en tubería subterránea | 136 |
| PDVSA 90619.1.057 | 137 |
| Tabla B2: Tabla de selección de calibres de cables para motores de media tensión para instalación subterránea en tubería | 137 |
| NFPA 780-2004..... | 138 |
| Tabla 384.22 Tamaño de la tubería y diámetro del área interior..... | 138 |
| Tabla C1: Corrientes de cortocircuito permisibles para conductores de cobre aislados 90°C | 139 |
| Tabla 4.1 Factor de potencia para los puntos del caso 1..... | 155 |
| Tabla 4.2 Factor de potencia para los puntos del caso 2..... | 156 |
| Tabla 4.3 Factor de potencia para los puntos del caso 3..... | 156 |
| Tabla 4.4 Factor de potencia para los puntos del caso 4..... | 157 |
| Tabla I: Cálculos de Cables..... | 167 |

LISTA DE PLANOS

| Plano | Pág. |
|---|-------------|
| Plano N° 1 Diagrama unifilar general..... | 170 |
| Plano N° 2 Diagramas Unificares funcionales de Sistemas CC..... | 171 |
| Plano N° 3 Planos de ubicación de los equipos..... | 172 |
| Plano N° 4 Planos de puesta a tierra..... | 173 |
| Plano N° 5 Sistema de protección contra rayos..... | 174 |

SIGLAS

| | |
|----------------|---|
| AC | Altern Current. |
| ANSI | American National Standard Institute. |
| ASTM | American Society for Testing Materials. |
| CABEL | Industria Venezolana de Cables Eléctricos. |
| CEN | Código Eléctrico Nacional. |
| CIGMA | Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho. |
| COVENIN | Comisión Venezolana de Normas Industriales. |
| DC | Direct Current (a menos que se indique lo contrario). |
| EPRI | Electric Power Research Institute. |
| ETAP | Electrical Transient Analyzer Program™. |
| FLA | Full Load Amperes |
| HV | Hight Voltage. |
| IEC | International Electrotechnical Commission. |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers. |
| LV | Low Voltage |
| MV | Medium Voltage. |
| MCC | Centro de control de motores |
| NEMA | National Electrical Manufactures Association. |
| NFPA | National Fire Protection Association. |
| PAGMI | Planta de Acondicionamiento de Gas para el Mercado Interno. |
| PDC | Centro de Distribución de Potencia |
| PDVSA | Petróleos de Venezuela S.A. |
| S/E | Subestación. |
| THW | Temperature-Humidity-Weather |
| VRLA | Valve Regulated Lead Acid |

INTRODUCCIÓN

La creciente expansión de la industria petrolera que experimenta Venezuela en los últimos años, ha traído como consecuencia la ampliación y el desarrollo de nuevas plantas de procesos de hidrocarburos, lo que produce como consecuencia un aumento de la demanda eléctrica a dicho sector. Así, se hace necesaria la concepción de subestaciones y líneas eléctricas que sean capaces de suplir las demandas requeridas. Como parte de esta actividad, Empresas Y&V desarrolló la ingeniería básica de nuevas plantas de procesos de hidrocarburos y sus servicios.

En este escenario, la finalidad del presente Trabajo Especial de Grado fue el desarrollo de la ingeniería básica de una subestación eléctrica 34,5-4,16 kV para alimentación de una planta de acondicionamiento de gas para el mercado interno, en el “Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA)” localizado en el este de la Región Oriental, en la Península de Paria, en la jurisdicción del municipio Valdez en el Estado Sucre, adyacente al poblado de Güiría. y que servirán para un nuevo gasoducto que irá desde Cumaná hasta Puerto La Cruz.

Es preciso indicar que en lo sucesivo se referirá como La Compañía, al ente contratante de la ejecución de la ingeniería básica de una planta de acondicionamiento de gas. De la misma manera, se denominará como El Contratista a la empresa encargada de la ejecución de la ingeniería contratada (Y&V Ingeniería y Construcción).

El diseño de esta subestación fue llevado a cabo bajo un orden de prioridades establecido en cuanto a la selección de los criterios y decisiones finales se refiere. En primer lugar, por indicación de La Compañía, los criterios se ajustaron a lo recomendado por las prácticas y normativa de *PDVSA GAS*. Igualmente, se consultaron normas y estándares de organismos reconocidos para verificar la validez del diseño o en caso de ausencia de información de la primera.

Sin embargo, la última palabra sobre las decisiones fue exclusiva de La Compañía con punto de partida en los estudios realizados en el presente trabajo, pero sólo son avalados aquí aquellos que aseguran un desempeño seguro y dentro de las normas y reglamentos a que haya lugar. Es decir, se realizaron los estudios contratados y se recomendaron soluciones que fueron evaluadas por La Compañía quién estuvo en potestad de cambiarlas, siempre con un sentido coherente, en concordancia con sus necesidades y requerimientos.

El presente documento se ha estructurado en cuatro capítulos. El Capítulo I presenta el planteamiento del problema, los objetivos generales y específicos y la metodología seguida. El Capítulo II precisa las bases y criterios que sustentaron la ejecución de la ingeniería básica planteada.

El Capítulo III incluye el estudio eléctrico, se puede destacar el análisis de carga, el estudio de cortocircuito, el estudio de flujo de carga y estudio de arranque de motores. El Capítulo IV presenta los cálculos eléctricos, lo cual incluye el cálculo de los alimentadores, cálculos de los servicios de corriente directa y de los auxiliares de corriente alterna, cálculos de puesta a tierra, la protección contra rayos y el uso de un software para el diseño de la iluminación exterior.

Se presentan luego, las conclusiones extraídas del trabajo y se proponen una serie de recomendaciones. Luego, se incluyen los anexos necesarios para la completa comprensión del trabajo realizado.

CAPÍTULO 1

La exploración de gas que se registra en Venezuela en el norte de la Península de Paria, ha traído como consecuencia el desarrollo de nuevas plantas de acondicionamiento de gas, y con ello el requerimiento de demanda eléctrica y el consecuente diseño de nuevas subestaciones que sean capaces de suplir esa carga.

El diseño del presente trabajo será aplicado en la “Planta de Acondicionamiento de Gas para el Mercado Interno (PAGMI)” en el “Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA)” localizado en el este de la Región Oriental, en la Península de Paria, en la jurisdicción del municipio Valdez en el Estado Sucre, adyacente al poblado de Güiría.

Para la alimentación de la planta, se requerirán de dos subestaciones eléctricas: una de ella de distribución en 34,5 kV y la segunda subestación eléctrica del tipo reductora de 34,5 kV a 4,16 kV, lo cual implicó la realización de la ingeniería básica con una memoria de cálculo y en la cual se incluyó estudios del sistema de potencia, cálculo de alimentadores y barras, cálculo de iluminación, sistemas de puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas, entre otros. Adicionalmente, se elaboró las especificaciones de los equipos de largo tiempo de entrega, lista de materiales, cómputos métricos, memorias descriptivas, planos, entre otros.

1.1 Planteamiento del problema

El caso específico estudiado en este proyecto es el desarrollo de una nueva planta de acondicionamiento de gas en el oriente del país, la cual requerirá de la alimentación de energía eléctrica por medio de una subestación nueva de 7,5 MVA aproximadamente, de 34,5 kV del lado primario y 4,16 kV del lado secundario.

1.2 Objetivo General

- Realizar el diseño básico de ingeniería para una subestación eléctrica de 34,5 kV – 4,16 kV y 7,5 MVA, que servirá para la alimentación de una planta de acondicionamiento de gas para la industria petrolera.
- Desarrollar un procedimiento normativo para diseños de este tipo de instalación, enmarcado dentro de un sistema de calidad corporativo.

1.3 Objetivos Específicos

- Estudiar las bases y criterios de diseño del proyecto.
- Estudiar las mejores opciones de ingeniería para el diseño de subestaciones eléctricas.
- Realizar las memorias: descriptiva, de cálculo de especificaciones, cómputos métricos y de plano de las subestaciones eléctricas.
- Aplicar el procedimiento normativo para el diseño de S/E tipo.

1.4 Metodología

- Se asistió a charlas de inducción a un sistema de calidad corporativo.
- Se revisó documentos en el Centro de Información Técnica de Empresas Y&V para obtener las normas y prácticas recomendadas aplicables en el diseño de subestaciones eléctricas en alta tensión.
- Se revisó la ingeniería conceptual del proyecto, ya desarrollada.
- Se estudió y analizó las bases y criterios de diseño planteados para la ingeniería básica de este proyecto.
- Se recopiló los datos necesarios para el diseño básico de ingeniería de subestaciones eléctricas de 34,5 kV – 4,16 kV.
- Se realizó los estudios del sistema de potencia requeridos: Estudio de flujo de cargas, estudios de cortocircuito, arranque de motores, entre otros

- Se realizó los cálculos de los alimentadores en 34,5 kV y 4,16 kV.
- Se realizó los cálculos de los servicios auxiliares en Corriente Alterna y Corriente Continua
- Se realizó los cálculos de puesta a tierra y protección contra rayos
- Se realizó los cálculos necesarios para determinar la capacidad de las barras
- Se realizó los cálculos de iluminación exterior
- Se aportó a la realización de los siguientes planos:
 - Diagrama unifilar general (key one line)
 - Diagramas Unifilares funcionales de Sistemas CC
 - Planos de Ubicación de Equipos
 - Sistemas de puesta a tierra – planta
 - Sistemas de protección contra rayos
- Se desarrolló un procedimiento estandarizado del diseño de subestaciones eléctricas en media tensión
- Se realizó un informe final y una presentación del proyecto

CAPITULO II

BASES Y CRITERIOS GENERALES DEL DISEÑO ELÉCTRICO

Este capítulo abarca los requerimientos generales y criterios generales del diseño para el equipamiento, materiales y diseño de las instalaciones eléctricas a ser utilizadas en el proyecto: “Planta de Acondicionamiento de Gas para el Mercado Interno (PAGMI)” en el “Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA)” localizado en el este de la Región Oriental, en la Península de Paria, en la jurisdicción del municipio Valdez en el Estado Sucre, adyacente al poblado de Güiria.

2.1 Alcance

El alcance de este trabajo consiste en el desarrollo de la ingeniería básica de una subestación eléctrica de la Planta de Acondicionamiento de Gas para el Mercado Interno. La Planta tendrá la capacidad de procesar 1.000 MMSCFD de gas natural.

La estructura requerida para el desarrollo del presente trabajo es el siguiente:

- Áreas de proceso y servicio público
- Electricidad
- Edificaciones y sistemas de vías

2.2 Bases de Diseño

La instalación eléctrica debe proveer:

- Seguridad al personal
- Flexibilidad y Confiabilidad
- Previsiones para requerimientos a futuro

- Selectividad en el sistema de protección
- Equipamiento con adecuada capacidad de interrupción, capacidad de corriente continua, niveles de aislamiento y requerimientos y condiciones de operación, todos ellos como lo requieren los sistemas de tensión

2.3 Condiciones Ambientales

Los datos meteorológicos expuestos a continuación fueron proporcionados por el cliente, en este caso, PDVSA.

| | |
|------------------------------------|--|
| Altura sobre el nivel del mar: | 15 m |
| Tipo de atmósfera: | Tropical húmeda y salina |
| Dirección predominante del viento: | Nor-Noreste con variaciones al Sureste |
| Velocidad del viento promedio: | De 4 a 10 mph a 10 metros sobre el nivel del suelo (70 mph a 10 m sobre el nivel del suelo para diseño mecánico) |
| Precipitaciones: | <u>Promedio:</u> 1.096 mm/año <u>Máximo:</u> 139 mm (Tiempo: 15min) / 60,96 mm/h |
| Presión Barométrica: | Entre 1,0291 kg / cm ² y 1,0257 kg / cm ² (entre 14,589 y 14,637psig) |
| Temperatura para bulbo seco: | 35°C (95°F) para diseño |
| Temperatura para bulbo húmedo: | 25°C (77°F) |
| Temperatura ambiente promedio: | 27 – 30 °C (80,6 – 86 °F) |
| Humedad relativa: | 80 % para diseño y 72 % promedio |
| Tratamiento sísmico: | 55 y 65 cm/seg ² lo cual equivale a un peligro sísmico de Zona 7 |

2.4 Criterios del diseño

- El servicio público de electricidad será suministrado por CIGMA, el cual la genera a su vez.
- Las tensiones manejadas serán de 34,5 kV, 4,16 kV y 0,48 kV
- Habrán dos (2) alimentadores principales.
- El sistema de tensión de 34,5 kV.
- Se utilizará cables subterráneos y superficiales.
- La frecuencia del sistema es de 60 Hz.

La capacidad de suministro de electricidad y el sistema de distribución debe ser capaz de proveer continuamente el 120% de la carga total para condiciones normales, esto calculado en concordancia con la norma PDVSA N-252 [1] y con la carga aplicable, sin exceder los límites de tensión y de los equipos.

En general la subestación será del tipo radial secundario selectivo con transferencia automática, operado con dos (2) interruptores llegada normalmente cerrados y un (1) interruptor de enlace normalmente abierto. Los transformadores según las normas PDVSA N-201 [[2]] y PDVSA N-252 [1], deben tener auto enfriamiento (ONAN) de 65°C con previsiones para un enfriamiento forzado (ONAF) de 65°C. Cada transformador debe ser dimensionado para que en su etapa de auto enfriamiento de 65°C sea capaz de suministrar el 120% de la demanda máxima de la carga servida.

2.5 Clasificación del transformador

La clasificación del transformador dependerá del arranque del motor más grande, se debe cuidar que la tensión en los terminales, no esté por debajo del 80% del nivel de operación normal.

2.6 Características del sistema

Las características del suministro principal serán: la tensión de 34,5 kV trifásico, frecuencia de 60 Hz, resistencia de la tierra de 400A, niveles de cortocircuito de 2.895 MVA y el suministro principal debe ser desde un suiche de media tensión de 34,5 kV.

2.7 Sistema de control

El sistema de control de supervisión debe ser instalado en el edificio de la subestación eléctrica con un monitor que esté alineado con: los interruptores, el centro de control de motores y los equipos eléctricos, en la subestación localizados dentro y fuera del área de procesamiento, para un fácil acceso. El sistema debe tener un indicador local del estatus. Las funciones de emergencia deben incluir las siguientes funciones:

- Sobrecarga
- Descarga
- Obstrucciones
- Carga insuficiente
- Protección contra fallas a tierra por arcos de bajo nivel
- Protección contra altas temperaturas

2.8 Sistema de Protección

El esquema de protección debe ser diseñado para la protección del personal de cualquier daño, para minimizar el daño de los componentes del sistema eléctrico y el aislamiento de una porción del sistema en caso de falla.

La localización de los relés de protección debe estar basada en el estudio de las condiciones de falla por lo cual el sistema de protección debe

estar incorporado. El sistema de relés de protección debe ser selectivo y la localización debe estar coordinada con un respaldo en caso de que las protecciones lleguen a fallar.

2.9 Niveles de Tensión

La distribución del sistema diseñado, debe incluir tensiones de distribución primarias y secundarias, motores, iluminación, circuitos en ramas de los instrumentos.

Tabla 2.1 Niveles de Tensión

| | |
|----------------------------------|--|
| Media tensión (Fuente primaria): | Tensión:34,5 kV Fases: 3 |
| Media tensión: | Tensión : 4,16kV Fases: 3 |
| Baja tensión: | Tensión: 480V Fases: 3 Tierra: Sólida |
| Motores: | 200 HP – 7.000 HP / 4,16 kV / Fases: 3 0,75 HP – 199 HP / 480 V / Fases :3 Fraccional / 120 V / Fases :3 |
| Iluminación externa: | Tensión: 208 V Fases: 3 |
| Instrumentación: | Tensión: 120 V Fases: 1 |
| Procesos exteriores: | Tensión:480 V Fases: 3 Tensión: 120V Fases: 1 |
| Calentador de espacio del motor: | < 1800 W: Tensión: 120 V Fases:1 > 1801 W: Tensión: 208 V Fases:2 |
| Otros Calentadores: | <1800 W: Tensión: 120 V Fases: 1 1801<P<3000 W: Tensión: 208 V Fases:2 >3001 W: Voltaje: 480 V Fases: 3 |

| | |
|---------------------------------------|--|
| Otros: | Control de energía: 120 VAC Control de energía: 125 VDC |
| Suministro de energía de emergencia: | Tensión: 480 V Fases:3 |
| Suministro de energía ininterrumpida: | Tensión: 208/120V Fases: 3/1 |

2.10 Variaciones en el suministro de energía

Las desviaciones y variaciones desde los voltajes de la planta hasta el tipo de tensión de los equipos deben ser los siguientes:

- Condiciones de estado estable: $\pm 5\%$
- Arranque o reacceleración del motor o grupo de motores: 10%, -20%
- La tensión del cable no debe ser excedida, como un porcentaje de la tensión nominal entre la línea y el neutro:

Alimentador de motores 5% a máxima carga

Alimentador del alumbrado 2%

Alimentador del tablero de
alumbrado 1%

- Las tensiones por encima del 80% no deben afectar las operaciones de la planta
- Las tensiones por debajo del 80% de duración no mayor de 0,2 segundos serán el resultado de la reenergización instantánea de cargas vitales y esenciales
- Las tensiones por debajo del 80% de duración entre 0,2 y 4 segundos serán el resultado de la reenergización de las cargas selectivas

2.11 Factor de potencia

Todas las nuevas instalaciones serán diseñadas para un factor de potencia de por lo menos 0,90 en retraso. Factores de potencia superiores pueden ser requeridos dependiendo de la utilidad y los requerimientos.

2.12 Niveles de corto circuito

Todos los equipos serán capaces de resistir los efectos de la corriente de corto circuito que pase a través del sistema en caso de falla.

Los niveles de corto circuito de los equipos y cables de media tensión, estarán basados en la operación paralela de todos los suplidores.

Para la media y baja tensión secundaria en la subestación, los niveles de corto circuito serán calculados con una línea del interruptor abierta y con el interruptor de enlace cerrado.

2.13 Medición de la carga

El estudio de la demanda consistirá en la determinación y aplicación de los siguientes factores: carga pico, máxima demanda, factor de demanda, factor de diversidad, factor de carga y la demanda coincidente, para encontrar la demanda continua, la carga pico de 15 minutos, y la máxima carga conectada, de acuerdo con PDVSA 90619.1.053-1993 [3].

2.14 Análisis del sistema de energía

El estudio evaluará los requerimientos de los suplidores de energía de la Planta, y la configuración de la distribución de la energía y la estabilidad de los requerimientos y la habilidad de crecer con la producción y la operación de los requerimientos.

2.15 Equipamiento

- **Alimentadores:**

Deben tener niveles continuos iguales a los de la demanda total de la carga máxima suministrada por una barra o un transformador del tipo ONAF, o superior. Para la selección secundaria de la subestación, el ajuste máximo debe estar determinado por el interruptor de enlace del alimentador cerrado.

- **Interruptores:**

Los interruptores y controladores deben seguir los lineamientos del PDVSA N-201-1993, Secciones 3, 8, 9 y la Guía de Diseño de Ingeniería PDVSA 90619.1.053-1993 [3] – 90619.1.054.1993 [4] y las Especificaciones Técnicas para interruptores de media y baja tensión.

- **Transformadores:**

Los transformadores deben ser de aceite completamente, auto ventilados, sellados y de tipo exterior. Desde los alimentadores hasta los transformadores deben ser capaces de soportar todas la corrientes a 65°C. Los transformadores deben ser de 10MVA o superiores, esto debe incluir la protección diferencial.

El lado primario debe estar conectado con una configuración delta y el lado secundario debe estar conectado con la configuración estrella

- **Motores:**

Los motores de media tensión deben estar en concordancia con la API 541-1995 [5]. Los motores de baja tensión deben estar en concordancia con IEEE 841-2001[6]. Los motores eléctricos deberán poseer una alta eficiencia.

Los motores de inducción de media tensión, 149,2 kW (200 HP hasta 7.000 HP) y mayores, deberán ser de 4.000 V, 60 Hz, del tipo jaula de ardilla, adecuados para altas tensiones. Los motores de baja tensión de 0,56 hasta 149,2 kW serán de 460 V.

- **Cables:**

Conductores de 2,5 mm², del tipo TC, resistentes al sol y los cables que van directamente a la carga deben ser resistentes al hidrocarburo alifático .

- **Puesta a tierra:**

Para la subestación en los puntos de transformación, la malla de puesta a tierra debe estar diseñada en concordancia con la IEEE 80-2000. Los conductores de la malla deben ser de cobre para soportar el peor caso de condición de falla. Para el sistema de baja tensión (por debajo de 600V) debe tener un neutro sólidamente puesto a tierra. Para los sistemas de media tensión (4,16 kV) debe tener una baja resistencia de tierra, con disparo de falla a tierra. A su vez, es necesario acotar que el Cliente exigió el uso de anillos de protección alrededor de las edificaciones.

- **Protección contra rayos:**

El objetivo principal de la protección de la vida y la propiedad contra los rayos es la de prever el daño en caso de descargas, que puedan entrar o dejar daños permanentes o pérdidas. El diseño de la protección contra rayos se realizará bajo la norma NFPA-780-2004.

CAPÍTULO III

ESTUDIO ELÉCTRICO

PARTE I

ANÁLISIS DE CARGAS

1.1 Introducción

Previamente al dimensionamiento y/o selección de los componentes del sistema, se debe tener un conocimiento detallado del tipo de carga asociado al sistema. A continuación se procederá a develar las características de la carga.

En el Anexo N° 1 se encontrará información detallada de algunas consideraciones.

1.2 Cálculo de Transformadores

En el circuito eléctrico propuesto encontramos, dos (2) transformadores (XFR-01-5/3-PF y XFR-02-5/3-PF) los cuales reducirán la tensión desde 34,5 a 4,16 kV. Esta subestación manejará dos (2) módulos de tratamiento de gas de 600 MMSCFD cada uno, (con previsiones para dos módulos a futuro), estarán compuestos por un Centro de Distribución de Potencia de 4,16 kV (PDC-01-3-PF), con un esquema de secundario selectivo, alimentando todos los motores de media tensión por medio de cuatro (4) transformadores de distribución.

Estos transformadores (XFR-01-3/2-PF, XFR-02-3/2-PF, XFR-03-3/2-PF y XFR-04-3/2-PF) reducirán los niveles de tensión desde 4,16 kV a 0,48 kV y estarán conectados a dos (2) Centros de Control de Motores (MCC-01-2-PF y MCC-03-2-PF). Estos MCC's estarán conectados a través de un esquema secundario selectivo para dirigir la tensión a los motores de baja tensión.

Un generador eléctrico con una máquina de diesel de respaldo será respaldada por un tercer MCC (MCC-02-2-PF) para alimentar las cargas vitales de la planta.

Igualmente, desde el PDC-01-3-PF, serán conectados dos (2) transformadores, para alimentar las edificaciones instaladas (XFR-01-3/2-B) y la subestación principal eléctrica de servicios auxiliares de 0,48 kV así como la sala principal de control de cargas. (XFR-01-3/2-MES).

Los transformadores de distribución XFR-03-3/2-PF y XFR-04-3/2-PF, compuestos por previsiones para módulos de tratamiento de gas futuros, así como también, por el MCC-03-2-PF, el cual se consideró para el calculo de la carga y será considerado para el diseño de todo el sistema.

1.2.1 Bases y Premisas

Las bases y premisas que fueron establecidas se encuentran a continuación:

- Los transformadores fueron diseñados basados en la premisa N-1 (un transformador fuera de servicio y otro en operación).
- La demanda continua se calculó como la suma de toda la carga continua y el 50% de la intermitente.
- La carga pico de 15 minutos se calculó como la suma de la carga continua, el 50% de la carga intermitente y el 10% de la de espera.
- La carga conectada se calculó como la suma de la carga continua, la intermitente y la de espera.
- Las capacidades de potencia y distribución de los transformadores ONAF fueron obtenidas basados en la carga pico de 15 minutos, multiplicando por un factor de diseño igual a 1.2.
- Los transformadores de potencia y de distribución fueron dimensionados así como sus capacidades ONAN por la igualdad o

superioridad de la demanda eléctrica, multiplicando por el factor de 1,2.

1.2.2 Escenario

Este estudio fue realizado por el análisis de un escenario principal, como muestra la figura a continuación.

Cada transformador fue dimensionado considerando un escenario, en el cual uno de los transformadores está fuera de servicio. Los demás transformadores están en total capacidad de suplir la carga de las barras que alimentan, con el enlace normalmente cerrado.

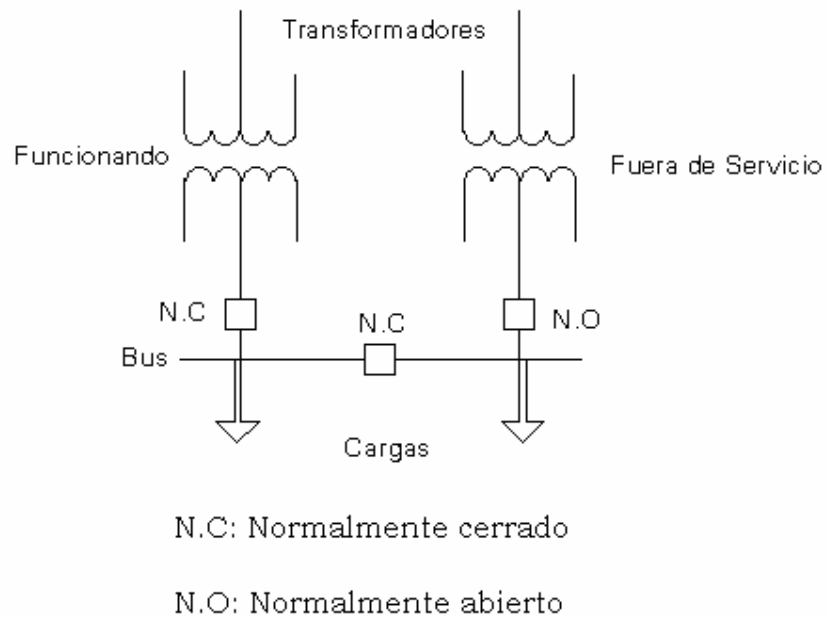


Figura 1.1: Diagrama unifilar para el escenario principal

1.2.3 Resultados

- **Transformador 34,5/4,16 kV dimensionado por el PDC-01-3-PF**

De la lista de carga, el resultado para el Centro de Distribución de Potencia es el mostrado a continuación:

Tabla 1.1 Demanda del PDC-01-3-PF de 4,16 kV

| Demanda | kVA |
|-------------------------|-------|
| Demanda Continua | 5.653 |
| Carga Pico a los 15 min | 5.875 |
| Máxima Carga conectada | 9.552 |

La demanda continua estimada por el Centro de Distribución de Potencia de 4,16 kV fue de 5.653 kVA, mientras que la de la carga pico a los 15 minutos fue de 5.875 kVA. Esto implica una capacidad ONAF mínima para transformadores de 34,5/4,16 kV de $5.875 \times 1,2 = 7.050$ KVA. Los transformadores que cumplen con ese criterio son los de 7.500/9.375 kVA ONAN/ONAF.

Con la instalación de los transformadores 7.500/9.375 kVA, la máxima corriente debe ser:

$$I_{\text{High}} = \frac{9.375 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \text{ kV}} = 157 \text{ A} \quad (1.1)$$

$$I_{\text{Low}} = \frac{9.375 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 4,16 \text{ kV}} = 1.301 \text{ A} \quad (1.2)$$

Basada en estas corrientes, los alimentadores principales, barras y ductos de barras fueron dimensionados.

- **Transformador 4,16/0,48 kV dimensionado por el MCC-01-2-PF**

De la lista de carga, el resultado para el Centro de Distribución de Potencia es el mostrado a continuación:

Tabla 1.2 Demanda del MCC-01-2-PF de 0,48kV

| Demanda | kVA |
|-------------------------|------------|
| Demanda Continua | 852 |
| Carga Pico a los 15 min | 892 |
| Máxima Carga conectada | 1.678 |

La demanda continua estimada por el Centro de Distribución de Potencia de 4,16 kV fue de 852 kVA, mientras que la de la carga pico a los 15 minutos fue de 892 kVA. Esto implica una capacidad ONAF mínima para transformadores de 4,16/0,48 kV de $892 \times 1,2 = 1.070$ KVA. Los transformadores que cumplen con ese criterio son los de 1.500/1.725 kVA ONAN/ONAF.

Con la instalación de los transformadores 1.500/1.725 kVA, la máxima corriente debe ser:

$$I_{\text{High}} = \frac{1.725 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 4,16 \text{ kV}} = 240 \text{ A} \quad (1.3)$$

$$I_{\text{Low}} = \frac{1.725 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,48 \text{ kV}} = 2.078 \text{ A} \quad (1.4)$$

Basada en estas corrientes, los alimentadores principales, barras y ductos de barras fueron dimensionados.

- **Transformador 4,16/0,48 kV dimensionado por el MCC-03-2-PF**

De la lista de carga, el resultado para el Centro de Distribución de Potencia es el mostrado a continuación:

Tabla 1.3 Demanda del MCC-03-2-PF de 0,48kV

| Demanda | kVA |
|-------------------------|------------|
| Demanda Continua | 254 |
| Carga Pico a los 15 min | 265 |
| Máxima Carga conectada | 451 |

La demanda continua estimada por el Centro de Distribución de Potencia de 4,16 kV fue de 254 kVA, mientras que la de la carga pico a los 15 minutos fue de 265 kVA. Esto implica una capacidad ONAF mínima para transformadores de 4,16/0,48 kV de $265 \times 1,2 = 318$ kVA. Los transformadores que cumplen con ese criterio son los de 1.000/1.150 kVA ONAN/ONAF.

Con la instalación de los transformadores 1.000/1.150 kVA, la máxima corriente debe ser:

$$I_{\text{High}} = \frac{1.150 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 4,16 \text{ kV}} = 160 \text{ A} \quad (1.5)$$

$$I_{\text{Low}} = \frac{1.150 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,48 \text{ kV}} = 1.385 \text{ A} \quad (1.6)$$

Basada en estas corrientes, los alimentadores principales, barras y ductos de barras fueron dimensionados.

1.2.4 Conclusiones

De los casos analizados se puede concluir lo siguiente:

- Los transformadores de 7,5/9,375 MVA de 34,5/4,16 kV deben ser capaces de suplir potencia a la carga de media y baja tensión del PDC-01-3-PF.
- En concordancia con los estándares del fabricante, el tipo de las barras de 4,16 kV del PDC-01-3-PF debe ser por lo menos 2.000A.
- Los transformadores de 1,5/1,725 MVA de 4,16/0,48 kV deben ser capaces de suplir potencia a las cargas de baja tensión del MCC-01-2-PF.
- En concordancia con los estándares del fabricante, el tipo de las barras de 0,48 kV del MCC-01-2-PF debe ser de por lo menos 3.000 A.
- Los transformadores de 1,0/1,150 MVA de 4,16/0,48 kV deben ser capaces de suplir potencia a las cargas de baja tensión del MCC-03-2-PF.
- En concordancia con los estándares del fabricante, el tipo de las barras de 0,48 kV del MCC-03-2-PF debe ser de por lo menos 1.600 A.

1.3 Cálculo de los interruptores

La alimentación principal será proporcionada por PDVSA por la subestación eléctrica secundaria S8, a través de dos (2) cables de 34,5 kV, que estarán conectados a un interruptor de 34,5 (SWG-01-5-MES), en un esquema secundario selectivo, localizado en la subestación principal de PAGMI.

1.3.1 Cálculo de la carga

- **Centro de Distribución de Potencia de 4,16 kV**

El Centro de Distribución de Potencia (PDC-01-3-FP) será una nueva pieza en el equipo, conformado por quince (15) celdas, las cuales estarán distribuidas como sigue: dos (2) interruptores de llegada de 7,5/9,375 MVA ONAN/ONAF, transformadores de 34,5/4,16 kV, un (1) enlace de barra en el centro de distribución de potencia y doce (12) celdas de salientes para asignar: interruptores y fusible-contactador.

De acuerdo con la norma PDVSA N-201 [2], la barra principal y los alimentadores, deben ser igual al máximo transformador autoventilado. Entonces, la barra principal y la barra principal será:

$$I_n = \frac{9.375 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 4,16 \text{ kV}} = 1.301 \text{ A} \quad (1.7)$$

La capacidad tomada fue la de la tabla C4 de PDVSA 90619.1.053-1993 [3] (Anexo N° 2), donde el alimentador y el interruptor de enlace debe tener una capacidad de corriente continua de 2.000 A, así como la barra.

De la tabla C5 de la misma norma (Anexo N° 3), los alimentadores de salida de los interruptores deben tener una capacidad de corriente continua de 1.200 A.

Los arrancadores de los motores de media tensión deben ser a plena tensión, no reversibles y de una sola velocidad. El tamaño del arrancador debe seguir lo establecido en la tabla 1-4-1 de la NEMA ICS-3-00-1993 [7] (Anexo N° 4). El valor de los caballos de fuerza de los motores debe

ser menor o igual a 1.250 HP, a 4.000 V, con un tamaño NEMA de H2, con una corriente continua correspondiente de 180 A.

La tabla a continuación muestra la potencia requerida por cada celda de 4,16 kV del Centro de Distribución de Potencia.

Tabla 1.4: Cargas del PDC-01-3-FP

| CELDA DEL PDC | CARGA DISEÑADA | | CLASIFICACIÓN NOMINAL | CLASIFICACIÓN NOMINAL FUSIBLE-CONTACTOR |
|--|----------------|-------|-----------------------|---|
| | MVA or HP | A | | |
| XFR-01-5/3-PF | 9,375 MVA | 1.301 | 2.000 | - |
| XFR-02-5/3-PF | 9,375 MVA | 1.301 | 2.000 | - |
| XFR-01-3/2-B | 1,5 MVA | 208 | 1.200 | - |
| XFR-01-3/2-MES | 0,5 MVA | 69 | 1.200 | - |
| XFR-01-3/2-PF | 1,725 MVA | 240 | 1.200 | - |
| XFR-02-3/2-PF | 1,725 MVA | 240 | 1.200 | - |
| XFR-03-3/2-PF | 1,150 MVA | 160 | 1.200 | - |
| XFR-04-3/2-PF | 1,150 MVA | 160 | 1.200 | - |
| BUS-TIE CELL | - | 1.301 | 2.000 | - |
| COMPRESOR #1 DEL REGENERADOR DE GAS DEL PRIMER TREN | 350 HP | 79 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #2 DEL REGENERADOR DE GAS DEL PRIMER TREN | 350 HP | 79 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #3 DEL REGENERADOR DE GAS DEL PRIMER TREN | 350 HP | 79 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #1 DE AIRE DEL PRIMER TREN | 300 HP | 34 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #2 DE AIRE DEL PRIMER TREN | 300 HP | 34 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #1 DEL REGENERADOR DE GAS DEL 2° TREN (FUTURO) | 450 HP | 79 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #2 DEL REGENERADOR DE GAS DEL 2° TREN (FUTURO) | 450 HP | 79 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #1 DE AIRE DEL 2° TREN (FUTURO) | 300 HP | 34 | - | H2 (180A) |
| COMPRESOR #2 DE AIRE DEL 2° TREN (FUTURO) | 300 HP | 34 | - | H2 (180A) |

Donde:

- XFR-01-5/3-PF / XFR-02-5/3-PF: transformadores de 34,5/4,16 kV.
- XFR-01-3/2-B: transformador de 4,16/0,48 kV para PDC para las edificaciones.
- XFR-01-3/2-MES: Transformador 4,16/0,48 kV para PDC para la subestación principal, sala de control y para la planta de tratamiento de agua negras.
- XFR-01-3/2-PF / XFR-02-3/2-PF: Transformadores de 4,16/0,48 kV para MCC-01-2-PF.
- XFR-03-3/2-PF / XFR-04-3/2-PF: Transformadores de 4,16/0,48 kV para MCC-03-2-PF.

Alimentadores de entrada desde los transformadores de 34,5/4,16kV.

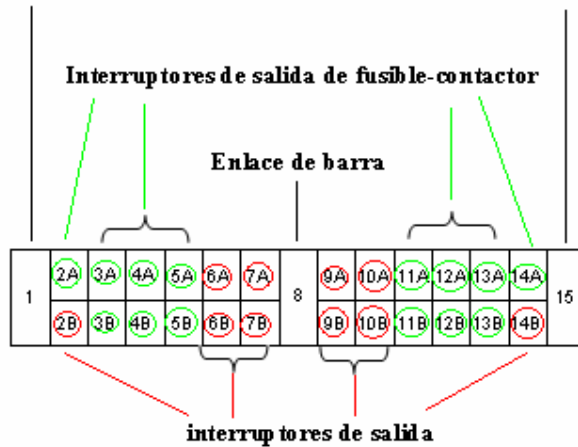


Figura 1.2: Configuración de las celdas del interruptor de 4,16 kV

- **Interruptor de 34,5 kV (SWG-01-5-MES)**

El interruptor SWG-01-05-MES traerá una nueva pieza al equipo, conformada por diez (10) celdas, las cuales se encuentran distribuidas por: dos (2) celdas para los interruptores de llegada desde las líneas de 34,5 kV,

dos (2) celdas de enlace de barras en el centro del interruptor (uno para enlace y otro para transición de barra) y seis (6) celdas de salida con interruptores de potencia.

De acuerdo con la información dada por PDVSA, el total estimado de carga es de 50 MVA. Tomando como factor de diseño 1,2, la carga estimada para el interruptor es de 60 MVA. Luego la barra principal, el alimentador y el interruptor de enlace tendrán una capacidad determinada por:

$$I_n = \frac{60.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \text{ kV}} = 1.004 \text{ A} \quad (1.8)$$

Sin embargo, la capacidad es tomada del estándar del fabricante (Siemens), y es de 1.200 A.

Los interruptores salientes de alimentación deben tener una capacidad de corriente continua de 1.200 A.

La figura 2. muestra el diagrama unifilar del interruptor de 34,5 kV:

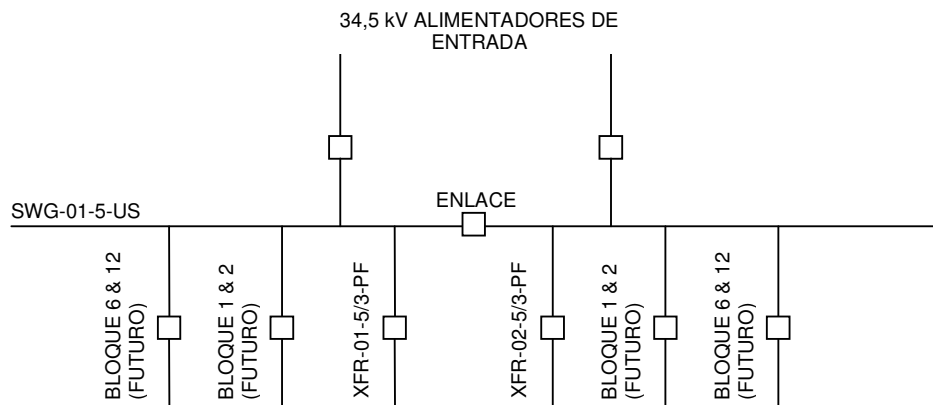


Figura 1.3: Interruptor de 34,5 kV

Tabla 1.5: Cargas del SWG-01-5-MES

| Celdas del Interruptor de 34,5 kV | Carga Diseñada | | Rating Nominal del Interruptor |
|-----------------------------------|----------------|---------------|--------------------------------|
| | Descripción | MVA or HP | |
| XFR-01-5/3-PF | 7,5/9,375 | 125,65/157,07 | 1.200 |
| XFR-02-5/3-PF | 7,5/9,375 | 125,65/157,07 | 1.200 |

Donde:

- **XFR-01-5/3-PF:** transformador de 34,5/4,16 kV para PDC para la planta de deshidratación (Tren #1), planta de deshidratación (Tren #2 Futuro) y área de servicios generales.
- **XFR-02-5/3-PF:** transformador de 34,5/4,16 kV para PDC para la planta de deshidratación (Tren #1), planta de deshidratación (Tren #2 Futuro) y área de servicios generales.

La Figura 1.4 muestra la configuración del interruptor de 34,5 kV:

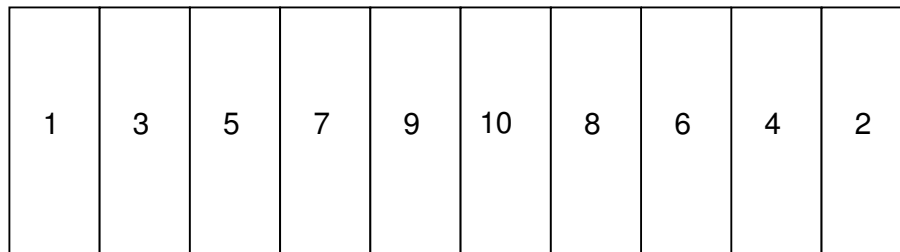


Figura 1.4: Configuración del interruptor de 34,5 kV

Donde:

- 1 y 2: alimentador de llegada desde las líneas de 34,5 kV.
- 3 y 4: Bloques 6 y 12 (Futuros).
- 5 y 6: Bloques 1 y 2 (Futuros).
- 7 y 8: Celdas de los interruptores para XFR-01-5/3-PF.
- 9 y 10: Celda de enlace de barra.

1.3.2 Recomendaciones

- Es recomendable el uso de barras principales con capacidad de 1.200 A.
- Es recomendable el uso de alimentadores de llegada e interruptores de enlace de barras de 1.200 A.
- Los interruptores de los alimentadores de salida deben tener una capacidad que concuerde con la tabla 1.5, con una corriente de corto circuito de 40 kA.
- Los interruptores deben estar equipados con un interruptor y un contactor vacío.
- Deben estar equipadas con celdas de espera en los interruptores.

PARTE II

CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

2.1 Introducción

Hasta el mejor diseño de un sistema eléctrico ocasionalmente puede sufrir un cortocircuito que trae como consecuencia la aparición de corrientes anormalmente altas. Los equipos de protección contra sobrecorrientes como lo son interruptores y fusibles deben estar acondicionados para aislar los circuitos adyacentes a la falla y de esta forma evitar el daño del mismo. Otras partes del sistema como lo son cables, seccionadores e interruptores de transferencia, deben ser tales que soporten cambios mecánicos y de temperatura a consecuencia del paso de un flujo de corriente por ellos. Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito usualmente están estimadas por cálculos previamente realizados, y los equipos dispuestos en el diseño dependen de los mismos.

El flujo de corriente durante la existencia de un cortocircuito en cualquier punto del sistema está limitado por la impedancia del circuito y de los equipos, vista por el punto de falla. Estos flujos no son directamente proporcionales al

tamaño de la carga en el sistema. Sin embargo, la adición de nuevas cargas al sistema que pueden aumentar la capacidad, puede que no represente un gran cambio en la carga, pero un incremento en la corriente de cortocircuito.

El análisis de cortocircuito para nuestro proyecto, puede ser analizado por el tamaño como por ejemplo:

- Máquinas de Inducción: los motores del tipo jaula de ardilla pueden contribuir con la corriente de falla ante un cortocircuito. Esta es generada por la inercia que traen los motores y la presencia de flujo producido por la inducción desde el estator. Mientras el flujo decaiga se produce una disminución de tensión causada por los terminales del motor, la contribución de corriente del motor de inducción se reduce progresivamente hasta desaparecer completamente después de algunos ciclos. Se utiliza el circuito equivalente,

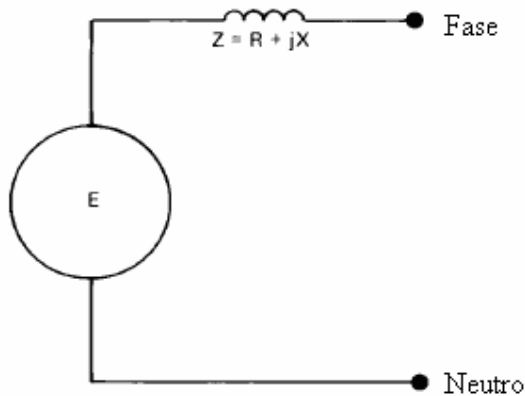


Figura 2.1 Circuito equivalente para motores

Pero el valor de la reactancia equivalente se aproxima al infinito; como consecuencia, los motores de inducción son considerados únicamente con reactancia subtransitoria X_d'' . Este valor varía hacia arriba desde la reactancia de rotor trabado hasta el decaimiento de la corriente del motor que contribuye al cortocircuito.

- Sistemas eléctricos: en los sistemas se encuentran presentes los generadores remotos los cuales son una de las fuentes principales de cortocircuito, éstos esporádicamente entregan corriente a través de los transformadores.

Los sistemas de generación en su gran mayoría se encuentran distantes de la subestación.

2.1.1 Fundamentos de los Cálculos de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito se basan en la ley de Ohm,

$$I = \frac{E \angle \theta_E}{Z \angle \theta_Z} \quad (2.1)$$

Donde,

E Tensión de la fuente

Z Impedancia existente entre la fuente y el punto de cortocircuito

En su mayoría los sistemas industriales tienen fuentes múltiples suplidoras de corriente en caso de un cortocircuito mientras que cada motor pueda contribuir. El primer paso para el cálculo de la corriente de cortocircuito es la simplificación de las fuentes múltiples.

2.1.2 Tipos de cortocircuito

Según la norma IEEE 141-1993, en los sistemas industriales los cortocircuitos trifásicos son frecuentemente los únicos considerados para el estudio, ya que para este tipo de falla los resultados arrojados son los de mayor magnitud.

Los cortocircuitos línea a línea son aproximadamente 87% de la corriente de cortocircuito trifásico. Los del tipo línea a tierra pueden ubicarse desde unos pocos porcentajes hasta un 125% de la corriente de cortocircuito trifásica en los sistemas de servicio. En los sistemas

industriales las corrientes de cortocircuito para fallas línea a tierra mayores a las trifásicas son raramente vistas, excepto cuando la falla ocurre cerca del devanado estrella sólidamente a tierra en generadores, o en transformadores con dos devanados y configuración delta estrella.

Si se asume una condición de cortocircuito trifásica se simplifican los cálculos de la misma. El sistema, incluyendo su cortocircuito, se mantiene simétrico con respecto a su neutro, estando o no a tierra a pesar de las conexiones estrellas o delta de los transformadores. La corriente balanceada de cortocircuito trifásico puede ser calculada usando el modelo monofásico equivalente.

2.1.3 Pasos para el cálculo de la corriente de cortocircuito

Los pasos para realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito son los siguientes:

- Preparar el diagrama unifilar del sistema a estudiar
- Recolectar y convertir todas la impedancias
- Combinar las impedancias
- Calcular la corriente de cortocircuito

2.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

Es importante recordar que para el cálculo de la corriente de cortocircuito se debe tener presente la existencia de interruptores, se puede destacar dos corrientes como lo son: corriente simétrica y asimétrica.

Para el cálculo de la capacidad de corriente de interrupción asimétrica según la norma IEEE 141-1993, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad de interrupción asimétrica en kA} = \frac{\text{Interrupción nominal en MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{Tensión de operación en kV}} \quad (2.2)$$

El resultado de calcular corriente de cortocircuito rms de interrupción debe ser comparado con el de la capacidad de interrupción de los interruptores. (Se nota

que la carga de interrupción calculada es realmente simétrica sólo si el factor multiplicativo es igual a uno ($E/X=1$). La capacidad de corriente de interrupción simétrica de los interruptores se calcula gracias a la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad de interrupción simétrica} = \frac{\text{Corriente simétrica nominal} \cdot \text{Tensión máxima}}{\text{Tensión de operación}} \quad (2.3)$$

La corriente encontrada no debe exceder la máxima corriente de interrupción simétrica del equipo, ya que de lo contrario el interruptor utilizado no soportaría el flujo de corriente en caso de falla.

Para el desarrollo de nuestro estudio de cortocircuito, se han establecido las siguientes bases y premisas:

- El sistema eléctrico modelado y los estudios de simulación fueron hechos bajo un software especializado: *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) en su versión 5.0.3, el cual es un programa para analizar, diseñar, construir y modificar sistemas de potencia.
- Para el estudio de cortocircuitos de media y baja tensión se modeló en el software de la siguiente forma: un (1) interruptor de llegada abierto y un (1) interruptor de enlace cerrado. Con el propósito de ilustrar, todos los resultados presentados como condición normal son: interruptores de llegada cerrados y interruptores de enlace abiertos.
- Para la modelación del sistema es necesario contar previamente con equivalentes de thevenin de corriente e impedancia, estos fueron proporcionados por PDVSA.

Los valores establecidos fueron:

Tabla 2.2.1 Equivalentes de Thevenin proporcionados por PDVSA

| | |
|---------------------------------------|-----------------|
| Corriente de cortocircuito trifásico | 35,22 kA |
| Corriente de cortocircuito monofásico | 34,13 kA |
| Resistencia de secuencia positiva | 0,0179 Ω |
| Reactancia de secuencia positiva | 0,6218 Ω |
| Resistencia de secuencia cero | 0,0187 Ω |
| Reactancia de secuencia cero | 0,6814 Ω |

- Todas las cargas eléctricas están basadas en estimaciones mecánicas y de procedimiento. Ellas fueron modeladas para la peor condición, con una operación del 90% de su carga nominal, cuando no se tenían información adicional.
- Los transformadores, la eficiencia de los motores, el factor de potencia, entre otros; fueron modelados utilizando información proporcionada por la librería del ETAP, la cual estuvo basada en ANSI C57.12.10-1997[8].
- El factor de demanda fue establecido de la siguiente manera: 100% para cargas continuas, 50 % para cargas intermitentes y 10 % para las de espera.
- Las corrientes de cortocircuito que son presentadas a continuación son las que arroja como resultado el ETAP

Corriente de Cortocircuito trifásica (Capacidad de carga)

Con este resultado se puede obtener: corriente momentánea rms simétrica y asimétrica, la corriente momentánea pico asimétrica y la corriente de interrupción rms simétrica y la corriente de cortocircuito asimétrica con su respectivo factor multiplicativo. Esos factores multiplicativos se encuentran establecidos en ANSI C37.010-1999 [9]

Corriente de medio ciclo de líneas a tierra, de línea a línea, línea a línea a tierra y trifásica

Con estos resultados se obtienen corrientes de cortocircuito rms calculadas para $\frac{1}{2}$ ciclo después de ocurrida la falla.

2.2.1 Escenarios y casos de estudio

A continuación se muestran los casos de estudios considerados para el estudio de cortocircuito:

- **Caso 1: Condición de operación normal**

En este caso, todos los interruptores de llegada están cerrados, mientras que los interruptores de enlace abiertos.

Sin embargo, el rango para los interruptores de 34,5 kV pueden ser establecidos, los niveles de cortocircuito deber ser los mismos sin importar las condiciones de los interruptores de enlace.

Esto es razonable, debido al hecho de que el sistema aguas arriba el sistemas es modelado como un puente, donde los SWG-01-5-MES están siempre conectados en paralelo.

- **Caso 2: Un interruptor de llegada del PDC-01-3-PF abierto e interruptor de enlace cerrado**

Uno de los transformadores de 34,5-4,16 kV que alimentan el PDC-01-3-PF, estarán fuera de servicio, y el seccionador correspondiente estará cerrado.

- **Caso 3: Un interruptor de llegada del MCC-01-2-PF abierto e interruptor de enlace cerrado**

Uno de los transformadores de 4,16-0,48 kV que alimentan el MCC-01-2-PF, estarán fuera de servicio, y el seccionador correspondiente estará cerrado.

- **Caso 4: Un interruptor de llegada del MCC-03-2-PF abierto e interruptor de enlace cerrado**

Este caso tiene la misma configuración que el anterior, excepto por el transformador fuera de servicio que corresponde al tren futuro de deshidratación (XFR-03-3/2-PF), y el interruptor de enlace que se encuentra cerrado, ubicado en el MCC-03-2-PF.

2.2.2 Resultados de los estudios de cortocircuito

Los resultados de cortocircuito para todos los casos analizados se presentan a continuación:

- **Caso 1: Condición de operación normal**

Tabla 2.1: Caso 1 Resultados para cortocircuito en todos los puntos del sistema

| Punto de falla | ½ Ciclo (Interruptores de baja tensión) | | | | 1.5 – 4 Ciclos (Interruptores de media tensión) | | | | |
|----------------|---|---------------|--------------------|---------------|---|---------------|--------------------|------------------------|--|
| | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. (kA) | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. Magnitud (kA) | |
| SWG-01-5-MES | 1,039 | -35,459 | 34,1 | 35,475 | 1,019 | -35,305 | 34,7 | 35,320 | |
| PDC-01-3-PF-A | 1,099 | -15,251 | 13,9 | 15,291 | 0,994 | -14,519 | 14,6 | 14,553 | |
| PDC-01-3-PF-B | 1,078 | -15,189 | 14,1 | 15,228 | 0,992 | -14,511 | 14,6 | 14,545 | |
| MCC-01-2-PF-A | 3,653 | -26,629 | 7,3 | 26,879 | - | - | - | - | |

Tabla 2.1: Caso 1 Resultados para cortocircuito en todos los puntos del sistema
(Continuación)

| Punto de falla | ½ Ciclo (Interruptores de baja tensión) | | | | 1.5 – 4 Ciclos (Interruptores de media tensión) | | | | |
|----------------|---|---------------|--------------------|---------------|---|---------------------------|--------------------|------------------------|------------------------|
| | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. (kA) | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. Magnitud (kA) | |
| MCC-01-2-PF-B | 3,452 | -26,050 | 7,5 | 26,278 | - | - | - | - | |
| MCC-02-2-PF | 5,876 | -15,964 | 2,7 | 17,011 | - | - | - | - | |
| MCC-03-2-PF-A | 3,019 | -18,277 | 6,1 | 18,524 | - | - | - | - | |
| MCC-03-2-PF-B | 3,002 | -18,291 | 6,1 | 18,536 | - | - | - | - | |
| Punto de falla | Carga momentaria | | | | | Capacidad de interrupción | | | |
| | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Asymm. kA rms | Asymm. kA pico | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Adjustadp Symm. kA rms |
| SWG-01-5-MES | 35,475 | 34,6 | 1,633 | 57,946 | 95,987 | 35,320 | 34,7 | 1,174 | 41,451 |
| PDC-01-3-PF-A | 15,291 | 14,4 | 1,514 | 23,151 | 39,008 | 14,553 | 14,6 | 1,000 | 14,553 |
| PDC-01-3-PF-B | 15,228 | 14,4 | 1,514 | 23,065 | 38,859 | 14,545 | 14,7 | 1,000 | 14,545 |
| MCC-01-2-PF-A | 26,879 | 7,6 | 1,368 | 36,771 | 63,105 | 26,879 | 7,6 | 1,028 | 27,631 |
| MCC-01-2-PF-B | 26,278 | 7,7 | 1,372 | 36,064 | 61,862 | 26,278 | 7,7 | 1,031 | 27,100 |
| MCC-02-2-PF | 17,011 | 2,8 | 1,099 | 18,697 | 31,815 | 17,011 | 2,8 | 1,000 | 17,011 |
| MCC-03-2-PF-A | 18,524 | 6,2 | 1,312 | 24,305 | 41,933 | 18,524 | 6,2 | 1,000 | 18,524 |
| MCC-03-2-PF-B | 18,536 | 6,2 | 1,313 | 24,346 | 41,998 | 18,536 | 6,2 | 1,000 | 18,536 |

Tabla 2.2: Caso 1 Resultados para medio ciclo de un cortocircuito

| Punto de Falla | ½ Ciclo | | | |
|----------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | 3φ Symm.corriente de Falla (kArms) | LG SymmCorriente de Falla (kArms) | LL Symm. Corriente de Falla (kArms) | LLG Symm. Corriente de Falla (kArms) |
| SWG-01-5-MES | 35,475 | 34,289 | 30,722 | 34,933 |
| PDC-01-3-PF-A | 15,291 | 0,399 | 13,242 | 13,342 |
| PDC-01-3-PF-B | 15,228 | 0,399 | 13,187 | 13,287 |
| MCC-01-2-PF-A | 26,879 | 28,228 | 23,278 | 27,645 |
| MCC-01-2-PF-B | 26,278 | 27,783 | 22,757 | 27,175 |
| MCC-02-2-PF | 17,011 | 14,865 | 14,732 | 16,227 |
| MCC-03-2-PF-A | 18,524 | 19,259 | 16,043 | 18,958 |
| MCC-03-2-PF-B | 18,536 | 19,268 | 16,053 | 18,974 |

Como se puede observar en la tabla 2.1, la corriente de cortocircuito trifásica en el SWG-01-5-MES llega hasta 35,475 kA simétricamente en el primer ciclo y medio durante la falla, decreciendo hasta 35,320 kA simétricamente en el período definido entre ciclo y medio, y el cuarto. Las capacidades de los interruptores deben estar en concordancia con la IEEE C37.10-99, donde las relaciones X/R son mayores que 17, por lo que la capacidad momentánea y de interrupción están determinadas por la aplicación de factores multiplicadores.

Notamos que en la tabla 3.2, el circuito de cortocircuito trifásico es el que posee la mayor magnitud por el SWG-01-5-MES.

Por lo tanto, por los interruptores SWG-01-5-MES debe haber una carga de interrupción de por lo menos 41,451 kA, y una momentánea de por lo menos 95,987 kA picos.

- **Caso 2: Un interruptor de llegada del PDC-01-3-PF abierto e interruptor de enlace cerrado**

Tabla 2.3: Caso 2 Resultados para cortocircuito en el PDC-01-3-PF

| Punto de Falla | ½ Ciclo (Interruptores de baja tensión) | | | | 1.5 – 4 Ciclos (Interruptores de media tensión) | | | | |
|----------------|---|---------------|--------------------|---------------|---|---------------------------|--------------------|------------------------|------------------------|
| | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. (kA) | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. Magnitud (kA) | |
| PDC-01-3-PF | 1,239 | -16,378 | 13,2 | 16,425 | 1,022 | -14,911 | 14,6 | 14,946 | |
| Punto de falla | Carga momentaria | | | | | Capacidad de interrupción | | | |
| | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Asymm. kA rms | Asymm. kA pico | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Adjustadp Symm. kA rms |
| PDC-01-3-PF | 16,425 | 14,2 | 1,511 | 24,819 | 41,835 | 14,946 | 14,7 | 1,000 | 14,946 |

Tabla 2.4: Caso 2 Resultados para medio ciclo de un cortocircuito

| Punto de Falla | ½ Ciclo | | | |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | 3φ Symm. Corriente de Falla(kArms) | LG Symm. Corriente de Falla (kArms) | LL Symm Corriente de Falla (kArms) | LLG Symm. Corriente de Falla (kArms) |
| PDC-01-3-PF | 16,425 | 0,399 | 14,224 | 14,324 |

Para el PDC-01-3-PF, la corriente trifásica de cortocircuito llega hasta 16,425 kA simétricamente en el primer ciclo y medio durante la falla, decreciendo hasta 14,946 kA simétricamente en el período definido entre ciclo y medio, y el cuarto. Las capacidades de los interruptores deben estar llevadas a la base de la corriente simétrica sin ningún ajuste, mientras que se mantenga una relación X/R menor a 17.

Asimismo para el interruptor SWG-01-5-MES, resulta que la mayor magnitud de corriente proviene del PDC-01-3-PF.

Por lo tanto, los interruptores del PDC-01-3-PF deben tener una carga de interrupción de por lo menos 14,946 kA, y una momentánea de por lo menos 41,835 kA picos.

- **Caso 3: Un interruptor de llegada del MCC-01-2-PF abierto e interruptor de enlace cerrado**

Tabla 2.5: Caso 3: Cortocircuito trifásico en el punto MCC-01-2-PF

| Punto de Falla | ½ Ciclo (Interruptores de baja tensión) | | | | 1.5 – 4 Ciclos (Interruptores de media tensión) | | | | |
|----------------|---|---------------|--------------------|---------------|---|---------------------------|--------------------|------------------------|------------------------|
| | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. (kA) | kA Real | kA Imaginario | Relación Imag/Real | kA Symm. Magnitud (kA) | |
| MCC-01-2-PF | 3,980 | -27,690 | 7,0 | 27,974 | - | - | - | - | |
| MCC-02-2-PF | 6,355 | -16,454 | 2,6 | 17,639 | - | - | - | - | |
| Punto de falla | Carga momentaria | | | | | Capacidad de interrupción | | | |
| | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Asymm. kA rms | Asymm. kA pico | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Adjustadp Symm. kA rms |
| MCC-01-2-PF | 27,974 | 7,4 | 1,363 | 38,117 | 65,452 | 27,974 | 7,4 | 1,024 | 28,642 |
| MCC-02-2-PF | 17,639 | 2,7 | 1,091 | 19,247 | 32,646 | 17,639 | 2,7 | 1,000 | 17,639 |

Tabla 2.6: Caso 3: Comparación de los resultados para cortocircuitos en ½ ciclo

| Punto de Falla | ½ Ciclo | | | |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | 3φ Symm. Corriente de Falla(kArms) | LG Symm. Corriente de Falla (kArms) | LL Symm Corriente de Falla (kArms) | LLG Symm. Corriente de Falla (kArms) |
| MCC-01-2-PF | 27,832 | 28,921 | 24,103 | 28,465 |
| MCC-02-2-PF | 17,639 | 15,180 | 15,276 | 16,678 |

En la tabla 2.6, se puede observar que la falla de línea a tierra es la que presenta la más severa condición de corriente de cortocircuito para el MCC-01-2-PF.

Por lo que, el interruptor del MCC-01-2-PF, debe soportar la magnitud de la corriente de cortocircuito para medio ciclo que es de 28,921 kA, con una aplicación de un factor multiplicativo de 1,024 ya que a relación X/R es mayor que 6,6. Los interruptores del MCC-01-2-PF deben tener la capacidad de interrumpir una capacidad de corriente de por lo menos 29,615 kA.

Para los interruptores del MCC-02-2-PF, la capacidad de interrupción se puede obtener de la corriente trifásica de falla para ½ ciclo, sin necesidad de aplicarles el factor multiplicativo, ya que si relación es de 2,7. Por lo tanto los interruptores para el MCC-02-2-PF, tienen una capacidad del interrupción de 17,639 kA.

- **Un interruptor de llegada del MCC-03-2-PF abierto y interruptor de enlace cerrado**

Tabla 2.7: Caso 4: Resultados de la corriente de cortocircuito trifásico en el punto MCC-03-2-PF bus

| Punto de falla | ½ Ciclo | | | | 1.5 – 4 Ciclos | | | | |
|----------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------------|----------------|---------------------------|-----------------|-------------------------|------------------------|
| | kA Real | kA Imaginarios | Imag/Real Ratio | kA Symm. Magnitude (kA) | kA Real | kA Imaginary | Imag/Real Ratio | kA Symm. Magnitude (kA) | |
| MCC-03-2-PF-A | 3,354 | -19,224 | 5,7 | 19,514 | - | - | - | - | |
| Punto de falla | Carga momentaria | | | | | Capacidad de interrupción | | | |
| | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Symm. kA rms | Relación X/R | Mult. Factor | Symm. kA rms | Relación X/R | Adjustadp Symm. kA rms |
| MCC-03-2-PF-A | 19,514 | 6,0 | 1,304 | 25,444 | 43,924 | 19,514 | 6,0 | 1,000 | 19,514 |

Tabla 2.8: Caso 4 Comparación de los resultados para el cortocircuito en ½ ciclo

| Punto de Falla | ½ Ciclo | | | |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | 3φ Symm. Corriente de Falla(kArms) | LG Symm. Corriente de Falla (kArms) | 3φ Symm. Corriente de Falla(kArms) | LLG Symm. Corriente de Falla (kArms) |
| MCC-03-2-PF | 19,514 | 19,961 | 16,900 | 19,756 |

Este caso es como el anterior, los interruptores deben ser capaces de respetar la magnitud de corriente de medio ciclo para una falla de línea a tierra que es de 19,961 kA, sin la necesidad de la aplicación del factor multiplicativo, ya que la relación X/R es igual a 6. Por lo que los interruptores del MCC-03-2-PF deben soportar una capacidad de interrupción de por lo menos 19,756 kA.

2.3 Conclusiones

Los interruptores de 34,5 kV, (SWG-01-5-PF), deben tener un capacidad de interrupción de 40 kA, una corriente de corto tiempo de 40 kA y una corriente de apertura pico de 104kA. Cuando la capacidad de interrupción requerida, resulta de la aplicación del factor multiplicativo y supera los 40 kA, la especificación de los interruptores de media tensión debe incluir el límite de la capacidad de corriente.

Los interruptores de 4,16 kV pertenecientes al PDC-01-3-PF deben tener una capacidad de interrupción de por lo menos 14,946 kA, sin embargo de acuerdo con PDVSA 90619.1.053-1993 [3] para los interruptores de media tensión, la capacidad de interrupción no debe ser menor a 29 kA. Para la ANSI C37.06-2000 [10], en su tabla 1 (Anexo N°5), la interrupción deseada para los interruptores es de 31,5 kA, al igual que para la corriente de corta entrega, y para la corriente de apertura pico de 82 kA.

Los interruptores de los centros de motores de 0,48 kV (MCC-01-2-PF, MCC-02-2-PF y MCC-03-2-PF), deben tener una capacidad de interrupción de por lo menos 29,615 kA, 17,639 kA y 19,756 kA respectivamente. Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la norma PDVSA 90619.1.053-1993 [3], la capacidad de interrupción para interruptores que protejan transformadores que tengan una potencia de 1,5 y 1 MVA deben ser 65 kA y 50 kA respectivamente.

PARTE III

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

Es necesario destacar que en el Anexo N° 6 se encuentra una breve explicación del método Newton-Raphson, ya que para el cálculo del flujo de carga se utilizó el ETAP

3.1 Bases y Premisas

Para el desarrollo del estudio de carga, se han establecido las siguientes bases y premisas:

- El método iterativo de cálculo utilizado para este estudio fue el Newton-Raphson, con una precisión de 0,0001 MW.
- El perfil de las tensiones fueron comparadas con los voltajes de servicio establecidas en el Rango A de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo 7).
- El interruptor principal de 34,5 kV de la subestación (SWG-01-5-MES), será asumido como una barra slag como propósito para el estudio de flujo de carga.
- El modelo del sistema eléctrico para el tren de deshidratación futuro, está basado en estimación de carga y localización de equipos, en concordancia con la data usada en el actual modelo de tren de deshidratación.

3.2 Escenarios y casos de estudio

A continuación se muestran los casos de estudios considerados para el estudio de cortocircuito y se seleccionaron 4 casos de estudios, estos son:

- **Caso 1: Condición de operación normal**

En este caso, ambos transformadores de 34,5-4,16 kV, los cuales alimentan el Centro de distribución de potencia (PDC-01-3-PF), están en servicio, como a su vez los transformadores de 4,16-0,48 kV, conectados al Centro de control de motores (MCC-01-2-PF y MCC-03-2-PF).

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos.

- **Caso 2: Un transformador de 34,5-4,16 kV fuera de servicio**

Uno de los transformadores 34,5-4,16kV (XFR-01-5/3-PF) está fuera de servicio, mientras que los transformadores de 4,16-0,48 kV conectados a los MCC de baja tensión (MCC-01-2-PF y MCC-03-2-PF) están en servicio.

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos, excepto para el interruptor de enlace del PDC-01-3-PF, el cual estará cerrado, debido a la pérdida de uno de los alimentadores.

- **Caso 3: Un transformador de 4,16-0,48 kV fuera de servicio**

Ambos transformadores de 34,5-4,16 kV que alimentan al PDC-01-3-PF están en servicio, mientras que uno de los transformadores de 4,16-0,48 kV (XFR-01-3/2-PF) están fuera de servicio.

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos, excepto para el interruptor de enlace del MCC-01-2-PF, el cual estará cerrado, debido a la pérdida de uno de los alimentadores.

- **Caso 4: Un transformador de 4,16-0,48 kV (Carga Futura) fuera de servicio**

Este caso tiene la misma configuración que el anterior, excepto por el transformador fuera de servicio que corresponde al tren futuro de deshidratación (XFR-03-3/2-PF), y el interruptor de enlace que se encuentra cerrado, ubicado en el MCC-03-2-PF.

3.3 Resultados del estudio de flujo de carga

Los resultados de cortocircuito para todos los casos analizados se presentan a continuación:

- **Caso 1: Condición de operación normal**

Tabla 3.1: Caso 1 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras

| Bus | Tensión | Tensión | | Potencia | Capacidad | Carga | |
|---------------|---------|---------|-------|----------|-----------|-------|------|
| | (kV) | (kV) | (%) | (MVA) | (A) | (A) | (%) |
| SWG-01-5-MES | 34,5 | 34,5 | 100 | 5,08 | 1.200 | 85,1 | - |
| PDC-01-3-PF-A | 4,16 | 4,10 | 98,68 | 2,72 | 2.000 | 382,8 | 19,1 |
| PDC-01-3-PF-B | 4,16 | 4,11 | 98,90 | 2,30 | 2.000 | 322,9 | 16,1 |
| MCC-01-2-PF-A | 0,48 | 0,47 | 97,97 | 0,36 | 3.200 | 444,1 | 14,8 |
| MCC-01-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 97,65 | 0,54 | 3.200 | 675,1 | 22,5 |
| MCC-02-2-PF | 0,48 | 0,46 | 97,17 | 0,17 | 1.200 | 210,5 | 17,5 |
| MCC-03-2-PF-B | 0,48 | 0,47 | 98,07 | 0,16 | 1.600 | 206,7 | 12,9 |
| MCC-03-2-PF-B | 0,48 | 0,47 | 98,05 | 0,23 | 1.600 | 291,1 | 18,2 |

Tabla 3.2: Caso 1 Carga del transformador

| Transformador | Capacidad | Carga | |
|----------------|------------|-------|----------|
| | ONAN (MVA) | MVA | ONAN (%) |
| XFR-01-5/3-PF | 7,5 | 2,76 | 36,77 |
| XFR-02-5/3-PF | 7,5 | 2,32 | 31,02 |
| XFR-01-3/2-B | 1,5 | 1,05 | 70,40 |
| XFR-01-3/2-MES | 0,5 | 0,28 | 56,20 |
| XFR-01-3/2-PF | 1,5 | 0,36 | 24,26 |
| XFR-02-3/2-PF | 1,5 | 0,55 | 37,00 |
| XFR-03-3/2-PF | 1,0 | 0,17 | 17,00 |
| XFR-04-3/2-PF | 1,0 | 0,23 | 23,90 |

Como se puede observar en la tabla 3.1, el perfil de los valores de las tensiones sin tolerancia están indicadas en las tablas 1 y 2 del Rango A (Anexo N° 7).

Los trenes de deshidratación de PAGMI tienen una carga resultante de 5.085 MVA con una tensión de 34,5 kV y una corriente de 85,1 A.

El transformador que posee mayor carga es el XFR-01-3/2-B. Este posee una carga ONAN de 70,40%.

La barra con mayor carga es la MCC-01-2-PF-B, con una corriente de 675,1 A, la cual corresponde al 22,5% de su valor típico.

- **Caso 2: Un transformador de 34,5-4,16 kV fuera de servicio**

Tabla 3.3: Caso 2 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras

| Bus | Tensión | Tensión | | Potencia | Capacidad | Carga | |
|---------------|---------|---------|-------|----------|-----------|-------|------|
| | (kV) | (kV) | (%) | (MVA) | (A) | (A) | (%) |
| SWG-01-5-MES | 34,5 | 34,5 | 100 | 5,09 | 1.200 | 85,3 | - |
| PDC-01-3-PF-A | 4,16 | 4,05 | 97,53 | 4,97 | 2.000 | 707,6 | 35,4 |
| PDC-01-3-PF-B | 4,16 | 4,05 | 97,53 | 2,27 | 2.000 | 324,3 | 16,2 |
| MCC-01-2-PF-A | 0,48 | 0,47 | 96,82 | 0,35 | 3.200 | 445,3 | 14,8 |
| MCC-01-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 96,29 | 0,53 | 3.200 | 673,2 | 22,4 |
| MCC-02-2-PF | 0,48 | 0,46 | 95,82 | 0,16 | 1.200 | 209,6 | 17,5 |
| MCC-03-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 96,92 | 0,16 | 1.600 | 208,9 | 13,1 |
| MCC-03-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 96,69 | 0,23 | 1.600 | 292,1 | 18,3 |

Tabla 3.4: Caso 2 Carga del transformador

| Transformador | Capacidad | Carga | |
|----------------|---------------|-------|-------------|
| | ONAN (MVA) | MVA | ONAN (%) |
| XFR-01-5/3-PF | 7,5 | 5,09 | 67,98 |
| XFR-01-3/2-B | 1,5 | 1,03 | 68,80 |
| XFR-01-3/2-MES | 0,5 | 0,27 | 54,60 |
| XFR-01-3/2-PF | 1,5 | 0,36 | 24,06 |
| XFR-02-3/2-PF | 1,5 | 0,54 | 36,40 |
| XFR-03-3/2-PF | 1,0 | 0,16 | 16,90 |
| XFR-04-3/2-PF | 1,0 | 0,23 | 23,70 |

De acuerdo con la tabla 3.3, el perfil de los valores de las tensiones sin tolerancia están indicadas en las tablas 1 y 2 del Rango A (Anexo N° 7).

Los trenes de deshidratación de PAGMI tienen una carga resultante de 5.099 MVA con una tensión de 34,5 kV y una corriente de 85,1 A.

El transformador que posee mayor carga es el XFR-01-3/2-B. Este posee una carga ONAN de 68,80%.

La barra con mayor carga es la PDC-01-2-PF-A, con una corriente de 707,6 A, la cual corresponde al 35,4% de su valor típico.

- **Caso 3: Un transformador de 4,16-0,48 kV fuera de servicio**

Tabla 3.5: Caso 3 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras

| Bus | Tensión | | Potencia (MVA) | Capacidad (A) | Carga | |
|---------------|---------|------------|-------------------|------------------|--------|------|
| | (kV) | (kV) (%) | | | (A) | (%) |
| SWG-01-5-MES | 34,5 | 34,5 100 | 5,08 | 1.200 | 85,1 | - |
| PDC-01-3-PF-A | 4,16 | 4,09 98,38 | 3,26 | 2.000 | 460,8 | 23,0 |
| PDC-01-3-PF-B | 4,16 | 4,12 99,18 | 1,74 | 2.000 | 244,8 | 12,2 |
| MCC-01-2-PF-A | 0,48 | 0,46 96,41 | 0,89 | 3.200 | 1118,1 | 37,3 |
| MCC-01-2-PF-B | 0,48 | 0,46 96,41 | 0,54 | 3.200 | 673,3 | 22,4 |
| MCC-02-2-PF | 0,48 | 0,46 95,93 | 0,16 | 1.200 | 209,7 | 17,5 |
| MCC-03-2-PF-A | 0,48 | 0,46 97,77 | 0,16 | 1.600 | 207,3 | 13,0 |
| MCC-02-2-PF-B | 0,48 | 0,47 98,34 | 0,23 | 1.600 | 290,9 | 18,2 |

Tabla 3.6: Caso 3 Carga del transformador

| Transformador | Capacidad | Carga | |
|----------------|---------------|-------|-------------|
| | ONAN (MVA) | MVA | ONAN (%) |
| XFR-01-5/3-PF | 7,5 | 3,32 | 44,26 |
| XFR-02-5/3-PF | 7,5 | 1,76 | 23,52 |
| XFR-01-3/2-B | 1,5 | 1,05 | 70,00 |
| XFR-01-3/2-MES | 0,5 | 0,28 | 56,40 |
| XFR-01-3/2-PF | 1,5 | 0,91 | 60,93 |
| XFR-03-3/2-PF | 1,0 | 0,17 | 17,00 |
| XFR-04-3/2-PF | 1,0 | 0,24 | 24,00 |

De acuerdo con la tabla 3.5, el perfil de los valores de las tensiones sin tolerancia están indicadas en las tablas 1 y 2 del Rango A (Anexo N° 7).

Los trenes de deshidratación de PAGMI tienen una carga resultante de 5.083 MVA con una tensión de 34,5 kV y una corriente de 85,1 A.

El transformador que posee mayor carga es el XFR-01-3/2-B. Este posee una carga ONAN de 70%.

La barra con mayor carga es la MCC-01-2-PF-A, con una corriente de 1.118,1 A, la cual corresponde al 37,3% de su valor típico.

- **Caso 4: Un transformador de 4,16-0,48 kV (Carga Futura) fuera de servicio**

Tabla 3.7: Caso 4 Perfil de tensiones y comportamiento de las barras

| Bus | Tensión | Tensión | | Potencia | Capacidad | Carga | |
|---------------|---------|---------|-------|----------|-----------|-------|------|
| | (kV) | (kV) | (%) | (MVA) | (A) | (A) | (%) |
| SWG-01-5-MES | 34,5 | 34,5 | 100 | 5,08 | 1.200 | 85,1 | - |
| PDC-01-3-PF-A | 4,16 | 4,01 | 98,55 | 2,95 | 2.000 | 416,7 | 20,8 |
| PDC-01-3-PF-B | 4,16 | 4,12 | 99,02 | 2,06 | 2.000 | 289,3 | 14,5 |
| MCC-01-2-PF-A | 0,48 | 0,46 | 97,84 | 0,36 | 3.200 | 444,2 | 14,8 |
| MCC-01-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 97,78 | 0,54 | 3.200 | 675,3 | 22,5 |
| MCC-02-2-PF | 0,48 | 0,46 | 97,30 | 0,17 | 1.200 | 210,6 | 17,5 |
| MCC-03-2-PF-A | 0,48 | 0,46 | 97,08 | 0,40 | 1.600 | 500,4 | 31,3 |
| MCC-02-2-PF-B | 0,48 | 0,46 | 97,08 | 0,23 | 1.600 | 291,8 | 18,2 |

Tabla 3.8: Caso 4 Carga del transformador

| Transformador | Capacidad | Carga | |
|----------------|------------|-------|----------|
| | ONAN (MVA) | MVA | ONAN (%) |
| XFR-01-5/3-PF | 7,5 | 3,00 | 40,02 |
| XFR-02-5/3-PF | 7,5 | 2,08 | 27,78 |
| XFR-01-3/2-B | 1,5 | 1,05 | 70,26 |
| XFR-01-3/2-MES | 0,5 | 0,28 | 56,20 |
| XFR-01-3/2-PF | 1,5 | 0,36 | 24,26 |
| XFR-02-3/2-PF | 1,5 | 0,55 | 37,06 |
| XFR-03-3/2-PF | 1,0 | 0,41 | 41,00 |

De acuerdo con la tabla 3.7, el perfil de los valores de las tensiones sin tolerancia están indicadas en las tablas 1 y 2 del Rango A.

Los trenes de deshidratación de PAGMI tienen una carga resultante de 5.086 MVA con una tensión de 34,5 kV y una corriente de 85,1 A.

El transformador que posee mayor carga es el XFR-01-3/2-B. Este posee una carga ONAN de 70,26%.

La barra con mayor carga es la MCC-03-2-PF-A, con una corriente de 500,4 A, la cual corresponde al 31,3% de su valor típico.

3.4 Conclusiones

El sistema eléctrico con todos sus transformadores trabajan a su carga nominal en la posición de neutro. Presentados por los casos de estudios los perfiles de las tensiones varían entre -5% y -2,65% para barras de baja y media tensión. Por lo tanto, la tensión del sistema cumple con los parámetros establecidos en la ANSI C84.-1995 [11].

El transformador con mayor carga ONAN se obtiene en caso 1, donde el transformador correspondiente es el XFR-01-3/2-B con 70,4% de la capacidad. Bajo esta condición, el transformador será operado sin que se afecte la vida útil por las limitaciones ambientales, y a su vez tendrá una reserva del 20% por encima de la demanda máxima.

La barra con mayor carga ONAN se obtiene en el caso 3, donde la barra correspondiente es la MCC-01-2-PF-A con 37,3% de la capacidad. Sin embargo, el tamaño de la barra viene determinada por el transformador conectado aguas arriba, considerando previsiones para ventilación forzada.

PARTE IV

ARRANQUE DE MOTORES

4.1 Introducción

El sistema eléctrico debe ser diseñado para asegurar al personal y para minimizar la exposición al ambiente de los equipos. Además, el sistema eléctrico debe ser diseñado para que tenga la mayor vida posible y al menor costo, servicio confiable y continuo, protección de equipos, facilidad de mantenimiento y de operación, capacidad para equipos de protección mecánica, capacidad de intercambio de equipos, y la adición de cargas futuras.

4.2 Bases y Premisas

Para el desarrollo del estudio del arranque de motores, deben estar establecidas las siguientes bases y premisas:

- Los transformadores, y los motores, fueron modelados utilizando información proporcionada por la librería del ETAP, la cual estuvo basada en ANSI C57.12.10-1997 [8].
- El interruptor principal de 34,5 kV de la subestación (SWG-01-5-MES), será asumido como una barra de referencia como propósito para el estudio de flujo de carga.
- El arranque de motores es asumido como instantáneo con un tiempo de simulación de $t = 0,5$ segundos, y con un tiempo total de simulación de $t = 1,0$ segundo.
- El perfil de las tensiones fueron comparadas con las tensiones de servicio establecidas en el Rango A de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

Adicionalmente, de acuerdo con PIP ELCGL01 [12] para el momento del arranque se debe cumplir:

- Para motores con tensiones por debajo de los 600 VAC, el sistema debe estar diseñado para proporcionar como mínimo el 90% de la tensión del sistema a la subestación durante el arranque. Por otra parte, la tensión no debe ser menor del 85% de la tensión nominal en los terminales del motor durante el arranque.
- Para motores con tensiones por encima de los 600 VAC, el sistema debe estar diseñado para proveer como mínimo, el 85% de la tensión nominal del sistema de la subestación durante el arranque. Igualmente, la tensión no debe ser menor al 80% de la tensión nominal en los terminales del motor durante el arranque.

4.3 Escenarios y Casos de Estudio

El estudio del arranque estático (arranque instantáneo) determina las perturbaciones del sistema debido a corrientes gran magnitud (corrientes de rotor trabado) conformadas por un gran motor o un grupo de ellos, desde las barras y el sistema de aguas arriba conectado.

Es necesario recalcar que el ETAP para el estudio de arranque de motores realiza un flujo de carga para tres instantes diferentes de tiempo. Antes, durante y después del arranque. Antes y después del arranque el sistema se modela con su impedancia de estado estacionario, mientras que para el instante de arranque del motor este se modela con su impedancia de rotor bloqueado por lo cual, toma de la barra que lo alimenta la corriente de arranque.

Las perturbaciones y depreciaciones de las tensiones en las barras y en los terminales del motor, son obtenidos por el análisis del flujo de carga para diferentes instantes de tiempo (antes del arranque en $t = 0$ segundos, durante el arranque en $t = 0,5$ segundos y después del arranque $t = 1,0$ segundo).

El perfil de las tensiones antes y después del arranque pueden ser comparados con los valores mostrados en las tablas de la norma ANSI C84.1-1995 [11] que se encuentra en el Anexo N° 7. Los casos bajo estudio son descritos a continuación:

- **Caso 1: Operación normal, arranque del D4.210303**

Uno de los motores de 4,16 kV y 700 HP, tendrá un arranque a plena carga, estando el resto del sistema en operación normal de carga y todos los transformadores en servicio

- **Caso 2: Un transformador de 34,5 – 4,16kV fuera de servicio, arranque del D4.210303**

Uno de los compresores del generador de gas (D4.210303) de 4,16kV y 700HP, tendrá un arranque a plena carga, estando el resto del sistema en operación normal de carga, y uno de los transformadores de 34,5 – 4,16kV fuera de servicio.

- **Caso 3: Operación normal, arranque del D4.210303 y D3.242602**

Uno de los compresores del generador de gas (D4.210303) de 4,16kV y 700HP, tendrá un arranque a plena carga simultáneamente con el sistema de bombas contra incendios (D3.242602) de 0,48 kV y 125 HP, estando el resto del sistema en operación normal de carga.

- **Caso 4: Uno de los transformadores de 4,16 kV – 0,48 kV fuera de servicio, y el D4.210303 y el D3.242602 en arranque**

Uno de los compresores del generador de gas (D4.210303) de 4,16kV y 700HP, tendrá un arranque a plena carga simultáneamente con el sistema de bombas contra incendios (D3.242602) de 0,48 kV y 125 HP, estando el resto del sistema en operación normal de carga y uno de los transformadores de 4,16 – 0,48 kV fuera de servicio.

4.4 Resultados del estudio de arranque de motores

El estudio de arranque de motores fue realizado en el ETAP y los resultados para todos los casos fueron analizados y están presentados a continuación.

Es necesario destacar que los casos estudiados parten de la premisa que todas las cargas continuas e intermitentes están en funcionamiento y el estudio de arranque de motores se hace para aquellas cargas que están en espera.

- **Caso 1: Operación normal, arranque del D4.210303**

Tabla 4.1: Caso 1 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado

| Bus | Tensión del Bus (%) | | | Tensión terminal del motor (%) | Corriente (% FLA) |
|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------------------------------|-------------------|
| | t=-0,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+1,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+0,500 (s) |
| SWG-01-5-MES | 100,0 | 99,81 | 99,98 | - | - |
| PDC-01-3-PF-A | 98,73 | 94,88 | 98,45 | - | - |
| PDC-01-3-PF-B | 98,97 | 98,78 | 98,95 | - | - |
| MCC-01-2-PF-A | 98,02 | 94,15 | 97,73 | - | - |
| MCC-01-2-PF-B | 97,82 | 97,63 | 97,80 | - | - |
| MCC-02-2-PF | 97,34 | 97,15 | 97,33 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 98,34 | 94,47 | 98,05 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 98,45 | 98,26 | 98,44 | - | - |
| D4.210303 | - | - | - | 96,46 | 630,65 |

Haciendo una breve explicación de la tabla anterior, para un $t = 0s$ está en funcionamiento toda las demás cargas y el motor en espera estudiado no ha arrancado. Para un $t = 0,5s$ arranca el motor estudiado y para un $t = 1s$ todas las cargas se encuentran en operación. Esta configuración se repite en los demás casos.

Antes del arranque del motor ($t = 0$ segundos), las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango establecido en las tabla 1 de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

Para el instante $t = 0,5$ segundos del D4.210303, el PDC-01-3-PF-A la tensión cae a 94,88% (>85%) de su tensión tipo, con la corriente de rotor trabado de 6,3065 veces la carga nominal tipo. En los terminales del motor, la tensión cae a 96,46% (>80%) de su nivel tipo. Se observa que ambas tensiones tienen una depresión que cumplen con la restricción impuesta por la PIP ELCG01 [12].

Una vez que las perturbaciones del arranque han terminado ($t = 1$ segundo), el perfil de la tensión del sistema se encuentra situado en el Rango A de la tabla 1 de la norma ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

- **Caso 2: Un transformador de 34,5 – 4,16kV fuera de servicio, arranque del D4.210303**

Tabla 4.2: Caso 2 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado

| Bus | Tensión del Bus (%) | | | Tensión terminal del motor (%) | Corriente (%FLA) |
|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------------------------------|------------------|
| | t=-0,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+1,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+0,500 (s) |
| SWG-01-5-MES | 100,00 | 99,81 | 99,98 | - | - |
| PDC-01-3-PF-A | 97,56 | 93,72 | 97,25 | - | - |
| PDC-01-3-PF-B | 97,56 | 93,72 | 97,25 | - | - |
| MCC-01-2-PF-A | 96,85 | 93,00 | 96,54 | - | - |
| MCC-01-2-PF-B | 96,32 | 92,50 | 96,02 | - | - |
| MCC-02-2-PF | 95,84 | 92,03 | 95,54 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 96,93 | 93,07 | 96,63 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 96,70 | 92,85 | 96,40 | - | - |
| D4.210303 | - | - | - | 95,28 | 619,35 |

Antes del arranque del motor ($t = 0$ segundos), las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango establecido en las tabla 1 de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N°7).

En el instante de arranque del D4.210303 ($t = 0,5$ segundos), el PDC-01-3-PF-A y B la tensión cae a 93,72% (>85%) de su tensión tipo, con la corriente de rotor trabado de 6,1935 veces la carga nominal tipo. En los terminales del motor, la tensión cae a 95,28% (>80%) de su nivel tipo. Se observa que ambas tensiones tienen una depresión que cumplen con la restricción impuesta por la norma PIP ELCG01 [12].

Una vez que las perturbaciones del arranque han terminado ($t = 1$ segundo), el perfil de la tensión del sistema se encuentra situado en el Rango A de la tabla 1 de la norma ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

- **Caso 3: Operación normal, arranque del D4.210303 y D3.242602**

Tabla 4.3: Caso 3 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado

| Bus | Tensión del Bus (%) | | | Tensión terminal del motor (%) | Corriente (%FLA) |
|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------------------------------|------------------|
| | t=-0,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+1,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+0,500 (s) |
| SWG-01-5-MES | 100,00 | 99,78 | 99,83 | - | - |
| PDC-01-3-PF-A | 98,73 | 94,85 | 98,48 | - | - |
| PDC-01-3-PF-B | 98,97 | 98,14 | 98,96 | - | - |
| MCC-01-2-PF-A | 98,02 | 94,12 | 97,33 | - | - |
| MCC-01-2-PF-B | 97,85 | 94,50 | 97,98 | - | - |
| MCC-02-2-PF | 97,37 | 94,28 | 97,20 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 98,34 | 94,42 | 98,52 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 98,45 | 98,30 | 98,80 | - | - |
| D4.210303 | - | - | - | 96,3 | 626,9 |
| D3.242602 | - | - | - | 87,4 | 523,5 |

Antes del arranque del motor ($t = 0$ segundos), las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango establecido en la tabla 1 de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N°7).

En el instante de arranque del D4.210303 ($t = 0,5$ segundos), el PDC-01-3-PF-A la tensión cae a 93,72% (>85%) de su tensión tipo, mientras que la tensión del MCC-01-2-PF-A tiene una depresión que disminuye el nivel de tensión a 84,12% (<90%), con la corriente de rotor trabado del D4.210303 y del D3.242602 de 6,2679 y 5,22345 veces la carga nominal tipo respectivamente. En los terminales del motor, la tensión cae a 96,43% (>80%) del nivel tipo del D4.210303 y de 87,24% (>85%) para el D3.242602. Se observa que ambas tensiones tienen una depresión que cumplen con la restricción impuesta por la norma PIP ELCG01 [12].

Una vez que las perturbaciones del arranque han terminado ($t = 1$ segundo), el perfil de la tensión del sistema se encuentra situado en el Rango A de la tabla 1 de la norma ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

- **Caso 4: Uno de los transformadores de 4,16 kV – 0,48 kV fuera de servicio, y el D4.210303 y el D3.242602 en arranque**

Tabla 4.4: : Caso 4 Perfil de la tensión y corriente de rotor trabado

| Bus | Tensión del Bus (%) | | | Tensión terminal del motor (%) | Corriente (%FLA) |
|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------------------------------|------------------|
| | t=-0,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+1,000 (s) | t=+0,500 (s) | t=+0,500 (s) |
| SWG-01-5-MES | 100,00 | 99,78 | 99,98 | - | - |
| PDC-01-3-PF-A | 98,41 | 93,97 | 98,05 | - | - |
| PDC-01-3-PF-B | 99,18 | 98,96 | 99,16 | - | - |
| MCC-01-2-PF-A | 96,47 | 89,61 | 95,82 | - | - |
| MCC-01-2-PF-B | 96,47 | 89,61 | 95,82 | - | - |
| MCC-02-2-PF | 95,99 | 89,14 | 95,34 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 97,79 | 93,33 | 97,43 | - | - |
| MCC-03-2-PF-B | 98,33 | 98,11 | 98,31 | - | - |
| D4.210303 | - | - | - | 95,54 | 621,02 |
| D3.242602 | - | - | - | 82,71 | 496,28 |

Antes del arranque del motor ($t = 0$ segundos), las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango establecido en las tabla 1 de la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N°7).

En el instante de arranque del D4.210303 ($t = 0,5$ segundos), el PDC-01-3-PF-A la tensión cae a 93,97% (>85%) de su tensión tipo, mientras que la tensión del MCC-01-2-PF-A y B tiene una depresión que disminuye el nivel de tensión a 89,61% (<90%), con la corriente de rotor trabado del D4.210303 y del D3.242602 de 6,2102 y 4,9628 veces la carga nominal tipo respectivamente. En los terminales del motor, la tensión cae a 95,54% (>80%) del nivel tipo del D4.210303. Por otra parte el D3.242602 sufre una mayor depresión durante el arranque de 82,71% (<85%).

Por ende, para solventar esta situación anterior se debe determinar en primer lugar, en qué punto se está produciendo la mayor caída de tensión.

Para esto, la tensión en los terminales del motor en $t = 0,5$ segundos, será referido desde la tensión base del motor (460V) al la tensión base de la barra (480V).

$$\%V_m^b = 82.71\% \cdot \frac{460V}{480V} = 79.26\% \quad (4.1)$$

Si la tensión del MCC-01-2-PF-A a los $t = 0,5$ segundos es 89,614%, la tensión durante el arranque cae a través del cable alimentado puede ser obtenido por medio de la sustracción:

$$\%\Delta\Delta_{\text{cable}} = 89.614\% - 79.26\% = 10.354\% \quad (4.2)$$

Ahora, si la tensión cae a través del transformador (XFR-01-3/2-PF) alimentador del MCC-01-2-PF-A, puede ser obtenido sustrayendo el nivel de tensión del PDC-01-3-PF-A directamente:

$$\%\Delta V_{\text{transformer}} = 93.978\% - 89.614\% = 4.364\% \quad (4.3)$$

Esto puede ser visto como la mayoría de las caídas de tensión vienen causadas por la impedancia del alimentador del motor (D3.242602).

Una vez que las perturbaciones del arranque han terminado ($t = 1$ segundo), el perfil de la tensión del sistema se encuentra situado en el Rango A de la tabla 1 de la norma ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

4.5 Conclusiones

Basado en los casos estudiados, la tensión nominal de arranque de los motores con mayor demanda existentes en la planta, no causan ningún impacto en el sistema eléctrico, desde que la tensión de las barras en el instante de arranque ($t = 0,5$ segundos), cumplen con los límites impuestos por el PIP ELCGL01 [12].

En el estado estacionario del sistema ($t = 0$ segundos y $t = 1$ segundo), el perfil de la tensión de todas las barras está establecido en la ANSI C84.1-1995 [11] (Anexo N° 7).

Es recomendable evaluar el tamaño de los alimentadores de los motores para el arranque, para mitigar la depresión de la tensión a través de los cables, como es de notar especialmente en el caso 4 para los motores D3.242602.

CAPÍTULO IV

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

PARTE I

CÁLCULO DE LOS ALIMENTADORES

El propósito de este reporte es calcular y seleccionar los cables asociados al presente proyecto.

Antes de exponer los resultados obtenidos, debemos explicar acerca del uso de los cables, lo expuesto a continuación se encuentra en la norma PDVSA 90619.1.057 [13] y en la norma PDVSA N-201 [2] para la selección de cables de media y baja tensión.

1. Para Baja Tensión

1.1 Iluminación

Los cables utilizados para la iluminación serán en general del tipo THW (Temperatura-Humidity-Weather), monopolar o multiconductor de cobre

1.2 Potencia

Los cables utilizados para el servicio de potencia hasta 600 V, deberá ser, en general, del tipo THW, 600 V, monopolar o multipolar.

1.3 Métodos de Soporte

Los métodos a ser utilizados para soportar los cables de baja tensión pueden consistir de bandejas para cables, zanjas para cables o tuberías metálicas.

1.4 Capacidad de Corriente

- **Cables Colocados en Bandejas:**

El dimensionamiento de los cables a colocarse en bandejas.

- **Cables Colocados en Conduits Metálicos a la Vista:**

La capacidad de corriente de los cables para este caso, se dimensionará como mínimo, de acuerdo a la Tabla A1 (Anexo N° 8) (para alimentadores de 480V) y a la Tabla A2 (Anexo N° 9) (para circuitos ramales de motores de 460V). Obsérvese, que los calibres de los cables indicados en las tablas, deberán revisarse posteriormente a la selección del fabricante. En caso de que el calibre de cable seleccionado no sea un tamaño normalizado para el proyecto considerado, se usará el calibre inmediato superior disponible.

- **Cables Colocados en Conduits Enterrados:**

Para este caso, la capacidad de corriente de los cables deberá definirse luego de haber seleccionado al fabricante.

- **Cable Armado Directamente Enterrado:**

La capacidad de corriente de los cables para esta aplicación se seleccionará, como mínimo, de acuerdo a lo indicado en la Tabla A3 (Anexo N° 10) (para alimentadores de 480V) y a la Tabla A4 (Anexo N° 11) (para circuitos ramales de motores de 480V).

1.5 Caída de Tensión

Los requerimientos de caída de tensión para cargas de iluminación, potencia y calefacción, no excederán los valores indicados en la Especificación.

2. Media Tensión

2.1 Tipos de Cables

Los tipos de cable a utilizar deberán cumplir con la Especificación.

2.2 Método de soporte

En general, los cables de media tensión se colocarán enterrados en bancadas de ductos o directamente cables armados.

Para otros requisitos aplicables tales como: separación de conduits, profundidad de bancadas, etc., referirse a los Planos normalizados de detalles.

2.3 Capacidad de Corriente

- Los alimentadores subterráneos, de media tensión, colocados en conduits, deberán dimensionarse, como mínimo, según las indicaciones de la tabla B1 (Anexo N° 12); al comienzo del proyecto se seleccionará un pequeño grupo de calibres de cables a usar, los cuales servirán de base para seleccionar los calibres correspondientes a cada aplicación.
- Los ramales subterráneos de SKV para motores, colocados en conduits, se dimensionarán según la Tabla B2 (Anexo N° 13).
- La información contenida en las Tabla B1 y B2, está basada en una temperatura ambiente de 30°C.

- El número de conduits que contengan cables de potencia que alimenten cargas activas, a colocar dentro de una misma bancada, está limitado a un máximo de doce (12).
 - Para el caso de alimentadores (más de un conductor por fase), cada grupo se cuenta como un alimentador.
 - Incluir en el límite antes indicado (12 alimentadores) los conduits de reserva correspondientes a posibles cargas activas adicionales futuras.
 - En general, los alimentadores de potencia activos se ubicarán en la periferia de la bancada, excepto cuando pueda utilizarse una ubicación interna si los conduits entre ésta y la periferia de la bancada son utilizados para propósitos distintos a potencia (ejemplos, control, etc.).
- Los cables colocados en bandejas, se dimensionarán según las indicaciones del Código Eléctrico Nacional (CEN) [14].
- Los cables colocados en conduits metálicos a la vista, se dimensionarán, como mínimo, de acuerdo al CEN.

2.4 Efecto del nivel de cortocircuito en el dimensionamiento de cables

El nivel de cortocircuito puede ser de tal magnitud y duración que el dimensionamiento de los cables basado en su capacidad de corriente y/o caída de tensión puede resultar insuficiente. En caso de requerirse, el dimensionamiento de cables deberá ajustarse también para la máxima corriente de cortocircuito calculada, conjuntamente con la duración esperada del cortocircuito. La magnitud y duración se comparará con la capacidad del cable.

2.5 Requisitos de fabricación

Los requisitos de fabricación para cada cable de media tensión monopolar; incluyendo sus componentes (conductor, aislamiento, protección y chaqueta), estarán de acuerdo a la norma NEMA aplicable para el tipo de conductor utilizado.

2.6 Caída de Tensión

Los requisitos de caída de tensión para cargas alimentadas mediante cables de baja tensión, no excederán lo siguiente:

- Circuitos ramales de motores: 3% máximo.
- Alimentadores: 3% máximo.
- Circuito ramal y alimentador combinado: 5% máximo.

Nota: Los límites de caída de tensión anteriores aplican a condiciones de carga continua.

1.1 Criterios y Diseños Básicos

• Cables de Media Tensión

De acuerdo con la PDVSA 90619.1.057-1993 [13], los cables deben ser dimensionados por:

- Capacidad de corriente
- Caída de tensión
- Capacidad de Cortocircuito

- **Cables de Baja Tensión**

De acuerdo con la PDVSA 90619.1.057-1993 [13], los cables deben ser dimensionados por:

- Capacidad de corriente
- Caída de tensión

1.2 Características de Cable

De acuerdo con el cableado, deben cumplir las siguientes características:

1.2.1 Bandeja de Cables

Los cables que pasan a través de las bandejas deben ser:

- **Sistema de baja tensión:**

Del tipo Multiconductor, Armadura de trabado de Aluminio, XLPE-PCD, Aislamiento a 90°C, Cobre, 600 V, Resistente al Sol, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC.

1.2.2 Bancadas

Los cables que pasan a través de las bancadas deben ser:

- **Sistema de media tensión:**

Conductor del tipo simple, XLPE-PCV, aislamiento de 90°C, Cobre, 5 kV, escudado, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC, Nivel de aislamiento del 133%.

- **Sistema de baja tensión:**

Para cables menores o iguales a un calibre de 1/0 AWG: Tipo Multiconductor, XLPE-PCV, Aislamiento a 90°C, Cobre, 600 V, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC.

Para cables mayores a 1/0 AWG: Tipo Monoconductor, XLPE, Aislamiento a 90°C, Cobre, 600 V, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC.

1.2.3 Trincheras

Los cables que pasan a través de las trincheras deben ser:

- **Sistema de media tensión:**

Conductor del tipo simple, XLPE-PCV, aislamiento de 90°C, Cobre, 5 kV, Armadura de trabado de Aluminio, escudado, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC, Nivel de aislamiento del 133%.

- **Sistema de baja tensión:**

Para cables menores o iguales a un calibre de 1/0 AWG: Tipo Multiconductor, Armadura de trabado de Aluminio, XLPE-PCV, Aislamiento a 90°C, Cobre, 600 V, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC.

Para cables mayores a 1/0 AWG: Tipo Monoconductor, Armadura de trabado de Aluminio, XLPE, Aislamiento a 90°C, Cobre, 600 V, en el caso de tener otra chaqueta debe ser del tipo PVC.

El tamaño de los cables es detallado en la tabla que se encuentran en el Anexo N° 20.

A continuación se mostrarán dos ejemplos del cálculo de alimentadores:

- **Compresor regenerador de Gas**

Características:

Potencia: 350 HP.

Tensión que maneja: 4 kV.

Eficiencia: 0,93

Fp: 0,9194

X: 0,2083 Ω /km.

R: 0,42 Ω /km.

El paquete de compresor de gas tiene una potencia de 350 HP, donde la corriente de carga es:

$$I_{\text{carga}} = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}}$$

Sustituyendo los valores de la fórmula:

$$I_{\text{carga}} = \frac{350 \cdot 0.746}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 0,9194 \cdot 0,93} = 44,16 \text{ A}$$

Para el cálculo del alimentador de cada motor se estima una capacidad de corriente del 125% de la corriente a plena carga del motor, según lo establecido por el Código Eléctrico Nacional (430-22). Por lo tanto, la capacidad mínima de corriente a soportar por el conductor será:

$$\text{Capacidad} = 117 \times 0,71 = 83,07 \text{ A.}$$

En conclusión la capacidad nominal del alimentador de los motores debe ser mayor o igual a 83 A

Con este valor de corriente (83,07 A), el conductor recomendado deber ser calibre #1/0 AWG de cobre tripular, 35kV, directamente enterrado, 90°C y una temperatura ambiente de 30°C.

La fórmula utilizada para la determinación del porcentaje de caída de tensión de los alimentadores es:

$$\Delta V\% = \frac{\text{kVA} \cdot L(R \cdot \cos\phi + X\text{sen}\phi)}{10(\text{kV})^2}$$

Donde:

$\Delta V\%$: Porcentaje de caída de tensión

kVA: Potencia Aparente.

L: Longitud del circuito en kilómetros.

R: Resistencia del cable en Ω/km

X: Reactancia del cable en Ω/km .

Φ : Ángulo entre la Reactancia y la Resistencia.

kV: Tensión del sistema.

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{305,299 \cdot 0,4(0,42 \cdot \cos 26,38 + 0,2083 \text{sen} 26,38)}{10(4)^2}$$

$$= 0,3562 \%$$

La caída de tensión está por debajo de los valores máximos establecidos para la selección del cable.

- **Enfriador de Gas**

Características:

Potencia: 40 HP.

Tensión que maneja: 0,46 kV.

Eficiencia: 0,8985

Fp: 0,9022

X: 0,116 Ω /km.

R: 0,331 Ω /km.

El paquete de compresor de gas tiene una potencia de 40 HP, donde la corriente de carga es:

$$I_{\text{carga}} = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}}$$

Sustituyendo los valores de la fórmula:

$$I_{\text{carga}} = \frac{40 \cdot 0,746}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 0,9022 \cdot 0,8985} = 46,202 \text{ A}$$

Para el cálculo del alimentador de cada motor se estima una capacidad de corriente del 125% de la corriente a plena carga del motor, según lo establecido por el Código Eléctrico Nacional (430-22). Por lo tanto, la capacidad mínima de corriente a soportar por el conductor será:

$$07\text{Capacidad} = 117 \times 0,71 = 83,07 \text{ A.}$$

En conclusión la capacidad nominal del alimentador de los motores debe ser mayor o igual a 83 A

Con este valor de corriente (83,07 A), el conductor recomendado deber ser calibre #2/0 AWG de cobre tripular, 600V, directamente enterrado, 90°C y una temperatura ambiente de 30°C.

La fórmula utilizada para la determinación del porcentaje de caída de tensión de los alimentadores es:

$$\Delta V\% = \frac{kVA \cdot L(R \cdot \cos\phi + X\text{sen}\phi)}{10(kV)^2}$$

Donde:

$\Delta V\%$: Porcentaje de caída de tensión

kVA: Potencia Aparente.

L: Longitud del circuito en kilómetros.

R: Resistencia del cable en Ω/km

X: Reactancia del cable en Ω/km .

Φ : Ángulo entre la Reactancia y la Resistencia.

kV: Tensión del sistema.

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{36,811 \cdot 0,46(0,116 \cdot \cos 19,31 + 0,331 \text{sen} 19,31)}{10(0,46)^2}$$

$$= 1,752 \%$$

La caída de tensión está por debajo de los valores máximos establecidos para la selección del cable.

De acuerdo a la norma PDVSA N-201, los cables de 600V y menores y los alimentadores a los motores mayores de 600V, no serán incrementados en capacidad por causa del cortocircuito. Cuando se realice el ajuste de los equipos de protección, se debe considerar que la curva de daño de los conductores debe quedar por encima de la curva de operación del dispositivo que protege al conductor, de esta manera se garantiza que los conductores del sistema no sufran daño al ocurrir el cortocircuito.

PARTE II

CÁLCULO DE LOS SERVICIOS DC Y SERVICIOS AUXILIARES

SERVICIOS DC

2.1 Cargas y Baterías estacionarias

2.1.1 Introducción

El propósito de esta parte es proveer información acerca de la corriente DC del sistema básico y las características de PAGMI. Esta parte a su vez contiene la estimación de carga DC de los servicios auxiliares, el dimensionamiento de las baterías y rectificadores que proveerán la energía necesaria a los sistemas auxiliares a través del interruptor de 34,5kV (SWG-01-5-MES), localizado en la subestación principal.

2.1.2 Bases y Criterios

Las baterías que conforman el sistema DC de sistemas auxiliares tendrán ocho (8) horas de autonomía de acuerdo con las especificaciones de PDVSA 90619.1.056-1993 [15].

El método usado para el cálculo de las baterías y rectificadores será provisto por el manual de diseño de ingeniería PDVSA N-258 [16].

Se presentará el cálculo para baterías cargadas y estacionarias para un (1) interruptor (SWG-01-5-MES) compuesto por diez (10) celdas, las cuales estarán distribuidas como sigue: dos (2) celdas para los interruptores de llegada de las líneas de 34,5kV, dos (2) celdas para los puerto de enlace en el centro del interruptor y seis (6) celdas de salida para el resto de la circuitería.

El banco de baterías ha utilizar y el recomendado según PDVSA es del tipo VRLA (Valve Regulated Lead Acid) lo cual significa que la batería es hermética.

2.1.3 Servicios Auxiliares DC

- **Definición de carga**

Las cargas DC de la subestación están definidas por cada uno de los instrumentos que componen el sistema. Una reserva del 35% será considerada para la estimación de carga, para cubrir el grado de incertidumbre de cargas particulares de los instrumentos ha adquirir.

En general, la estimación de cargas DC estimadas fueron las siguientes:

- Interruptores.
- Bobinas Abierta/Cerradas.
- Relés auxiliares y de protección..
- Luces señalizadotas.

- **Estimación de Cargas**

Demanda del interruptor de 34,5kV SWG-01-5-MES

Las cargas de los instrumentos de la subestación son mostradas a continuación:

- Cargas continuas DC:

Tabla 2.1: 34.5 kV SWG (SWG-01-5-MES)

| Descripción | Carga(W) | Cantidad | Total (W) |
|---|----------|----------|------------|
| Interruptores | 12 | 9 | 108 |
| Luces Indicadoras | 10 | 9 | 90 |
| Relés Auxiliares | 4 | 90 | 360 |
| 34,5 kV Relé de Protección de entrada | 10 | 2 | 20 |
| 34,5 kV Relé de Protección de salida | 10 | 6 | 60 |
| 34,5 kV Celda de enlace para relé de protección de salida | 10 | 1 | 10 |
| Total DC Carga continua in 34.5 kV SWG-01-5-MES | | | 648 |

- Cargas momentáneas DC:

Tabla 2.2: 34.5 kV SWG (SWG-01-5-MES)

| Descripción | Carga(W) | Cantidad | Total (W) |
|---|----------|----------|--------------|
| Anti pumping Relay | 8 | 9 | 72 |
| Bobina Abierto/Salida | 200 | 9 | 1.800 |
| Relé de reconexión | 8 | 9 | 72 |
| 34,5 kV Relé de protección de salida | 20 | 6 | 120 |
| 34,5 kV Relé de protección de celda de enlace de salida | 10 | 1 | 10 |
| Total DC Carga continua in 34.5 kV SWG-01-5-MES | | | 2,074 |

- Cargas DC totales

Las cargas totales en Vatios y Amperios para el sistema de 125V_{DC} están en la tabla a continuación:

Tabla 2.3: Cargas DC totales

| Descripción | Continuo | | Momentáneo | |
|------------------------------------|----------|---------|------------|---------|
| | Watts | Amperes | Watts | Amperes |
| Interruptor 34,5 kV (SWG-01-5-MES) | 648 | 5,18 | 2.074 | 16,59 |

2.1.4 Dimensionamiento de las baterías

- **Método de cálculo**

El dimensionamiento de las baterías estará de acuerdo con el Manual de Diseño de Ingeniería de PDVSA 90619.1.056-1993. “BATERÍA DE LA ESTACIÓN Y EQUIPOS ASOCIADOS [15]”.

Los valores nominales de las baterías requeridas en ampere-hora, serán calculadas por la siguiente ecuación:

$$AH=(N1 \cdot I1 \cdot K1)+8 \cdot (N2 \cdot I2) \quad (2.1)$$

Donde:

- AH: Valor nominal mínimo en ampere-hora de las baterías (ocho horas bases).
- N1: Número de los interruptores eléctricamente operantes.
- I1: Corriente de los interruptores en amperes (asumimos un minuto de demanda).
- K1: Factor de conversión, para transformar la demanda de un minuto en amperes en ampere-hora (ocho horas base).
- I1·K1: Amperes-horas equivalentes requeridas en la base de ocho horas.
- N2: Número de cargas continuas.
- I2: Consumo de corriente de las cargas continuas en amperes.

- **Dimensionamiento de las baterías del sistema DC**

Las baterías serán dimensionadas con el fin de proveer la capacidad necesaria para proveer la energía requerida por los sistemas auxiliares de corriente directa. Los cálculos realizados fueron para baterías VRLA Lead-Acid con un factor de conversión de $K1=0,65$.

Usando la ecuación (2.1), fueron obtenidos los siguientes valores:

$$AH = (N1 \cdot I1 \cdot K1) + 8 \cdot (N2 \cdot I2)$$

$$AH = 16,59 \cdot 0,65 + 8 \cdot 5,18$$

$$AH = 10,78 + 41,44$$

$$AH = 52$$

2.1.5 Dimensionamiento de los cargadores

- **Métodos de cálculo**

Los cargadores de las baterías serán dimensionadas de acuerdo a PDVSA 90619.1.056-1993 [15].

Los valores nominales de los cargadores de las baterías requeridas en amperes, serán calculados por la siguiente ecuación:

$$A = L + \frac{(1,1 \cdot C)}{H} \quad (2.2)$$

Donde:

- A: Cargadores de las baterías en amperes.
- H: Número de horas requeridas para la carga de las baterías.

- 1,1: Mínima eficiencia del factor de carga para baterías Lead-acid.
- C: Descargadores de emergencia calculados en ampere-horas.
- L: Demanda del sistema continuo en amperes.

- **Dimensionamiento de los cargadores de baterías del sistema DC**

Los cargadores de las baterías serán dimensionados para proveer la capacidad necesaria para suplir la energía requerida por sistemas auxiliares de corriente directa.

El cálculo en amperes de los cargadores de baterías usando la ecuación (2.2) fueron:

- C: 52
- L: 5,18
- H: 8

$$A = L + \frac{(1,1 \cdot C)}{H}$$

$$A = 5,18 + \frac{(1,1 \cdot 52)}{8}$$

$$A = 5,18 + 7,15$$

$$A = 12,33 \text{ A}$$

La corriente directa de salida de los cargadores de baterías estará multiplicada por un factor de 1,35 para asegurar que este será capaz de reemplazar la energía extraída de las baterías en el tiempo requerido. De acuerdo con esto el tamaño de las baterías deberá ser:

$$A = 16,64 \text{ A}$$

2.2 Conclusiones

Es recomendable la instalación de un (1) banco de baterías VRLA (Valve Regulated Lead Acid) con una capacidad de 100 AH, con una (1) cargador-rectificador con un módulo de configuración dual de cargador-rectificador redundante de 20 A de capacidad, para la subestación principal.

SERVICIOS AUXILIARES EN CORRIENTE ALTERNA

2.3 Introducción

Esta parte incluye el diseño, manufactura, prueba, suministro y transporte al almacén diseñado por la compañía (PDVSA GAS), de los tableros especificados con sus componentes auxiliares.

2.4 Características del sistema

- Tensión: 208V.
- Número de fases: 3.
- Número de cables: 4.

A continuación se presentarán los diferentes tipos de servicios auxiliares.

- **Cargas de corriente alterna de la subestación de 34,5kV**

Las cargas de servicios auxiliares están definidas por todas las cargas de la casa de máquinas de la subestación, y otras cargas presentes a lo largo de toda la planta que puedan proveer 208/120Vac.

La carga eléctrica estimada fue:

Interior:

- Tres (3) interruptores de 34,5kV, con once (11) columnas verticales cada una.

- **Estimación de carga:**

Muchas de las cargas no están totalmente definidas, por lo que el valor asignado fue realizado con un factor de reserva suficiente de 20%.

- **Esquema auxiliar del sistema auxiliar**

El sistema estará conformado por:

- Un (1) alimentador con un transformador de distribución trifásico de 480/208-120V.
- Un (1) tablero de distribución que tendrá que distribuir la energía a la parte de servicios auxiliares de la subestación en 208-120Vac.

- **Tableros de distribución**

1. Tablero ACAS-02-1-MES

El tablero de espera tendrá una potencia de 1,05kVA.

Donde :

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 208V \cdot 35A = 12,61kVA \quad (2.3)$$

La corriente estimada en 12,61kVA es de 35A. A su vez la capacidad de los cuatro (4) circuitos de espera proporcionan una carga total de 16,81kVA. Aplicando un factor de 1,2 y un factor de diversidad de 0,5, el diseño de la corriente resulta 28A. El interruptor de alimentación debe ser de 30A, 3 polos y 22kAcc.

2. Tablero ACAS-03-1-MES

El tablero de espera tendrá una potencia de 1,05kVA.

Donde :

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 208V \cdot 35A = 12,61kVA \quad (2.4)$$

La corriente estimada en 12,61kVA es de 35A. A su vez la capacidad de los cuatro (4) circuitos de espera proporcionan una carga total de 16,81kVA. Aplicando un factor de 1,2 y un factor de diversidad de 0,5, el diseño de la corriente resulta 28A. El interruptor de alimentación debe ser de 30A, 3 polos y 22kAcc.

3. Tablero ACAS-04-1-MES

El tablero de espera tendrá una potencia de 1,05kVA.

Donde :

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 208V \cdot 35A = 12,61kVA \quad (2.5)$$

La corriente estimada en 12,61kVA es de 35A. A su vez la capacidad de los cuatro (4) circuitos de espera proporcionan una carga total de 16,81kVA. Aplicando un factor de 1,2 y un factor de diversidad de 0,5, el diseño de la corriente resulta 28A. El interruptor de alimentación debe ser de 30A, 3 polos y 22kAcc.

- **Tablero de los servicios Auxiliares de la subestación principal**

- 1. Tablero ACAS-01-1-MES**

El tablero de espera tendrá una potencia estimada de 5kVA.

Donde :

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 208V \cdot 84A = 30,26kVA \quad (2.6)$$

La corriente estimada en 30,26kVA es de 84A. A su vez la capacidad de los cuatro (4) circuitos de espera proporcionan una carga total de 50,26kVA. Aplicando un factor de 1,2 y un factor de diversidad de 1, el diseño de la corriente resulta 167,41A. El interruptor de alimentación debe ser de 170A, 3 polos y 22kAcc.

2.5 Características técnicas generales

2.5.1 Características eléctricas

El tablero de transferencia automática estará provisto con tres interruptores de transferencia automática, estos interruptores serán del tipo electromagnético. Habrán dos relés de baja tensión para los dos interruptores que provienen de la alimentación. La transferencia se iniciará cuando la tensión esté por encima del 70% del valor nominal y cuando se reestablezca a un 90% del valor nominal. El tablero de transferencia automática deberá contener un sistema de control programable y el sistema debe ser capaz de cerrar y abrir los interruptores. Ambos alimentadores tendrán trabas mecánicas y eléctricas para prever la apertura simultánea de los puntos de falla.

2.5.2 Accesorios

Los siguientes accesorios estarán en el tablero de transferencia automática:

- Selector de transferencia de operación manual retardada.
- Selector de reconexión de operación retardada.
- Selector automático/manual con tres (3) posiciones.
- Luces de señalización.
- Equipos de medición de tensión, corriente y frecuencia.
- Relés de sincronismo y de frecuencia.
- Cualquier otro accesorio requerido para la operación del sistema de transferencia automática.

2.5.3 Estructuras metálicas

Las celdas y tablas tendrán suficiente resistencia para soportar apropiadamente el esfuerzo mecánico durante el transporte y la instalación, estos serán del tipo “metal encerrado” como lo define la ANSI C37.20.1-2002 [17]. Los tableros deberán ser modulares con cubículos de acero.

2.5.4 Transformadores de corriente para medición y protección

La corriente del secundario deberá estar entre 0 y 5A, la corriente del primario será seleccionada con un rango de valores normalizados. La capacidad de corriente de los transformadores será suficiente para proveer la corriente necesaria a las cargas conectadas en los equipos. La corriente de los transformadores serán de la clase C200 B-1

2.5.5 Instrumentos de medición

Los instrumentos de selección estarán en concordancia con los requerimientos del circuito.

Estos dispondrán como mínimo de las mediciones a continuación nombradas:

- Tensión de cada fase.
- Corriente de cada fase.
- Factor de potencia.
- kilovatios en cada llegada.
- kVA en cada llegada.
- kVAr en cada llegada.
- kilovatios-hora en cada llegada.

2.5.6 Cableado

El tipo de cable, las conexiones y la separación se llevará a cabo como está propuesto en la sección 384 del Código Eléctrico Nacional [14] (Anexo N° 14).

2.5.7 Barra principal

La barra principal será de cobre y deberá tener la sección apropiada para la capacidad de corriente nominal y de cortocircuito del tablero.

2.5.8 Capacidad de cortocircuito

Los tableros de baja tensión y sus componentes serán capaces de soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos resultantes de las corrientes existentes de cortocircuito y para evitar la posibilidad de causar daño alguno al personal que labora en la planta.

2.5.9 Inspección y prueba

Las pruebas de rutina se llevarán a cabo según la norma ANSI C37-20.1-2002 [17], y debe cumplir por los menos con alguna de las pruebas a continuación:

- Prueba dieléctrica en el aislamiento.
- Prueba de operación mecánica.
- Prueba a tierra de la estructura de medición y protección del transformador.
- Pruebas de operación eléctrica y verificación del cable de control.

CAPÍTULO III

CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

3.1 Introducción

En esta parte el propósito es el diseño y la evaluación de la malla principal de tierra para las subestaciones que serán instaladas en PAGMI.

El uso de este análisis es para proveer guía y la información pertinente para la protección de las fallas a tierra en las subestaciones AC.

Entre los propósitos están:

- Establecer los límites de los diferenciales de potencial que pueden existir en las subestaciones bajo condiciones de falla entre puntos que pudiesen estar en contacto con el cuerpo humano.
- Revisar las prácticas de puesta a tierra haciendo referencia a la seguridad, y al desenvolvimiento del criterio del diseño de seguridad.
- Proveer un procedimiento para el diseño de la puesta a tierra, basado en el criterio anterior.
- Desarrollar métodos analíticos y la solución de problemas con el gradiente.

Según la norma IEEE 80-2000 [18], para los sistemas de puesta a tierra es de mucha importancia la evaluación de la resistencia del terreno. Un buen sistema de puesta a tierra está provista de una baja resistencia de la tierra para minimizar el GPR (ground potential rise). Para todas las subestaciones de transmisión de energía, la resistencia de tierra es usualmente menor o igual a 1Ω . Para subestaciones de baja tensión como las de distribución, se acepta un rango comprendido entre 1 a 5Ω , depende de las condiciones. Esta resistencia de tierra puede ser calculada con la ecuación de Sverak que se encuentra a continuación:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.1)$$

Donde:

R_g es la resistencia de tierra de la subestación.

ρ es la resistividad del terreno.

A es el área ocupada por la malla de tierra en m^2 .

h es la profundidad de la malla en m.

L_T es la longitud total de conductor enterrado.

Impedancias de mallas de puesta a tierra:

- Para la malla de 34,5 kV:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{950} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 2.400}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{2.400}}} \right) \right] = 0,99$$

- Para la malla de 4,16 y 0,48 kV:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{950} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 3.600}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{3.600}}} \right) \right] = 0,84$$

3.2 Bases y Premisas

Para el desarrollo de este estudio, han sido consideradas las siguientes bases y premisas:

- El sistema eléctrico modelado y los estudios de simulación fueron hechos bajo un software especializado: *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) en su versión 5.0.3, el cual es un programa para analizar, diseñar, construir y modificar sistemas de potencia.
- El tipo de falla aplicado para el cálculo de las tensiones de malla y de toque es de línea a tierra para un cortocircuito de medio ciclo. El tiempo de falla (t_f) total será de 0,5 s así como el tiempo de exposición (t_s).
- Los transformadores con tensiones en el secundario mayores a 1.000 V están conectados a tierra gracias a una resistencia que limite la corriente a 400 A en el lado secundario (el lado primario del transformador es configuración delta), mientras que los transformadores con el secundario menor a 1.000 V, están sólidamente aterrados. Ambos casos son recomendados por la PDVSA N-252 [1].
- La resistividad del terreno fue considerada como 100 Ω -m, el modelo considerado fue del suelo homogéneo.
- Esta fue modelada con una capa superior de piedra picada para la subestación, con una altura (h_s) de 0,2 m según requerimientos del cliente, y una resistividad de $\rho_s = 4.267,5 \Omega$ -m según la norma IEEE 80-2000 [18] (tabla 7, capítulo 13).
- La malla principal debe ser instalada a una profundidad de $h = 0,5$ m para la protección mecánica del conductor y por lo especificado en la PDVSA N-201 [2].
- El calibre del conductor de la malla principal debe ser de 4/0 AWG (95 mm^2), mientras que las barras de copperweld serán de 5/8" x 10', según la norma PDVSA N-201 [2]. Esta misma norma expone que, los cables mínimos deben ser de un calibre de 2/0. La norma PDVSA 90619.1.057 [13] en su tabla C1 (Anexo N° 15) se puede verificar que para una corriente de cortocircuito de 20

kA se obtiene un calibre de 4/0 para una duración de falla de 30 ciclos ($t = 0,5s$), por lo que cumple con ambas condiciones.

- El cálculo fue realizado bajo la premisa donde el peso del operador está por encima de 70 kg según la norma IEEE 80-2000 [18].
- El factor de corrección (D_f) será igual a uno (1), el cual es un valor típico para fallas con un tiempo de 0,5 seg, de acuerdo con la IEEE 80-2000 [18]. El factor de división de corriente (S_f) será asumido de 100 %.

El factor de corrección fue calculado de la siguiente manera:

$$T_a = \frac{x}{wR} = \frac{0,74}{2\pi \cdot 60} = 1,963 \cdot 10^{-3} \quad (3.2)$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} (1 - e^{-\frac{2T_f}{T_a}})} = \sqrt{1 + \frac{1,96E-3}{0,5} (1 - 0)} = 1,00 \quad (3.3)$$

Donde,

T_a es la constante de tiempo DC.

T_f es el tiempo de falla

- La máxima resistencia de tierra permitida será un valor de 1 Ω de acuerdo a lo requerido en la PDVSA k-308 [19].

3.3 Procedimiento de Diseño

La metodología utilizada para el cálculo será:

- Será configurada de tal forma, que la resistencia de tierra (R_g) sea aproximadamente igual a 1 Ω , que es el valor máximo como se expresó anteriormente.
- El cálculo de la corriente de cortocircuito de línea a tierra, por medio ciclo y con una impedancia de falla igual a R_g . Este parámetro será calculado para las barras de 34,5, 4,16 y 0,48 kV.

- El cálculo de las tensiones de paso y de toque, así como el aumento del potencial de tierra “*Ground Potencial Rise (GPR)*” debe ser tal que sea comparable con los valores tolerables.

Para el cálculo de la malla de puesta a tierra es necesario que se cumplan ambas condiciones:

1. $E_m < E$ toque
2. $E_s < E$ paso

A continuación se muestra se muestra como se obtuvieron esos valores de forma teórica.

Primero se procede a calcular la tensión de paso a través de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{paso}} &= (1.000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \\
 &= (1.000 + 6 \cdot 0,7 \cdot 4.267,5) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} \\
 &= 4.196,018 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

Luego se procede al cálculo de la tensión de toque a través de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{toque}} &= (1.000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \\
 &= (1.000 + 1,5 \cdot 0,7 \cdot 4.267,5) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} \\
 &= 1.215,53 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

Después de obtener los anteriores valores, procedemos a calcular E_s y E_m

Tensión de la malla de puesta a tierra (Em)

En las ecuaciones para el cálculo de la tensión en la malla, Em, se utiliza como base de diseño la tensión generada en las esquinas de la malla, por ser esta generalmente mucho más alta.

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L} \quad (3.6)$$

$$\text{Donde, } K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] \quad (3.7)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{2/n}} \quad (3.8)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3.9)$$

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n \quad (3.10)$$

En el cálculo de la tensión de malla, el número de conductores, n, es la media geométrica del número de conductores paralelos en ambas direcciones: $n = \sqrt{n_x \cdot n_y}$; y ho es la profundidad de referencia de la malla de tierra y es igual a 1m.

La tensión de malla es la máxima tensión posible dentro de una subestación, así que para efectos de diseño la tensión de malla debe ser menor que la tensión de toque máxima permitida.

Tensión de paso de la malla de puesta a tierra

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L} \quad (3.11)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (3.12)$$

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n \quad (3.13)$$

Para el cálculo de la tensión de paso, n es el máximo valor del número de conductores en cualquiera de las direcciones: $n = \text{Max}(n_x, n_y)$

- Longitud de la malla de tierra:

$$L = n_y \cdot X + n_x \cdot Y + P = 4 \cdot (30\text{m}) + 9 \cdot (80\text{m}) + 110\text{m}$$

$$L = 950\text{m}$$

- Máxima corriente de malla

Se utilizó el factor de decremento $Df = 1$

$$I_G = I_g$$

$$I_G = 20,370\text{kA}$$

- Tensión de la malla de tierra:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L}$$

Se calculan los coeficientes de corrección:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right]$$

$$n = \sqrt{n_x \cdot n_y} = \sqrt{4 \cdot 9} = 6,00$$

d, es el diámetro en metros del conductor de la malla

El conductor 4/0 AWG, tiene un diámetro $d = 13,41\text{mm}$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2.n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{(2.6)^{\frac{2}{6}}} = 0,4368$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22$$

$$K_m = \frac{1}{2.\pi} \left[\ln \left(\frac{40^2}{16.0,5.13,41} + \frac{(40 + 2.0,5)^2}{8.40.13,41} - \frac{0,5}{4.13,41} \right) + \frac{0,4368}{1,22} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi.(2.6-1)} \right) \right]$$

$$K_m = 1,45$$

$$K_i = 0,656 + 0,172.n = 0,656 + 0,172.6$$

$$K_i = 1,688$$

Evaluando los factores en la ecuación:

$$E_m = \frac{\rho.K_m.K_i.I_G}{L} = \frac{100.1,45.1,688.20,37k}{950}$$

$$E_m = 2.131,7137 \text{ V}$$

Verificando: 2.131,7137 V < 1.215,53 V No Cumple:

Para resolver el problema anterior colocamos los neutros en los secundarios de los transformadores y de esta forma se limita la corriente de cortocircuito monofásica a 400A según la norma PDVSA N-252 [1], por lo que el nuevo cálculo será:

$$E_m = \frac{\rho.K_m.K_i.I_G}{L} = \frac{100.1,45.1,688.400}{950}$$

$$E_s = 103,06 \text{ V}$$

Verificando: 103,06 V < 1.215,53 V Cumple

- Tensión de paso

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L}$$

Nuevamente se calculan los coeficientes:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$n = \text{Max}(n_x, n_y) = 9$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{40 + 0,5} + \frac{1}{40} \cdot (1 - 0,5^{9-2}) \right]$$

$$K_s = 0,334$$

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n = 0,656 + 0,172 \cdot 9$$

$$K_i = 2,204$$

Evalutando en Es:

$$E_s = \frac{100 \cdot 0,334 \cdot 2,204 \cdot 20,37k}{950}$$

$$E_s = 1.573,01 \text{ V}$$

Verificando: $1.573,01 \text{ V} < 4.196,018 \text{ V}$ Cumple

3.4 Análisis de resultados

La topología presentada produjo una resistencia de tierra para la subestación principal de 0,99 Ω ; que es bastante buena tomando en cuenta que se está en realidad, y una de 0,84 Ω para la subestación de instalaciones y edificaciones de servicios.

Los cálculos de las fallas de cortocircuito de línea a tierra produjeron resultados que se encuentran expresados en la tabla a continuación:

Teniendo las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, se procede a calcular las corrientes de falla monofásica (la malla de 34,5 y 0,48 kV están conectadas sólidamente a tierra):

- Para la malla de puesta a tierra a 34,5 kV:

$$I_f = 3 \cdot I_o = 3 \cdot \frac{V}{\sum Z} = 3 \cdot \frac{\frac{34,5kV}{\sqrt{3}}}{Z^+ + Z^- + Z^0 + 3R_g} \quad (3.14)$$
$$= 17,85kA$$

- Para la malla de puesta a tierra a 0,48 kV:

$$I_f = 3 \cdot I_o = 3 \cdot \frac{V}{\sum Z} = 3 \cdot \frac{\frac{0,48kV}{\sqrt{3}}}{Z^+ + Z^- + Z^0 + 3R_g}$$
$$= 0,367kA$$

Ahora se procede a determinar el valor de la resistencia de puesta a tierra del neutro de los transformadores:

$$R = \frac{\frac{4,16k}{\sqrt{3}}}{400} = 6\Omega \quad (3.15)$$

- Para la malla de puesta a tierra a 4,16 y 0,48 kV:

1. Para 4,16kV

$$I_f = 3 \cdot I_o = 3 \cdot \frac{V}{\sum Z} = 3 \cdot \frac{\frac{4,16kV}{\sqrt{3}}}{Z^+ + Z^- + Z^0 + 3R_g + 3R_{tx}}$$

$$= 0,324kA$$

A continuación se presentan las tablas con los resultados obtenidos por el ETAP:

Tabla 3.1: Resultados para la corriente de cortocircuito de línea a tierra

| Punto de Falla | Resistencia de Tierra (Ω) | Magnitud de la Corriente (kA) |
|-----------------|------------------------------------|-------------------------------|
| SWG-01-5-MES | 1,01 | 17,013 |
| PDC-01-3-PF-A/B | 0,77 | 0,354 |
| MCC-01-2-PF-A/B | 0,77 | 0,384 |

Los resultados de los estudios de puesta a tierra se encuentran resumidos en las siguientes tablas:

Tabla 3.2: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 34,5kV

| Variable | Tolerable (Calculado por el ETAP) | Calculado por el ETAP |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Resistencia de la malla de tierra | 1Ω | 1 Ω |
| Máximo cortocircuito línea a tierra | 17,013kA | - |
| GPR | 17.235,2V | - |
| Máximo Potencial de Toque | 1.388,3V | 5.172,9V |
| Máximo Potencial de Paso | 4.887,1V | 2.311,3V |

Tabla 3.3: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 4,16kV

| Variable | Tolerable (Calculado por el ETAP) | Calculado por el ETAP |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Resistencia de la malla de tierra | 0,77Ω | 1Ω |
| Máximo cortocircuito línea a tierra | 0,354kA | - |
| GPR | 272,3V | - |
| Máximo Potencial de Toque | 1.388,3V | 69V |
| Máximo Potencial de Paso | 4.887,1V | 38,2V |

Tabla 3.4: Resultados del Cálculo de la malla de tierra de para la subestación de 0,48 kV

| Variable | Tolerable (Calculado por el ETAP) | Calculado por el ETAP |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Resistencia de la malla de tierra | 0,77 Ω | 1 Ω |
| Máximo cortocircuito línea a tierra | 0,359kA | - |
| GPR | 276,1V | - |
| Máximo Potencial de Toque | 4.887,1V | 70V |
| Máximo Potencial de Paso | 4.887,1 V | 38,7V |

Para la subestación de instalaciones y edificaciones de servicios (4,16 y 0,48 kV), como se muestran en las tablas (3.3) y (3.4), el máximo potencial de malla y de paso calculado son menores al tolerable. Esto se sustenta en el hecho de que la corriente de cortocircuito para fallas monofásicas a tierra está limitada a través de una resistencia conectada en el neutro del secundario de los transformadores de media tensión. Además para el sistema en 0,48 kV el máximo GPR posible está dado por la tensión línea a neutro (277V), por lo que no representa peligro para el personal.

Por el contrario, la subestación principal (34,5 kV), aún teniendo una resistencia de tierra de acuerdo a la norma PDVSA k-308 [19] (1 Ω), el potencial de malla calculado es mayor que el valor tolerable. Esto debido a que la corriente para fallas monofásicas a tierra no está limitada a través de resistencias de puesta a tierra en el secundario del transformador, contradiciendo lo establecido en la norma PDVSA N-252 [1]. Para solventar esta situación, se colocó los neutros en los secundarios de los transformadores conectados a tierra mediante una resistencia y de esta forma se limita la corriente de cortocircuito monofásica a 400A según la norma anterior.

3.5 Conclusiones

La malla de tierra propuesta para este estudio satisface todos los valores de resistencia de tierra.

El potencial de toque y de paso calculados para la subestación de instalaciones y edificaciones de servicios no representa ningún riesgo para el personal que allí laborará.

El potencial de toque para la subestación principal no representa ningún riesgo para el personal.

3.6 Recomendaciones

Como consecuencia de este estudio, se tienen las siguientes recomendaciones:

- La malla a tierra debe ser instalada a 0,5 m por debajo de la superficie.
- Una capa de roca picada debe ser instalada en el área de los transformadores, con un espesor mayor a 20 cm.
- El conductor instalado debe ser de por lo menos 4/0 AWG como mínimo.
- El transformador de 230 / 34,5 kV, que alimentará la subestación principal proveniente de la subestación CIGMA S8, debe estar aterrado por el neutro a través de una resistencia de bajo valor, para de esta forma limitar la magnitud de la corriente de falla de línea a tierra.

PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

3.7 Introducción

El fundamento principal en la protección de la vida y la propiedad contra los rayos, provee un significado el cual hace referencia a las descargas atmosféricas, las cuales pueden entrar o dejar la tierra sin un daño o pérdida. Un camino de baja impedancia hace que la corriente de la descarga la prefiera como alternativa ante las altas impedancias ofrecidas por materiales como los son: madera, ladrillo, cerámica, piedra o concreto, ya sea el material con el cual se encuentra construido la edificación.

Una protección contra rayo convencional consiste en un número apropiado de receptores de rayos, conocidos como puntas Franklin, torres conductoras o cables elevados. Los receptores de rayos son usados para interceptar la caída de rayos que producen un aumento local de la característica dieléctrica del aire. Para que sean efectivos los receptores de rayos, deben proveer un camino metálico a tierra para propagar la caída con el mínimo daño.

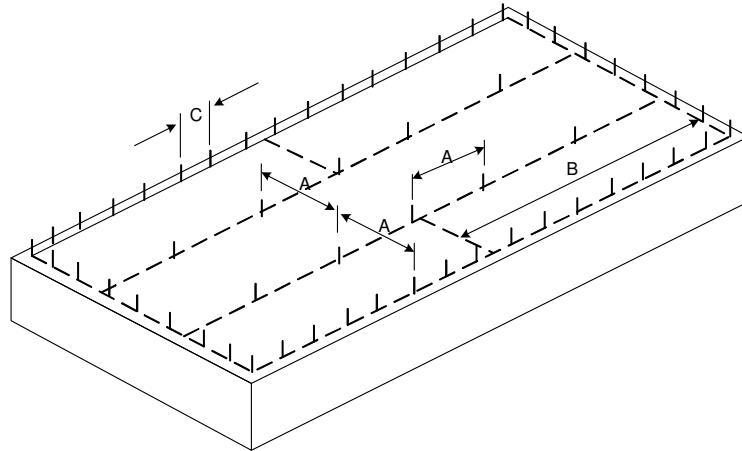
Los sistemas de protección contra rayos consisten en las siguientes tres bases que proveen baja impedancia:

- Un sistema de interrupción contra caídas, ubicadas en el techo o en otra localidad elevada.
- Un sistema de puesta a tierra.
- Un conductor que conecte el sistema de interrupción contra caídas y el sistema que va hacia tierra.

3.8 Criterios generales

- La protección contra rayos debe estar diseñada de acuerdo a la norma NFPA-780-2004 [20].

- Depósitos metálicos, equipamiento y estructuras encontradas frecuentemente en la industria petrolera, que están en contacto directo con la tierra, deben estar lo suficientemente puestos a tierra para asegurar de las descargas atmosféricas.
- Generalmente todos los objetos de aislamiento y los que se encuentran elevados como lo son las chimeneas, columnas, estructuras, entre otros, deben estar a tierra.
- Estructuras localizadas dentro de las zonas de protección deben ser consideradas como suficiente protección en contra de las descargas eléctricas y no como una protección adicional.
- Estructuras con marcos metálicos, barriles u otro equipo no protegido, como se describió arriba, deben estar a tierra por los menos a través de dos (2) conexiones al sistema de puesta a tierra.
- Estructuras no localizadas dentro de las zonas de protección deben estar protegidas contra daños por descargas atmosféricas. Las estructuras a ser consideradas son las siguientes:
 1. Estructuras actualmente ocupadas por el personal.
 2. Estructuras que contienen una cantidad considerable de materiales inflamables y de combustible.
 3. Estructuras que, si sufren algún daño, pueden causar grandes pérdidas en ella misma o en otras estructuras.
- La resistencia de la tierra no debe exceder los cinco (5) ohmios.
- Los sistemas de protección deben estar hechos de materiales resistentes a la corrosión. El cobre utilizado debe tener un 95% de conductividad.
- Los componentes de cobre instalados dentro de 600 mm del tope de la chimenea o del ventilador de emisión de gases corrosivos, deben seguirse por la norma NFPA-780-2004 [20].
- Techos planos o inclinados que excedan los 15m en anchura o longitud deben tener aparatos contra rayos localizados en intervalos que no excedan los 15m, como se muestran en la figura a continuación.



- A: 15 m (50 ft) espacio máximo entre terminales al aire.
- B: 45 m(150 ft) máxima longitud de los conductores cruzados, permitiendo sin una conexión, desde el conductor cruzado al conductor del perímetro principal.
- C: 6 m (20 ft) or 7.6 m (25 ft) máximo espacio entre los terminales al aire a lo largo del borde.

Figura 1. Terminales para techos planos.

- Si el perímetro de la estructura es mayor a 76 m debe tener conductores bajantes a tierra cada 30m según la norma NFPA-780-2004 [20].
- Las barras de tierra no deben ser menores a 15,9 mm en diámetro y 2,4 m de longitud. Las barras deben estar libres de pintura. A su vez, las barras deben tener una profundidad desde la superficie del terreno hasta el fondo de la jabalina, no mayor de 3m dentro de la tierra. La tierra debe ser compacta, en la figura 2 se muestra como deben ser instaladas estas barras de tierra.

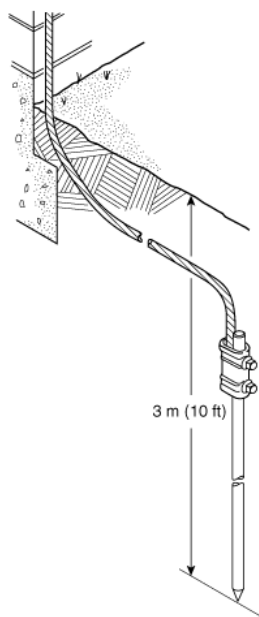


Figura 2. Instalación de una sola vara de tierra

- Los conductores bajantes deben ser de cobre con barra concéntrica y su diámetro depende de la altura, según la norma NFPA-780-2004 [20].
- La zona de protección contra rayos debe estar basada en la distancia de choque del área de descargas, esto es, la distancia sobre la cual finaliza la descarga a tierra.

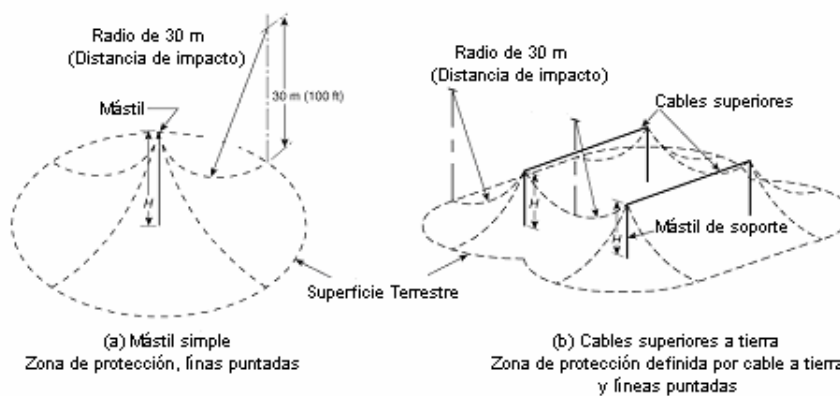


Figura 3. Zona de protección según lo indicado en la norma NFPA-780-2004

Para prevenir los rayos, la mínima distancia entre la zona de protección y la estructura protegida no debe ser menor que la distancia obligatoria (30m). la distancia debe ser calculada por la siguiente fórmula:

$$D = \frac{h}{6} \quad (3.16)$$

Donde,

D: Distancia del mástil (pies).

h: Altura de la estructura.

Para el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas se consideró la metodología desarrollada en la Norma NFPA 780 año 2004, la cual se basa en el modelo de la esfera rodante.

Tabla 3.5. Norma y radio de esferas equivalentes

| Norma | Radio (m) | Radio (ft) |
|----------|-----------|------------|
| NFPA 780 | 45,7 | 150 |

- Radios de protección

Para el cálculo de los Radios de Protección se utilizaron las siguientes ecuaciones:

P1, P2: Punto de discriminación

X: Distancia de descarga

R, D: Distancia de protección horizontal y altura B

G: Elevación mínima completamente protegida.

Si $H \leq X$

$$D = H * \sqrt{\frac{2X}{H} - 1} - B * \sqrt{\frac{2X}{B} - 1} \quad (3.17)$$

$$R = (H - G) * \sqrt{\frac{2X}{H - G} - 1} - (B - G) * \sqrt{\frac{2X}{B - G} - 1} \quad (3.18)$$

Si $S \leq 2X$

$$G = H - X + \sqrt{X^2 - \left(\frac{S}{2}\right)^2} \quad (3.19)$$

Si $H > X$

$$D = X - B * \sqrt{\frac{2X}{H} - 1} \quad (3.20)$$

Si $G < 0$, no hay protección.

Radio Horizontal protegido por la punta

$$D = \sqrt{H(2X - H)} \quad (3.21)$$

D : radio horizontal

X: Distancia de descarga

H: altura del mástil

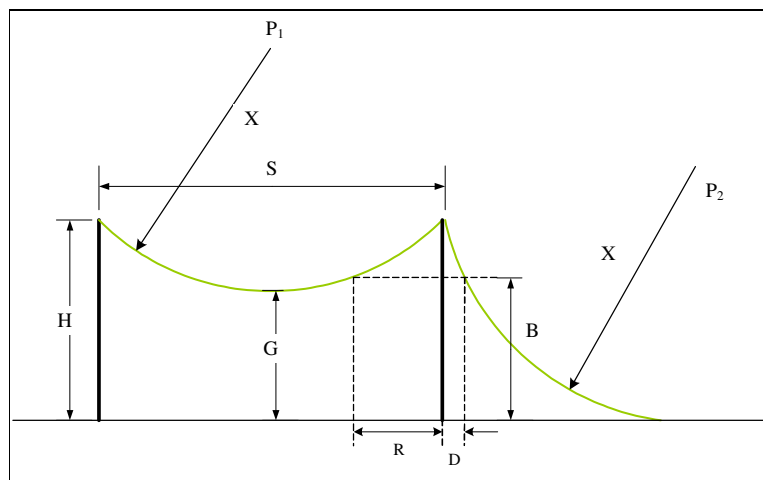


Figura 4. Radios de protección

En la tabla siguiente, se presentan los radios de protección calculados con las ecuaciones (3.17) a (3.21), dependiendo de la altura de instalación y la altura estudiada. Estos son utilizados para la disposición de los sistemas externos de captación de rayos.

Tabla 3.6: Radios de protección a diferentes alturas para un solo mástil

| NFPA 780 | Radio de protección a la altura B (m) | | | |
|---------------------------------------|--|-------|-------|-------|
| Altura de Instalación de mástil H (m) | x = 10 | x = 6 | x = 3 | x = 0 |
| 20 | 9,25 | 15,13 | 21,52 | 37,66 |
| 15 | 5,32 | 11,18 | 17,57 | 33,63 |
| 12 | - | 8 | 14,5 | 31,1 |
| 6 | - | - | 6.4 | 23 |

En la instalación de dos mástiles de 20 m de altura (H) a 50 m de separación (S) se obtiene una altura mínima de protección de $G=12,55$ m, por lo que cualquier equipo de altura inferior a G estará dentro de la zona de protección.

Adicionalmente, se tomaron en cuenta los criterios de diseño basados en el estándar NFPA 780 para la colocación de sistemas de protección externos en edificaciones, en donde se utilizan las anteriores distancias entre los dispositivos de captación del rayo y entre los conductores que conforman la malla de conexión entre ellos.

PARTE IV

CÁLCULO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

4.1 Introducción

En esta parte se incluyen los tipos y montajes de las luminarias para las diferentes áreas. La distribución de las luminarias debe ser el adecuado a los niveles de tensión.

4.2 Bases y Criterios

Los siguientes criterios fueron utilizados para el desarrollo para el siguiente documento:

- Un factor de mantenimiento de 0,65 será utilizado
- Los niveles promedios de las carreteras serán de 10 lux, de acuerdo con lo establecido en COVENIN 2249-93 [21].
- Los niveles promedios de la planta incluyendo las pipe-racks serán de 50 lux, de acuerdo con lo establecido en PDVSA 90619.1.087 [22].
- La simulación será realizada en el software DIALux 4.1.
- El diseño de la iluminación para la parte exterior debe estar basada en el uso máximo de luminarias.
- En áreas, donde no se compensó la iluminación por medio de las luminarias, las instalaciones locales deberán estar provistas de iluminación extra. Las instalaciones debe estar localizadas en las

edificaciones, cerca de las válvulas o bombas, en tuberías y lo más cercanas posibles de los instrumentos por los que la iluminación especial para éstos no es necesaria.

4.3 Resultados

El software DIALux 4.1 de simulación fue utilizado para la determinación de los niveles de iluminación.

4.3.1 Iluminación de las vías

Para la iluminación de las carreteras fueron utilizadas luminarias de Alta Presión de Sodio (*High Pressure Sodium HPS*), montada en postes con alturas de 10m. La distancia entre postes es de aproximadamente 30m para un total de 147 lámparas. Las luminarias HPS tendrán las siguientes características: 250 W, 12.700 lm, 208 Vac y bifásico. Todo está regido bajo la norma PDVSA N-201 [2].

4.3.2 Iluminación de Pipe-Rack

Según la norma PDVSA N-201 [2], la iluminación del pipe-rack deberá ser realizada con lámparas con alta intensidad de descarga específicamente lámparas de alta presión de sodio. Las luminarias serán del tipo colgante y estarán dispuestas a lo largo del pipe-rack equidistantes por 10m para un total de 79. La altura colgante será de 4,2m por encima de los pipe-rack. La características de las luminarias serán: 200W, 22.000lm, 208Vac y bifásico.

Mientras el pipe-rack esté ubicado a lo largo de la planta, los niveles de iluminación estarán influenciados por la iluminación total localizado a lo largo de la planta, por lo que el nivel de iluminación promedio es de 50 lux.

4.3.3 Área de iluminación de la planta de procesamiento

Las luminarias de la planta de procesamiento serán de metal-halógeno montadas en postes con una altura de 10m. Con dos (2) luminarias por poste, los postes de distribución dependerán de la localización de los equipos de proceso como bombas, válvulas, tanques, etc. Las características de las luminarias son: 400W, 36.000lm, 208Vac y dos (2) fases. Serán utilizadas en total 224 luminarias.

El promedio de iluminación en la planta será de 50 lux.

A lo largo del estudio, la planta estuvo dividida en las áreas a continuación:

Área de Procesamiento

- Área de procesamiento 1: enfriadores de regeneradores de gas y absorbedores de mercurio (en un futuro).
- Área de procesamiento 2: absorbedores de tamiz molecular.
- Área de procesamiento 3: compresores de generadores de gas y calentadores y filtros de entrada de gas.
- Área de procesamiento 4: filtros de polvo, sistemas de condensación y metanol.
- Área de procesamiento 5: filtros separador de entrada y filtro de flujos.

Pipe-rack

Área de servicio

- Área de servicios 1: sistema de agua contra incendios.
- Área de servicios 2: sistemas de aguas crudas.

- Área de servicios 3: sistemas de gas.
- Área de servicios 4: paquete de instrumentos de aire.
- Área de servicios 5:K.O tambores y bombas.

4.3.4 Iluminación de emergencia

Alrededor del 30% de la iluminación de la planta será alimentada a través de tableros respaldados por un sistema de generación de emergencia. Las luminarias del pipe-rack tendrá un total de 24 luminarias de HPS, con una distancia de aproximadamente de 10m entre ellas, colgantes con una altura de 4,2m. Las características de las luminarias son: 200W, 22.000lm, 208Vac.

El área de procesamiento de la planta estará iluminada con un total de 79 luminarias montadas en postes de 10 m de altura. Las luminarias tendrán las siguientes características: 400W, 36.000lm, 208Vac y dos (2) fases.

Todas las luces de emergencia serán incluidas en las seis (6) zonas especificadas anteriormente.

El nivel de iluminación del área de procesamiento de la planta es de 50 lux.

A continuación se dará una breve explicación de cómo se calcula la iluminación.

Para la iluminación exterior se empleará el Método del Punto a Punto:

Mediante este método se calcula las iluminancias de varios puntos de la calzada, aplicando la fórmula:

$$E_{\alpha} = \frac{(I_{\alpha} \times \cos^3 \alpha)}{h^2}, \text{ donde}$$

$E\alpha$ = Iluminancia de un punto de la calzada en Lux (valor inicial a la puesta en servicio)

$I\alpha$ = Intensidad luminosa en lux, obtenida de la curva de distribución.

H = Altura del punto de luz sobre la calzada en metros

α = Ángulo que forma el rayo incidente con la vertical que pasa por la luminaria.

Conocidas las iluminaciones de varios puntos, se obtiene la iluminación media. Este método de cálculo, aunque es muy exacto, resulta lento y laborioso, por lo que en la práctica se recurren a programas computacionales que utilizan las curvas fotométricas suministradas por el fabricante.

Para una distancia de 6 metros en la calzada y 12 metros de altura tenemos que el ángulo α es el siguiente:

$$\alpha = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{6}{12}\right) = 26,56^\circ$$

Con un $E\alpha=12700$ Lux y el ángulo obtenido, sustituyendo en la fórmula tenemos lo siguiente:

$$E\alpha = \left(\frac{12700 \times \text{Cos}^3 26,56}{12^2}\right) = 63,11 \text{ Lux}$$

Igualmente se sustituyen los valores para las distancias de 12,18,22,25,30,40 y 50 metros, obteniendo los siguientes valores para el ángulo α :

Siendo 50 metros la distancia máxima de separación entre poste y poste ubicados en un mismo lado de la calzada.

Calculando un promedio para los niveles de iluminación calculados tenemos lo siguiente:

$$E_{med} = \left(\frac{E\alpha_6 + E\alpha_{12} + E\alpha_{18} + E\alpha_{22} + E\alpha_{25} + E\alpha_{30} + E\alpha_{40} + E\alpha_{50}}{8}\right) = \frac{400}{8} = 50 \text{ Lux}$$

Nivel lumínico obtenido: 50 Lux

CONCLUSIONES

El presente Trabajo Especial de Grado representó un primer acercamiento al campo laboral en el ámbito de la ingeniería, en el cual se realizó el diseño a nivel de ingeniería básica de la subestación eléctrica, para la alimentación de una planta de acondicionamiento de gas, que surtirá gas al mercado interno. Tan importante como las actividades ya descritas en los capítulos de este documento, lo fue este primer acercamiento en el ámbito de la ingeniería a nivel de consultoría, donde convergen un gran número de profesionales con un fin común, satisfacer los requerimientos impuestos por el Cliente bajo los más altos estándares de calidad y confiabilidad. En este caso particular regirán las bases de la ingeniería de detalle del proyecto PAGMI, como resultado de una constante interacción Empresa-Cliente respecto a los productos ofrecidos, considerando las observaciones de este, con la finalidad de que los productos se adapten lo mejor posible a sus necesidades.

Cada una de las actividades realizadas en este proyecto permitió la visualización de los pasos necesarios para la elaboración de productos, desde la recopilación de los datos particulares de diseño, bibliografía, etc., hasta la obtención de los productos finales después de sus respectivas revisiones.

Para la realización de este trabajo fue necesaria la puesta en práctica de algunos de los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera y de otros de carácter teórico y práctico adquiridos durante la elaboración y entrega de productos, a través de la revisión de normas, catálogos y consulta a expertos de Empresas Y&V.

Durante el tiempo estipulado para este Trabajo Especial de Grado se observó la importancia del uso de herramientas computacionales de uso frecuente para la realización del diseño eléctrico como lo son: el ETAP,

cuyos métodos de cálculo y sugerencias están sustentadas en normas internacionales, con el cual fue posible la realización de los flujos de carga y de cortocircuito; y el DIALUX, que permitió el diseño de los sistemas de iluminación exterior de la subestación, donde se modelaron los espacios a iluminar. Además del uso de los ya mencionados programas para el diseño en la rama de electricidad, se observó el uso común de todas las disciplinas de ingeniería del programa de dibujo AUTOCAD para la elaboración de planos.

Se reconoció la importancia de la realización de una correcta especificación de equipos y de la elaboración de listas y materiales eléctricos para la procura de los mismos. Para la primera se deben tomar en cuenta tanto las condiciones ambientales, eléctricas y mecánicas a las que estarán expuestos estos, así como también lo son los requerimientos necesarios para la construcción de los mismos, esto de acuerdo a normas internacionales o propias del Cliente. Y la segunda que compila en una lista todos los equipos necesarios para la instalación de la subestación.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda definir de manera clara y detallada los requerimientos por parte del cliente de un proyecto antes de iniciar éste. Esto podría disminuir significativamente el tiempo de ejecución de la ingeniería a ejecutar.
- Para la realización de diagramas unifcables, esquemáticos de control y planos en general se recomienda tener conocimientos básicos de AUTOCAD, debido a que es una herramienta ampliamente utilizada en todas las ramas de la ingeniería, ya que en los planos es posible visulizar de una manera rápida las descripciones realizadas en los productos (documentos) dirigidos al Cliente.
- Para la realización del diseño eléctrico se recomienda la familiarización por parte de los ingenieros de proyectos y pasante en el área de electricidad de programas computacionales de uso frecuente como lo son por ejemplo el ETAP y el DIALUX con los cuales es posible obtener cálculos de alta precisión de una manera rápida y libre de errores una vez modelado el sistema bajo estudio y se establezcan los respectivos casos bajo estudio.
- La actualización constante de la información manejada dentro de la dinámica del proyecto, la cual afecta los productos a ser entregados al Cliente en las subsecuentes revisiones de los mismos, que en algunos casos involucran la realización de nuevos cálculos y la actualización de otros ya realizados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PDVSA N-252-1996. *General Specification for Electrical Engineering Design*, (Norma) --New York: Estados Unidos, 1996. p. 13-18.
- [2] PDVSA N-201-1994. *Obras Eléctricas*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1994. p. 84-89.
- [3] PDVSA 90619.1.053-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 113-118.
- [4] PDVSA 90619.1.054-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 85-96.
- [5] API 541-1995. *Form-Wound Squirrel-Cage Induction Motors-500 Horsepower and Larger*, (Norma)—California: Estados Unidos, 1995. p. 55-74.
- [6] IEEE 841-2001. *IEEE Standard for Petroleum and Chemical Industry-Severe Duty Totally Enclose Fan Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors-Up to and Including 370 kW(500HP)*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2001. p. 96-112.
- [7] NEMA ICS 3-00-1993. *Industrial Control and Systems: Medium Voltage Controllers rated 2001 to 7200 Vac*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1993. p. 41-64.
- [8] ANSI C57.12.10-1997. *American National Standard for Transformers-230kV and Below 833/958 through 8333/10417kVA, Single Phase, and 750/862 through 60000/800000/1000000kVA, Three Phase Without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60000/800000/1000000kVA with Load Tap Changing-Safety Requirements*, (Norma)—California: Estados Unidos, 1997. p. 83-100.

- [9] ANSI C37.010-1999. *IEEE Application guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current Basic*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1999. p. 25-37.
- [10] ANSI C37.06-2000. *American National Standard for Low-Voltage Power Circuit Breakers and AC Power Circuit Protectors, Preferred Ratings, Related Requiriments and Application Recommendations*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2000. p. 36-58.
- [11] ANSI C84.1-1995. *American National Standard for Electric Power System and Equipment-Voltage Ratings (60Hz)*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1995. p. 41-73.
- [12] PIP ELCGL01. *Electrical Design Criteria*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2001. p. 22-60.
- [13] PDVSA 90619.1.057-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 26-35.
- [14] FONDORAMA 200:2004. *Código Eléctrico Nacional*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 2004. p. 120-152.
- [15] PDVSA 90619.1.056-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 75-85.
- [16] PDVSA N-258. *Battery Chargers for Station Batteries*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 2001. p. 39-58.
- [17] ANSI C37.20.1-2002. *IEEE Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage Power Circuit-Breaker Switchgear*, (Norma) --New York: Estados Unidos, 2002. p. 65-84.
- [18] IEEE 80-2000. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, (Norma) --California: Estados Unidos, 2000. p. 165-179.

- [19] PDVSA K-308. *Distributed Control Systems*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1994. p. 21-38.
- [20] NFPA-780-2004. *Standards for the Installation of Lightning Protection System*, (Norma) –New York: Estados Unidos, 2004. p. 80-96.
- [21] CONVENIN 2249-93. *Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p.º24-25-34.
- [22] PDVSA 90619.1.087. *Niveles de Iluminación para Diseño*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p. º1.

BIBLIOGRAFÍA

- **Normas**

PDVSA N-252-1996. *General Specification for Electrical Engineering Design*, (Norma) --New York: Estados Unidos, 1996. p. 13-18.

PDVSA N-201-1994. *Obras Eléctricas*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1994. p. 84-89.

PDVSA 90619.1.053-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 113-118.

PDVSA 90619.1.054-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 85-96.

API 541-1995. *Form-Wound Squirrel-Cage Induction Motors-500 Horsepower and Larger*, (Norma)—California: Estados Unidos, 1995. p. 55-74.

IEEE 841-2001. *IEEE Standard for Petroleum and Chemical Industry-Severe Duty Totally Enclose Fan Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors-Up to and Including 370 kW(500HP)*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2001. p. 96-112.

NEMA ICS 3-00-1993. *Industrial Control and Systems: Medium Voltage Controllers rated 2001 to 7200 Vac*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1993. p. 41-64.

ANSI C57.12.10-1997. *American National Standard for Transformers-230kV and Below 833/958 through 8333/10417kVA, Single Phase, and 750/862 through 60000/800000/1000000kVA, Three Phase Without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60000/800000/1000000kVA with*

Load Tap Changing-Safety Requirements, (Norma)—California: Estados Unidos, 1997. p. 83-100.

ANSI C37.010-1999. *IEEE Application guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current Basic*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1999. p. 25-37.

ANSI C37.06-2000. *American National Standard for Low-Voltage Power Circuit Breakers and AC Power Circuit Protectors, Preferred Ratings, Related Requiriments and Application Recommendations*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2000. p. 36-58.

ANSI C84.1-1995. *American National Standard for Electric Power System and Equipment-Voltage Ratings (60Hz)*, (Norma)—New York: Estados Unidos, 1995. p. 41-73.

PIP ELCGL01. *Electrical Design Criteria*, (Norma)—California: Estados Unidos, 2001. p. 22-60.

PDVSA 90619.1.057-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 26-35.

FONDORAMA 200:2004. *Código Eléctrico Nacional*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 2004. p. 120-152.

PDVSA 90619.1.056-1993. *Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1993. p. 75-85.

PDVSA N-258. *Battery Chargers for Station Batteries*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 2001. p. 39-58.

ANSI C37.20.1-2002. *IEEE Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage Power Circuit-Breaker Switchgear*, (Norma) --New York: Estados Unidos, 2002. p. 65-84.

IEEE 80-2000. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, (Norma) --California: Estados Unidos, 2000. p. 165-179.

PDVSA K-308. *Distributed Control Systems*, (Norma) --Caracas: Venezuela, 1994. p. 21-38.

NFPA-780-2004. *Standards for the Installation of Lightning Protection System*, (Norma) --New York: Estados Unidos, 2004. p. 80-96.

CONVENIN 2249-93. *Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p. 24-25-34.

PDVSA 90619.1.087. *Niveles de Iluminación para Diseño*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p. 1.

- **Catálogos**

ABB. Compass. Solutions for High Voltage Substations.—Estados Unidos: Asea Brown Boveri, .

CABEL. Catálogo general de cables. Caracas: Industria Venezolana de Cables Eléctricos, 1984.

CONAL. Pd Wire & Cable. Valencia: Conductores y Aluminio, 1998.

COOPER. Crouse – Hinds. Product Catalog, 7.000 Edition (catálogo), 2000.

[ANEXO 1]

Análisis de Cargas

1. Algunas consideraciones:

1.1 Datos de Carga Firme:

Son aquellos obtenidos por la observación de las características reales de operación de un equipo y sus ciclos de servicio.

1.2 Demanda máxima para 8 horas:

Es la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 8 horas

1.3 Demanda máxima para 15 horas:

Es la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 15 horas

1.4 Demanda Máxima Ajustada:

Cuando está basada en datos de carga firme, es decir una vez la demanda máxima

1.5 Demanda Máxima Ajustada:

Cuando está basada en datos de carga no firme, es decir 1,2 veces la demanda máxima estimada

1.6 Factor de Demanda:

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema, o parte de un sistema y la carga total conectada del sistema, o parte del sistema.

1.7 Carga Conectada:

Es la sumatoria de los valores nominales de cada equipo, excluyendo las reservas.

1.8 Factor de Carga:

Es la relación entre la carga promedio para un determinado período de tiempo y la carga pico ocurrida durante ese período.

Los diagramas unifilares de las subestaciones deben mostrar toda la información necesaria, para realizar el análisis de cargas.

1.9 Centro de Control de Motores N° (CCM):

Representa la etiqueta del equipo N° y consiste de un máximo de ocho (8) dígitos. Los tres (3) primeros están asignados a la designación del área seguida por el número de la unidad. La cuarta y quinta letra, indican el tipo de centro de control motores en 480 V. CCM significa un centro de control de motores normalizado, TP significa centro de control alterno (“turnaround”) y SB representa un centro de control de reserva. El sexto y séptimo dígitos, son números y están reservados para la numeración del centro de control de motores. El último carácter, A o B, designan la barra a la cual se conecta el CCM.

1.10 Capacidad Nominal de Placa:

Es la capacidad nominal de placa del equipo conectado y deberá indicarse en caballos de fuerza (HP) a menos que se indique lo contrario.

1.11 kVA de Operación Normal:

Se aplica a cargas continuas en operación normal. La información a colocar es el valor de kVA al freno de diseño el cual se considera igual a la potencia al freno del diseño. Todos aquellos valores que no correspondan a motores y motores de operación continua no deben ser colocados en esta clasificación. La potencia al freno de diseño, es la potencia que el equipo accionado requiere en el eje del motor. Los valores de potencia al freno de diseño están incluidos en el listado de motores.

1.12 KVA de Operación Intermitente:

Se aplica a cargas discontinuas en operación normal y para cargas que no son motores tales como: iluminación, aire acondicionado, térmico eléctrico, instrumentación, válvulas motorizadas, etc. El valor de kVA para las cargas de los motores está determinada calculando los kVA al freno de diseño correspondientes a la condición normal de operación y luego multiplicándolo por el factor de operación.

1.13 Factor de operación:

El factor de operación se calcula dividiendo el período de tiempo de operación real entre el tiempo total correspondiente a ese período. Para el cálculo de éstos, es usual considerar un período de

8 horas. El valor de los kVA de operación intermitente de sistemas no continuos de aire acondicionado, debe determinarse de la manera antes indicada.

Para cargas debidas a iluminación e instrumentación, el valor de los kVA de operación intermitente será la carga conectada y no la capacidad del transformador. Usar un factor de demanda de 1,0.

Las cargas del panel de tomacorriente deberán multiplicarse por un factor de 0,5 para determinar el valor de kVA de operación intermitente. A su vez, se utilizará la carga del tablero y no la capacidad del transformador.

1.14 Cargas de Reserva:

Cuando un motor de reserva esté conectado al mismo CCM del motor principal, la potencia del mismo no se incluirá en el cálculo del valor de los kVA de demanda máxima de operación del CCM. Sin embargo, cuando el motor principal no esté conectado al mismo CCM, los kVA al freno de diseño deben listarse e incluirse en el valor de los kVA de máxima demanda de operación del CCM. Estos casos deben indicarse a fin de que en el transformador aguas arriba, cuando el motor principal como el de reserva sean alimentados desde la misma barra, la carga de reserva sea restada del valor de los kVA de demanda máxima.

1.15 Máxima Demanda de 8 Horas del CCM:

Es la sumatoria de todas las cargas de operación normal e intermitentes

1.16 Máxima Demanda de 15 Minutos del CCM:

Es la sumatoria de todas las cargas de operación normal, intermitente y de motores de reserva. La razón por la cual se incluyen los motores de reserva es porque éstos podrían operar simultáneamente con los motores de operación normal.

1.17 Número de Etiqueta del Transformador:

Es el número de etiqueta del equipo, en este caso transformador, y consiste de un máximo de ocho (8) dígitos. Los tres primeros dígitos están asignados a la designación del área seguida por el número de la unidad. La cuarta y la quinta letra PT, significan Transformador de Potencia. El sexto y séptimo dígito están reservados para la numeración del transformador. El último carácter, A o B, designa la barra a la cual se conecta el secundario del transformador.

1.18 Capacidad Nominal:

Es la capacidad base o de placa del equipo conectado.

1.19 Servicio:

Es el equipo normalmente conectado con el interruptor de enlace abierto a la barra respectiva.

Las cargas de Operación continuas, intermitentes y de reserva están definidas en los listados de identificación del Centro de Control de Motores.

[ANEXO 2]

Tabla C4: Misceláneos datos de tableros de kv

| Valor Nominal del Transformador (kVA) Corriente | | Corriente Simétrica de Cortocircuito (kA-Eficaz) | Corriente de Régimen Continuo (A) 1.1.1 |
|--|-------|---|--|
| 65°C OA | 65°C | | |
| 1.000 | 1.150 | 2,66 | 1.200 |
| 1.500 | 1.725 | 3,97 | 1.200 |
| 2.000 | 2.300 | 5,23 | 1.200 |
| 2.500 | 3.125 | 6,47 | 1.200 |
| 3.750 | 4.687 | 9,46 | 1.200 |
| 5.000 | 6.250 | 12,29 | 1.200 |
| 7.500 | 9.375 | 17,58 | 2.000 |

NOTAS:

- A. Los valores de la columna (3) no incluyen la contribución del motor.
- B. La columna (4) aplica solamente a los interruptores principal y de enlace.

[ANEXO 3]

PDVSA 90619.1.1053

Tabla C5: Datos del tablero de potencia de media tensión

| TABLA C5 | | |
|---|--|--------|
| MISCELANEOS | | |
| DATOS DEL TABLERO DE POTENCIA DE MEDIA TENSION | | |
| TENSION NOMINAL | 4,16 kV | 2,4 kV |
| CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO CLASE | 250 o 350 MVA | |
| TENSION MAXIMAL MAX. | 4,76 kV | 2,5 kV |
| NIVEL DE AISLAMIENTO A 60 Hz | 19 kV | (**) |
| CORRIENTE DE REGIMEN CONTINUO (*) | 1200 (Aplica solo a los interruptores de salida. | 1200A |
| CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (EFICAZ) | 29 kA o según sea (**) necesario | |
| CAPACIDAD CIERRE Y ENGANCHE (MOMENTANEA EFICAZ) | 58 kA o según sea (**) necesario | |
| TIEMPO DE INTERRUPCION NOMINAL | 5 Ciclos | |

NOTAS:

- (*) Para los datos de corriente de régimen continuo de los interruptores principal y de enlace, usar la [Tabla C4](#), columna (4).
- (**) Debido a que 2,4 kV no es un nivel de tensión recomendado por las normas NEMA, se deberá consultar con el fabricante el uso de estos valores nominales.

[ANEXO 4]

NEMA ICS 3-1993

Tabla 1-4-1: Valores de corriente continua

Table 1-4-1 Continuous current ratings of Class E controllers and line contactors

| Horsepower ratings at utilization voltages* | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|
| Size of controller and contactor | Enclosed current ratings | | 2300 volts, three-phase | | | 4000 volts, three-phase | | | 6600 volts, three-Phase | | |
| | | | Induction motors | Synchronous motors | | Induction motors | Synchronous motors | | Induction motors | Synchronous motors | |
| | Con- tinuous | Service limit** | | 80% power factor | 100% power factor | | 80% power factor | 100% power factor | | 80% power factor | 100% power factor |
| H2 | 180 | 207 | 700 | 700 | 900 | 1250 | 1250 | 1500 | 2000 | 2000 | 2500 |
| H3 | 360 | 414 | 1500 | 1500 | 1750 | 2500 | 2500 | 3000 | 4000 | 4000 | 5000 |
| H4 | 540 | 621 | 2250 | 2250 | 2500 | 4000 | 4000 | 4500 | 6000 | 6000 | 7500 |
| H5 | 630 | 724 | 2500 | 2500 | 3000 | 4500 | 4500 | 5000 | 7000 | 7000 | 8250 |
| H6 | 720 | 828 | 3000 | 3000 | 3500 | 5500 | 5500 | 6000 | 8000 | 8000 | 10000 |

*Horsepower ratings are shown only for reference.

**1.15 times the continuous current.

[ANEXO 5]

IEEE 841-2001

Tabla 1

Table 1 – Preferred ratings for indoor circuit breakers with voltage range factor K=1.0*

| Line No. | Rated Maximum Voltage (1) kV, rms Col 1 | Rated Voltage Range Factor K Col 2 | Rated Continuous Current Amperes, rms Col 3 | Rated Short-Circuit and Short-Time Current kA, rms Col 4 | Rated Transient Recovery Voltage (3) | | Rated Interrupting Time (5) ms Col 7 | Maximum Permissible Tripping Time Delay Y sec Col 8 | Rated Closing and Latching Current (2) kA, peak Col 9 |
|----------|---|---------------------------------------|--|---|--|---|--|---|---|
| | | | | | Rated Peak Voltage E ₂ kV, peak Col 5 | Rated Time to Peak T ₂ (4) μ sec Col 6 | | | |
| 1 | 4.76 | 1.0 | 1200, 2000 | 31.5 | 8.9 | 50 | 83 | 2 | 82 |
| 2 | 4.76 | 1.0 | 1200, 2000 | 40 | 8.9 | 50 | 83 | 2 | 104 |
| 3 | 4.76 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 50 | 8.9 | 50 | 83 | 2 | 130 |
| 4 | 8.25 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 40 | 15.5 | 60 | 83 | 2 | 104 |
| 5 | 15 | 1.0 | 1200, 2000 | 20 | 28 | 75 | 83 | 2 | 52 |
| 6 | 15 | 1.0 | 1200, 2000 | 25 | 28 | 75 | 83 | 2 | 65 |
| 7 | 15 | 1.0 | 1200, 2000 | 31.5 | 28 | 75 | 83 | 2 | 82 |
| 8 | 15 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 40 | 28 | 75 | 83 | 2 | 104 |
| 9 | 15 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 50 | 28 | 75 | 83 | 2 | 130 |
| 10 | 15 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 63 | 28 | 75 | 83 | 2 | 164 |
| 11 | 27 | 1.0 | 1200 | 16 | 51 | 105 | 83 | 2 | 42 |
| 12 | 27 | 1.0 | 1200, 2000 | 25 | 51 | 105 | 83 | 2 | 65 |
| 13 | 38 | 1.0 | 1200 | 16 | 71 | 125 | 83 | 2 | 42 |
| 14 | 38 | 1.0 | 1200, 2000 | 25 | 71 | 125 | 83 | 2 | 65 |
| 15 | 38 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 31.5 | 71 | 125 | 83 | 2 | 82 |
| 16 | 38 | 1.0 | 1200, 2000, 3000 | 40 | 71 | 125 | 83 | 2 | 104 |

*For preferred capacitance current switching ratings, see Table 1A.
 For preferred dielectric ratings, see Table 4.
 For circuit breakers with rated voltage range factor K greater than 1.0, see Tables A1 and A1A.
 See page 8 for notes.

[ANEXO 6]

Flujo de carga

1. Introducción

Los estudios de flujo de carga determinan las tensiones, corrientes, potencias activas, reactivas y el factor de potencia del sistema. Estos estudios son una excelente herramienta para el diseño de sistemas eléctricos. Numerosos procedimientos pueden ser analizados, también las contingencias como lo serían las pérdidas de un generador, de una línea de transmisión, un transformador o una carga. Estos estudios alertarán a los futuros usuarios ante las condiciones de falla.

La planificación, diseño y operación de los sistemas de potencia requieren cálculos que analicen el comportamiento en el estado estacionario del sistema bajo estudio, estos por medio de diferentes condiciones de operación y del estudio de los efectos de cambio de la configuración de los equipos.

Algunos ejemplos del uso de los estudios de flujo de carga son los siguientes:

- Componentes a utilizar en el sistema
- Tensiones en el estado estacionario
- Flujo de potencia reactiva
- Ajustes de los transformadores
- Pérdidas en el sistema
- Puntos de excitación y regulación de la tensión del generador
- Comportamiento ante condiciones de falla

Los estudios de flujo de carga pueden también ser utilizados para optimizar el tamaño y la localización de los capacitores en el mejoramiento del factor de potencia. También, los estudios son muy utilizados para determinar la tensión del sistema bajo condiciones falla.

El resultado del estudio de flujo de carga sirve para determinar los puntos iniciales de estudios de estabilidad. En la actualidad, es ampliamente utilizado programas computacionales para el cálculo de este tipo de sistemas que cada vez son más complejos.

2. Cálculo del flujo de carga

El cálculo del flujo de carga es una solución de problemas en el sistema. Las tensiones y corrientes están relacionadas con la ecuación a continuación:

$$[I] = [Y] [V] \quad (5.1)$$

Donde:

- [I] es el vector total de las corrientes de secuencia positiva
- [V] es el vector total de las tensiones de secuencia positiva
- [Y] matriz de admitancias del sistema

La ecuación (5.1) es una ecuación algebraica lineal con coeficientes complejos. Si [V] o [I] fuesen conocidas, la solución a estas cantidades desconocidas, pueden ser obtenidas por la aplicación de una cantidad de técnicas de solución para sistemas lineales.

A consecuencia de las características de generación y de carga, las condiciones de cada punto son descritas como normales en términos de

potencia activa y reactiva (P y Q respectivamente). La corriente a través de estos puntos de estudio se obtienen de la siguiente manera:

$$I_i = \frac{(P_i + jQ_i)^*}{V_i^*} \quad (5.2)$$

Donde * significa conjugado de una cantidad compleja. Al combinar las ecuaciones (5.1) y (5.2) se obtiene:

$$\left[\frac{P - jQ}{V^*} \right] = [Y][V] \quad (5.3)$$

La ecuación (5.3) es no lineal y no puede ser resuelta por técnicas practicadas para la resolución de matrices. A consecuencia, la resolución de este tipo de procedimiento se realiza a través de métodos iterativos.

Muchas de estas variaciones están basadas en una o en dos técnicas básicas ellas son:

- Técnica de Gauss – Seidel
- Técnica de Newton – Raphson

La preferida y más comercial es la técnica de Newton – Raphson. La utilizada en el actual estudio es la de Newton – Raphson.

Técnica iterativa de Newton – Raphson

No todos los sistemas pueden ser resueltos eficientemente por el método de Gauss – Seidel, ya que este método converge bastante lento y a veces no converge del todo. Para aquellos problemas que no pueden ser resueltos por Gauss – Seidel, pueden ser resueltos por el método de Newton – Raphson.

Esta aproximación utiliza las derivadas parciales de las relaciones del flujo de carga, para estimar los cambios en las variables independientes que se requieren para encontrar la solución. En general, la técnica de Newton – Raphson consigue la conversión usando más iteraciones que en el método Gauss – Seidel.

Para aplicar la técnica Newton- Raphson, se deben expresar las ecuaciones no lineales como se muestran a continuación:

$$\begin{aligned} P_1 &= V_1(Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3) \\ P_2 &= V_2(Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3) \\ P_3 &= V_3(Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3) \end{aligned} \quad (5.4)$$

Pequeños cambios en las tensiones (ΔV) pueden causar pequeños cambios a su vez en las potencias (ΔP). Una linealización aproximada de la potencia puede ser cambiar el sistema en función de la tensión,

$$[\Delta P] = [J] [\Delta V] \quad (5.5)$$

Donde [J] es el jacobiano de la matriz, el cual contiene las derivadas parciales de la potencia respecto a la tensión para cada uno de los voltajes, V1, V2 y V3.

En flujos de carga V1 es especificado como V1=0. Entonces ΔP_1 tampoco es tomada en cuenta, por lo que;

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Cambiando el orden de las variables en la ecuación se obtiene:

$$[\Delta V] = [J^{-1}] [\Delta P] \quad (5.7)$$

El estudio de carga realizado por el método de Newton-Raphson tiene los siguientes pasos:

- a) Paso 1: Asignar valores estimados a V_2 y V_3
- b) Paso 2: Escribir el sistema dado por (5.4)
- c) Paso 3: Escribir los valores de ΔP , de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= P_2 - P'_2 \\ \Delta P_3 &= P_3 - P'_3 \end{aligned} \quad (5.8)$$

donde la “prima” indica el valor especificado.

- d) Paso 4: Cuando $\Delta P \neq 0$ es consecuencia del error en los voltajes, se puede observar que las tensiones deben ser incorrectas para cantidades que se encuentran bastante próximas a ΔV , como las evaluadas en la ecuación (5.7)

Por lo tanto, la nueva estimación de tensión es:

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}_{\text{NEW}} = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}_{\text{OLD}} - [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Esta es la ecuación básica en el Newton – Raphson. El signo negativo es debido al sentido de ΔP definido.

e) Paso 5: Se reescribe y se invierte la matriz Jacobiana usando los anteriores valores de tensión y se escriben los nuevos voltajes estimados por las ecuaciones (5.8) y (5.9)

[ANEXO 7]

ANSI C84.1-1995

Tabla 1: Tensiones y rango nominales de operación

| VOLTAGE CLASS | Nominal System Voltage (Note b) | | Voltage Range A (Note b) | | Voltage Range B (Note c) | | | |
|----------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--|-----------------|-----------------------------|---|-----------------|-----------------------------|
| | Three-wire Four-wire | Nominal Utilization Voltage (Note a) | Maximum Utilization and Service Voltage (Note d) | Service Voltage | Minimum Utilization Voltage | Maximum Utilization and Service Voltage | Service Voltage | Minimum Utilization Voltage |
| | | | | | | | | |
| Low Voltage (Note 1) | 120/240 | 115 | 126 | 144 | 110 | 127 | 110 | 105 |
| | | 115/230 | 126/252 | 144/288 | 110/220 | 127/254 | 110/220 | 105/210 |
| | 200 | 200 | 210/420 | 197/394 | 197/197 | 200/400 | 197/197 | 197/197 |
| | 230/460 | 230/460 | 230/460 | 230/460 | 230/460 | 230/460 | 230/460 | 230/460 |
| | 480 | 480 | 480/960 | 480/960 | 480/960 | 480/960 | 480/960 | 480/960 |
| | 600 | 600 | 600/1200 | 600/1200 | 600/1200 | 600/1200 | 600/1200 | 600/1200 |
| | 3450 | 3450 | 3450/6900 | 3450/6900 | 3450/6900 | 3450/6900 | 3450/6900 | 3450/6900 |
| | 4800 | 4800 | 4800/9600 | 4800/9600 | 4800/9600 | 4800/9600 | 4800/9600 | 4800/9600 |
| | 6900 | 6900 | 6900/13800 | 6900/13800 | 6900/13800 | 6900/13800 | 6900/13800 | 6900/13800 |
| | 13800 | 13800 | 13800/27600 | 13800/27600 | 13800/27600 | 13800/27600 | 13800/27600 | 13800/27600 |
| Medium Voltage | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 | 4160/8320 |
| | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 |
| | 6900 | 6900 | 6900 | 6900 | 6900 | 6900 | 6900 | 6900 |
| | 13800 | 13800 | 13800 | 13800 | 13800 | 13800 | 13800 | 13800 |
| High Voltage | 11000 | 11000 | 11000 | 11000 | 11000 | 11000 | 11000 | 11000 |
| | 16000 | 16000 | 16000 | 16000 | 16000 | 16000 | 16000 | 16000 |
| | 23000 | 23000 | 23000 | 23000 | 23000 | 23000 | 23000 | 23000 |
| | 34500 | 34500 | 34500 | 34500 | 34500 | 34500 | 34500 | 34500 |
| Extra-high Voltage | 110000 | 110000 | 110000 | 110000 | 110000 | 110000 | 110000 | 110000 |
| | 160000 | 160000 | 160000 | 160000 | 160000 | 160000 | 160000 | 160000 |
| | 230000 | 230000 | 230000 | 230000 | 230000 | 230000 | 230000 | 230000 |
| | 345000 | 345000 | 345000 | 345000 | 345000 | 345000 | 345000 | 345000 |

[ANEXO 8]

PDVSA 90619.1.057

Tabla A1: Capacidad de corriente de cables monopolares 600v para instalación de tubería a la vista

| CAPACIDAD MÁXIMA DE CORRIENTE PARA INSTALACION EN TUBERIA A LA VISTA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|--|----------------------|-----|-----|-------|----------------------|-----|-----|-------|----------------------|-----|-----|-------|----------------------|-----|-----|-------|----------------------|
| TIPO EN CABLE | CALIB. EN CABLE | CAPACIDAD CIB (100%) TEMP. AMB. 30 °C | TEMP. TUBERIA 30 °C | | | | TEMP. TUBERIA 40 °C | | | | TEMP. TUBERIA 45 °C | | | | TEMP. TUBERIA 50 °C | | | | CABLE EN CABLE |
| | | | DISPOSIC. DE TUBERIA | | | | DISPOSIC. DE TUBERIA | | | | DISPOSIC. DE TUBERIA | | | | DISPOSIC. DE TUBERIA | | | | |
| | | | * | *** | *** | ***** | * | *** | *** | ***** | * | *** | *** | ***** | * | *** | *** | ***** | |
| CONDUCTOR LINE CORRIENTE 600V. TEMPERATURA 75 °C | 12 | 20 | 20 | 26 | 26 | 22 | 25 | 20 | 21 | 20 | 23 | 21 | 19 | 18 | 21 | 19 | 18 | 17 | 12 |
| | 18 | 30 | 40 | 36 | 38 | 31 | 35 | 32 | 29 | 28 | 32 | 29 | 27 | 26 | 30 | 27 | 25 | 23 | 18 |
| | 8 | 50 | 51 | 66 | 68 | 60 | 65 | 61 | 58 | 55 | 62 | 58 | 55 | 53 | 60 | 55 | 52 | 50 | 8 |
| | 6 | 65 | 62 | 56 | 52 | 49 | 55 | 50 | 46 | 43 | 51 | 46 | 43 | 40 | 47 | 43 | 39 | 37 | 6 |
| | 4 | 85 | 85 | 77 | 71 | 67 | 75 | 68 | 63 | 59 | 69 | 63 | 59 | 55 | 64 | 58 | 54 | 50 | 4 |
| | 2 | 115 | 113 | 109 | 95 | 89 | 100 | 91 | 84 | 79 | 92 | 84 | 78 | 73 | 85 | 77 | 71 | 67 | 2 |
| | 1 | 120 | 120 | 118 | 109 | 103 | 115 | 104 | 96 | 91 | 104 | 97 | 89 | 84 | 98 | 89 | 82 | 77 | 1 |
| | 1/8 | 150 | 153 | 139 | 129 | 120 | 135 | 123 | 118 | 106 | 125 | 113 | 105 | 98 | 115 | 104 | 96 | 90 | 1/8 |
| | 3/8 | 175 | 169 | 154 | 142 | 134 | 150 | 136 | 128 | 118 | 139 | 126 | 116 | 109 | 127 | 116 | 107 | 100 | 3/8 |
| | 3/8 | 200 | 190 | 180 | 166 | 156 | 175 | 159 | 147 | 138 | 162 | 147 | 136 | 128 | 149 | 135 | 125 | 117 | 3/8 |
| | 4/8 | 200 | 232 | 211 | 195 | 183 | 205 | 187 | 172 | 162 | 190 | 172 | 159 | 150 | 174 | 158 | 146 | 138 | 4/8 |
| | 250 | 255 | 254 | 231 | 214 | 200 | 225 | 204 | 189 | 178 | 208 | 189 | 175 | 164 | 191 | 174 | 161 | 151 | 250 |
| | 300 | 295 | 282 | 257 | 237 | 223 | 250 | 227 | 210 | 197 | 231 | 210 | 194 | 182 | 212 | 193 | 178 | 168 | 300 |
| | 350 | 310 | 311 | 283 | 261 | 244 | 275 | 250 | 231 | 217 | 254 | 232 | 214 | 201 | 234 | 212 | 196 | 185 | 350 |
| | 400 | 325 | 326 | 294 | 269 | 254 | 295 | 268 | 248 | 233 | 272 | 248 | 229 | 215 | 251 | 228 | 210 | 194 | 400 |
| | 500 | 380 | 378 | 344 | 318 | 299 | 335 | 305 | 282 | 264 | 318 | 282 | 260 | 244 | 285 | 259 | 239 | 225 | 500 |
| | 600 | 420 | 418 | 380 | 351 | 330 | 370 | 336 | 310 | 292 | 342 | 311 | 287 | 270 | 314 | 286 | 264 | 248 | 600 |
| 750 | 475 | 475 | 432 | 399 | 375 | 420 | 382 | 353 | 332 | 380 | 354 | 326 | 306 | 357 | 325 | 300 | 282 | 750 | |
| 1000 | 545 | 542 | 494 | 456 | 429 | 480 | 436 | 403 | 379 | 444 | 404 | 373 | 350 | 400 | 371 | 343 | 322 | 1000 | |

NOTAS:

- Las capacidades máximas de corriente mostradas arriba son para 3 cables en un tubo, factor de carga 100%.
- Se utilizaron los siguientes factores de corrección de la corriente nominal según la disposición de la tubería:

| | | | | |
|-----------------|------|------|------|-------|
| DISPOSICION | . | ... | ... | |
| FACTOR DE CORR. | 1,00 | 0,91 | 0,84 | 0,79 |

- Revisar los calibres de los conductores después de la selección del fabricante.

[ANEXO 9]

PDVSA 90619.1.057

Tabla A2: Selección de calibres de cables para circuitos de motores de 460V para instalación en tubería a la vista

| TIPO DE CABLE | | CALIBRE MÍNIMO DE LOS CABLES PARA CIRCUITOS DE MOTORES DE 460 V. PARA INSTALACION EN TUBERÍA A LA VISTA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | MOTOR 460V HP | | | |
|---|----------------|--|-------|----------------------|-----|-----|-----|----------------------|-----|-----|-----|----------------------|-----|-----|-----|----------------------|-----|-----|-----|------|------|---------------------|------|-------|----|
| | | CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR EN AMPS | | TEMP. TUBERÍA 30 °C | | | | TEMP. TUBERÍA 40 °C | | | | TEMP. TUBERÍA 45 °C | | | | TEMP. TUBERÍA 50 °C | | | | | | | | | |
| | | 100 % | 125 % | DISPOSIC. DE TUBERÍA | | | | DISPOSIC. DE TUBERÍA | | | | DISPOSIC. DE TUBERÍA | | | | DISPOSIC. DE TUBERÍA | | | | | | | | | |
| CONDUCTOR DE COBRE 600 V TEMPERATURA 75 °C | MOTOR 460 V HP | 7 1/2 | 11 | 14 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 7 1/2 | |
| | | 10 | 14 | 18 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | |
| | | 15 | 20 | 25 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 15 |
| | | 20 | 26 | 33 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 20 |
| | | 25 | 32 | 40 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 25 |
| | | 30 | 39 | 49 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 30 |
| | | 40 | 52 | 65 | 6 | 6 | 6 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 40 |
| | | 50 | 63 | 79 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 50 |
| | | 60 | 75 | 94 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 60 |
| | | 75 | 93 | 116 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 1/0 | 75 |
| | 100 | 123 | 154 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 2/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 100 | |
| | 125 | 155 | 194 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 3/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 125 | |
| | 150 | 180 | 225 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 4/0 | 250 | 300 | 4/0 | 250 | 300 | 300 | 250 | 300 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 150 | |
| | 200 | 240 | 300 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 400 | 500 | 350 | 400 | 500 | 500 | 400 | 500 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 200 | |
| | 250 | 300 | 375 | 500 | 500 | 500 | 600 | 500 | 500 | 500 | 600 | 750 | 500 | 600 | 750 | 750 | 600 | 750 | 750 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 250 | |

NOTAS:

- 1 Las tablas anteriores son para motores de inducción jaula de ardilla de 460V, de características y velocidades de operación usuales.
- 2 Los calibres de los cables seleccionados tienen una capacidad mínima de corriente igual a 1,25 x corriente a plena carga del motor según el CEN (Col. 4, [Tabla A1](#)).
- 3 Los calibres de los cables de las zonas delimitadas por líneas gruesas, satisfacen los requisitos de la generalidad de las instalaciones
 Utilizar Temp. Conductor: 30°C para uso interior, comercial (Almacenes, Talleres, etc.)
 Utilizar Temp. Conductor: 40°C para uso interior, industrial (Casas de Bombas, etc.)
 Utilizar Temp. Conductor: 50°C para uso exterior en Venezuela.
- 4 En los casos donde se muestren dos cables por fase, se usarán dos tuberías con tres

[ANEXO 10]

PDVSA 90619.1.057

Tabla A3: Capacidades de corriente y factores de corrección

| CAPACIDADES DE CORRIENTE Y FACTORES DE CORRECCION POR NUMERO DE CIRCUITOS PARA CABLES ARMADOS DE TRES Y CUATRO CONDUCTORES CON AISLAMIENTO PVC DE 750V ENTERRADOS DIRECTAMENTE. | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|------|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| CALIBRE DEL CONDUCTOR | FACTORES DE CORRECCION | | | | | | | | | | | | | |
| | RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO (°C x CM/W) | | | | | | | | | | | | | |
| | 150 | 300 | 150 | 300 | 150 | 300 | 150 | 300 | 150 | 300 | 150 | 300 | 150 | 300 |
| AWG / MCM | CAPACIDAD PARA UN CABLE (A) | | NUMERO DE CABLES HORIZONTALES | | | | | | | | | | | |
| | | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 12 | | | | | | |
| 12 | 16,8 | 12,6 | 0,96 | 0,95 | 0,92 | 0,91 | 0,90 | 0,89 | 0,87 | 0,86 | 0,85 | 0,84 | 0,78 | 0,75 |
| 10 | 25,3 | 18,9 | 0,94 | 0,94 | 0,89 | 0,88 | 0,85 | 0,85 | 0,83 | 0,82 | 0,81 | 0,79 | 0,72 | 0,70 |
| 8 | 57 | 42 | 0,84 | 0,83 | 0,74 | 0,73 | 0,69 | 0,67 | 0,64 | 0,63 | 0,61 | 0,60 | 0,51 | 0,49 |
| 6 | 72 | 54 | 0,84 | 0,83 | 0,74 | 0,73 | 0,69 | 0,67 | 0,64 | 0,62 | 0,61 | 0,59 | 0,51 | 0,49 |
| 4 | 94 | 70 | 0,84 | 0,83 | 0,74 | 0,72 | 0,68 | 0,66 | 0,63 | 0,62 | 0,60 | 0,58 | 0,50 | 0,48 |
| 2 | 121 | 91 | 0,84 | 0,82 | 0,73 | 0,71 | 0,68 | 0,65 | 0,63 | 0,61 | 0,60 | 0,58 | 0,50 | 0,47 |
| 1/0 | 156 | 117 | 0,83 | 0,82 | 0,73 | 0,71 | 0,67 | 0,65 | 0,62 | 0,60 | 0,59 | 0,57 | 0,49 | 0,47 |
| 2/0 | 178 | 133 | 0,83 | 0,81 | 0,72 | 0,70 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,60 | 0,59 | 0,57 | 0,49 | 0,47 |
| 4/0 | 228 | 171 | 0,83 | 0,81 | 0,72 | 0,70 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,59 | 0,59 | 0,56 | 0,49 | 0,46 |
| 250 | 250 | 187 | 0,82 | 0,81 | 0,72 | 0,70 | 0,66 | 0,64 | 0,61 | 0,59 | 0,58 | 0,56 | 0,48 | 0,46 |
| 350 | 300 | 225 | 0,82 | 0,81 | 0,71 | 0,69 | 0,66 | 0,63 | 0,61 | 0,59 | 0,58 | 0,56 | 0,48 | 0,46 |
| 500 | 361 | 270 | 0,82 | 0,80 | 0,71 | 0,69 | 0,65 | 0,63 | 0,61 | 0,59 | 0,58 | 0,56 | 0,48 | 0,46 |

CONDICIONES:

- A Conductores de cobre
- B Temperatura de operación del conductor : 75°C
- C Temperatura del suelo : 30°C
- D Resistividad térmica del suelo : 150 y 300°C x CM/W
- E Factor de carga : 100%
- F Cables enterrados directamente a 91 cm de profundidad.
- G Separación mínima entre cables. : 7 cm
- H Cables de tres o cuatro conductores
- I Cables colocados en una capa, horizontalmente
- J Corrientes nominales tomadas de IPCEA-P-46-426 y corregidas según se indica.

[ANEXO 11]

PDVSA 90619.1.057

Tabla A4: Calibre mínimo de conductores armados con aislamiento PVC

| CALIBRE MÍNIMO DE CONDUCTORES PARA CABLES ARMADOS CON AISLAMIENTO PVC 750 V PARA MOTORES TRIFÁSICOS, 460 V, 60 Hz. | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|--------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| HP | CTE. A PLENA CARGA | RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO | | | | | | | | | | | | |
| | | 150 °C x Cm/W | | | | | 300 °C x Cm/W | | | | | | | |
| | | LONGITUD DEL CIRCUITO (m) | | | | | | | | | | | | |
| | | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 | 100 | 200 | 300 | 400 | 500 | | | |
| 0,5 | 1,0 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 |
| 0,75 | 1,4 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 |
| 1,0 | 1,8 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 |
| 1,5 | 2,6 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*10 |
| 2 | 3,4 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*10 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*10 |
| 3 | 4,8 | 3*12 | 3*12 | 3*12 | 3*10 | 3*8 | 3*12 | 3*12 | 3*10 | 3*10 | 3*10 | 3*10 | 3*8 | 3*8 |
| 4 | 6,4 | 3*12 | 3*10 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*12 | 3*10 | 3*10 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*6 | 3*6 |
| 5 | 7,6 | 3*12 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*6 | 3*12 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*6 | 3*6 | 3*6 | 3*4 |
| 7,5 | 11 | 3*12 | 3*8 | 3*6 | 3*6 | 3*4 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*6 | 3*6 | 3*6 | 3*4 | 3*4 |
| 10 | 14 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*4 | 3*4 | 3*10 | 3*8 | 3*6 | 3*4 | 3*4 | 3*4 | 3*4 | 3*4 |
| 15 | 21 | 3*8 | 3*6 | 3*4 | 3*2 | 3*2 | 3*8 | 3*6 | 3*4 | 3*2 | 3*2 | 3*2 | 3*2 | 3*2 |
| 20 | 27 | 3*8 | 3*4 | 3*2 | 3*2 | 3*1/0 | 3*8 | 3*4 | 3*2 | 3*2 | 3*2 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*1/0 |
| 25 | 34 | 3*6 | 3*4 | 3*2 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*6 | 3*4 | 3*2 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*2/0 |
| 30 | 40 | 3*6 | 3*2 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*6 | 3*2 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*2/0 | 3*2/0 |
| 40 | 52 | 3*4 | 3*2 | 3*1/0 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*4 | 3*2 | 3*1/0 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*4/0 |
| 50 | 65 | 3*4 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*2 | 3*1/0 | 3*2/0 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*350 | 3*350 |
| 60 | 77 | 3*2 | 3*1/0 | 3*4/0 | 3*250 | 3*350 | 3*1/0 | 3*1/0 | 3*4/0 | 3*250 | 3*350 | 3*350 | 3*350 | 3*350 |
| 75 | 96 | 3*2 | 3*2/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*500 | 3*2/0 | 3*2/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*500 | 3*500 | 3*500 | 3*500 |
| 100 | 124 | 3*1/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*500 | 2*3*250 | 3*4/0 | 3*4/0 | 3*350 | 3*500 | 3*500 | 2*3*250 | 2*3*350 | 2*3*350 |
| 125 | 155 | 3*4/0 | 3*250 | 3*500 | 2*3*250 | 2*3*350 | 3*350 | 3*350 | 3*500 | 2*3*250 | 2*3*350 | 2*3*350 | 2*3*350 | 2*3*350 |
| 150 | 180 | 3*250 | 3*350 | 2*3*4/0 | 2*3*350 | 3*3*250 | 3*350 | 3*350 | 2*3*4/0 | 2*3*350 | 3*3*250 | 3*3*250 | 3*3*250 | 3*3*250 |
| 175 | 207 | 3*350 | 3*500 | 2*3*250 | 3*3*4/0 | 3*3*350 | 3*500 | 3*500 | 2*3*250 | 3*3*4/0 | 3*3*350 | 3*3*350 | 3*3*350 | 3*3*350 |
| 200 | 240 | 3*350 | 3*500 | 3*3*4/0 | 3*3*250 | 3*3*350 | 2*3*250 | 2*3*250 | 3*3*4/0 | 3*3*250 | 3*3*250 | 3*3*250 | 3*3*250 | 3*3*250 |

CONDICIONES:

- Tensión nominal : 460V 60Hz
- Caída de tensión de corriente nominal F.P. 0,8 : 3%
- Caída de tensión de corriente de arranque y F.P. 0,35 : 15%
- Un circuito directamente enterrado
- Calibre del Cable en AWG/MCM
- 12 AWG es el menor calibre autorizado por PDVSA para circuitos de potencia.

[ANEXO 12]

PDVSA 90619.1.057

Tabla B1: Capacidad de corriente de conductores monopolares 5.000V-15.000V para instalación en tubería subterránea

| CAPACIDAD MAXIMA DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES MONOPOLARES EN INSTALACION EN TUBERIA SUBTERRANEA, 75% FACTOR DE CARGA | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------|---|-----------------------------|-----|-----|-----|-----------------------------|-----|-----|-----|-----------------------------|-----|-----|-----|-----------------|
| TIPO DE CABLE | CALIB. DE CABLE | CAPACIDAD S KV CEN (100%) FACTOR DE CARGA | TEMP. AMBIENTE 20 °C | | | | TEMP. AMBIENTE 25 °C | | | | TEMP. AMBIENTE 30 °C | | | | CALIB. DE CABLE |
| | | | Nro. DE TUBERIAS EN BANCADA | | | | Nro. DE TUBERIAS EN BANCADA | | | | Nro. DE TUBERIAS EN BANCADA | | | | |
| | | | 3 | 6 | 9 | 12 | 3 | 6 | 9 | 12 | 3 | 6 | 9 | 12 | |
| 5 KV Y 15 KV APANTALLADO, COBRE. TEMP.: 90 °C | 6 | 76 | 85 | 75 | 70 | 85 | 82 | 72 | 67 | 82 | 79 | 70 | 65 | 60 | 6 |
| | 4 | 100 | 110 | 100 | 90 | 105 | 102 | 96 | 88 | 102 | 102 | 93 | 84 | 84 | 4 |
| | 2 | 135 | 145 | 130 | 120 | 110 | 139 | 125 | 115 | 105 | 135 | 121 | 111 | 102 | 2 |
| | 1 | 155 | 165 | 150 | 135 | 125 | 139 | 144 | 129 | 120 | 153 | 139 | 125 | 116 | 1 |
| | 1/0 | 175 | 185 | 170 | 155 | 145 | 177 | 163 | 149 | 139 | 172 | 158 | 144 | 135 | 1/0 |
| | 2/0 | 200 | 210 | 190 | 175 | 165 | 202 | 182 | 168 | 158 | 195 | 175 | 162 | 153 | 2/0 |
| | 3/0 | 230 | 245 | 220 | 200 | 185 | 235 | 211 | 192 | 177 | 228 | 204 | 186 | 172 | 3/0 |
| | 4/0 | 265 | 275 | 250 | 225 | 210 | 264 | 240 | 216 | 202 | 256 | 232 | 209 | 195 | 4/0 |
| | 250 | 290 | 305 | 270 | 245 | 230 | 283 | 259 | 235 | 221 | 284 | 251 | 228 | 214 | 250 |
| | 300 | | 340 | 300 | 275 | 250 | 325 | 286 | 264 | 240 | 315 | 279 | 256 | 232 | 300 |
| | 350 | 355 | 370 | 325 | 295 | 275 | 385 | 312 | 283 | 264 | 344 | 302 | 274 | 256 | 350 |
| | 400 | | 395 | 350 | 320 | 295 | 379 | 336 | 307 | 283 | 367 | 325 | 298 | 274 | 400 |
| 500 | 430 | 450 | 395 | 360 | 330 | 422 | 379 | 344 | 317 | 418 | 367 | 334 | 307 | 500 | |
| 600 | | 495 | 435 | 390 | 360 | 475 | 418 | 374 | 345 | 460 | 405 | 362 | 334 | 600 | |
| 750 | 530 | 555 | 485 | 435 | 400 | 522 | 465 | 417 | 384 | 515 | 450 | 405 | 372 | 750 | |

NOTA:

Revisar calibre de los cables después de haber seleccionado al fabricante.

[ANEXO 13]

PDVSA 90619.1.057

Tabla B2: Tabla de selección de calibres de cables para motores de media tensión para instalación subterránea en tubería

| VOLT. MOTOR | CORR. A PLENA CARGA | TEMPERATURA AMBIENTE 125 °C | | | | TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C | | | | TEMPERATURA AMBIENTE 25 °C | | | | TEMPERATURA AMBIENTE 30 °C | | | | VOLT. MOTOR | | | | | | |
|-------------|---------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------|-----|-----|-----|-----|------|------|
| | | 3 | 6 | 9 | 12 | 3 | 6 | 9 | 12 | 3 | 6 | 9 | 12 | 3 | 6 | 9 | 12 | | | | | | | |
| HP | HP | CORR. PARA BANCADA POR BANCADA | | | | CORR. PARA BANCADA POR BANCADA | | | | CORR. PARA BANCADA POR BANCADA | | | | CORR. PARA BANCADA POR BANCADA | | | | HP | | | | | | |
| | | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | MAX. CALIBRE CORR. CABLE | | | | | | | |
| 200 | 27 | 34 | 6 | 85 | 6 | 75 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 62 | 6 | 57 | 6 | 52 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 60 | 200 | |
| 250 | 33 | 41 | 6 | 85 | 6 | 75 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 62 | 6 | 57 | 6 | 52 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 60 | 250 | |
| 300 | 40 | 50 | 6 | 85 | 6 | 75 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 62 | 6 | 57 | 6 | 52 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 60 | 300 | |
| 350 | 46 | 58 | 6 | 85 | 6 | 75 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 62 | 6 | 57 | 6 | 52 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 60 | 350 | |
| 400 | 52 | 65 | 6 | 85 | 6 | 75 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 62 | 6 | 57 | 6 | 52 | 6 | 70 | 6 | 65 | 6 | 60 | 400 | |
| 450 | 58 | 73 | 4 | 110 | 4 | 100 | 4 | 90 | 4 | 80 | 4 | 70 | 4 | 60 | 4 | 50 | 4 | 80 | 4 | 70 | 4 | 60 | 450 | |
| 500 | 65 | 81 | 4 | 110 | 4 | 100 | 4 | 90 | 4 | 80 | 4 | 70 | 4 | 60 | 4 | 50 | 4 | 80 | 4 | 70 | 4 | 60 | 500 | |
| 600 | 77 | 96 | 2 | 145 | 2 | 130 | 2 | 120 | 2 | 110 | 2 | 100 | 2 | 90 | 2 | 80 | 2 | 100 | 2 | 90 | 2 | 80 | 600 | |
| 700 | 90 | 113 | 2 | 145 | 2 | 130 | 2 | 120 | 2 | 110 | 2 | 100 | 2 | 90 | 2 | 80 | 2 | 100 | 2 | 90 | 2 | 80 | 700 | |
| 800 | 102 | 129 | 1 | 165 | 1 | 150 | 1 | 140 | 1 | 130 | 1 | 120 | 1 | 110 | 1 | 100 | 1 | 120 | 1 | 110 | 1 | 100 | 800 | |
| 900 | 115 | 144 | 1/0 | 185 | 1/0 | 170 | 1/0 | 160 | 1/0 | 150 | 1/0 | 140 | 1/0 | 130 | 1/0 | 120 | 1/0 | 140 | 1/0 | 130 | 1/0 | 120 | 900 | |
| 1000 | 127 | 159 | 0/0 | 210 | 0/0 | 190 | 0/0 | 175 | 0/0 | 165 | 0/0 | 155 | 0/0 | 145 | 0/0 | 135 | 0/0 | 155 | 0/0 | 145 | 0/0 | 135 | 1000 | |
| 1250 | 156 | 198 | 3/0 | 245 | 3/0 | 225 | 3/0 | 205 | 3/0 | 185 | 3/0 | 165 | 3/0 | 145 | 3/0 | 125 | 3/0 | 185 | 3/0 | 175 | 3/0 | 165 | 1250 | |
| 1500 | 186 | 235 | 4/0 | 275 | 4/0 | 255 | 4/0 | 235 | 4/0 | 215 | 4/0 | 195 | 4/0 | 175 | 4/0 | 155 | 4/0 | 215 | 4/0 | 205 | 4/0 | 195 | 1500 | |
| 1750 | 218 | 273 | 300 | 340 | 300 | 300 | 275 | 260 | 245 | 230 | 215 | 200 | 185 | 170 | 155 | 140 | 125 | 230 | 220 | 210 | 200 | 190 | 1750 | |
| 2000 | 250 | 313 | 350 | 370 | 350 | 345 | 320 | 305 | 290 | 275 | 260 | 245 | 230 | 215 | 200 | 185 | 170 | 260 | 250 | 240 | 230 | 220 | 2000 | |
| 2250 | 278 | 348 | 400 | 395 | 400 | 390 | 365 | 350 | 335 | 320 | 305 | 290 | 275 | 260 | 245 | 230 | 215 | 335 | 325 | 315 | 305 | 295 | 2250 | |
| 2500 | 308 | 385 | 500 | 430 | 500 | 395 | 400 | 390 | 375 | 360 | 345 | 330 | 315 | 300 | 285 | 270 | 255 | 400 | 390 | 380 | 370 | 360 | 2500 | |
| 3000 | 371 | 463 | 750 | 505 | 750 | 485 | 500 | 500 | 490 | 480 | 470 | 460 | 450 | 440 | 430 | 420 | 410 | 500 | 490 | 480 | 470 | 460 | 3000 | |
| 3500 | 438 | 538 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3500 |
| 4000 | 498 | 613 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4000 |

NOTAS:

- 1 La corriente a plena carga del motor fue calculada para motores de inducción de jaula de ardilla 4000Volt, 9 Polos.
- 2 Los calibres de los cables enmarcados en líneas gruesas cumplen con los requerimientos de las mayoría de las instalaciones donde se indican dos cables por fase, deberán usarse dos conduits con tres cables cables cada uno.
- 3 Revisar los calibres de los cables luego de seleccionar al proveedor.

[ANEXO 14]

NFPA 780-2004

Tabla 384.22 Tamaño de la tubería y diámetro del área interior

| Size Channel | Area | | 40% Area ⁺ | | 25% Area ^{**} | |
|--|------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|------------------------|-----------------|
| | in. ² | mm ² | in. ² | mm ² | in. ² | mm ² |
| 1 ⁵ / ₈ × 1 ³ / ₁₆ | 0.887 | 572 | 0.355 | 229 | 0.222 | 143 |
| 1 ⁵ / ₈ × 1 | 1.151 | 743 | 0.460 | 297 | 0.288 | 186 |
| 1 ⁵ / ₈ × 1 ³ / ₈ | 1.677 | 1076 | 0.671 | 433 | 0.419 | 270 |
| 1 ⁵ / ₈ × 1 ⁵ / ₈ | 2.028 | 1308 | 0.811 | 523 | 0.507 | 327 |

| Size Channel | Area | | 40% Area ⁺ | | 25% Area ^{**} | |
|--|------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|------------------------|-----------------|
| | in. ² | mm ² | in. ² | mm ² | in. ² | mm ² |
| 1 ⁵ / ₈ × 2 ⁷ / ₁₆ | 3.169 | 2045 | 1.267 | 817 | 0.792 | 511 |
| 1 ⁵ / ₈ × 3 ¹ / ₄ | 4.308 | 2780 | 1.723 | 1112 | 1.077 | 695 |
| 1 ¹ / ₂ × 3 ¹ / ₄ | 0.849 | 548 | 0.340 | 219 | 0.212 | 137 |
| 1 ¹ / ₂ × 1 ¹ / ₂ | 1.828 | 1179 | 0.731 | 472 | 0.457 | 295 |
| 1 ¹ / ₂ × 1 ⁷ / ₈ | 2.301 | 1485 | 0.920 | 594 | 0.575 | 371 |
| 1 ¹ / ₂ × 3 | 3.854 | 2487 | 1.542 | 995 | 0.964 | 622 |

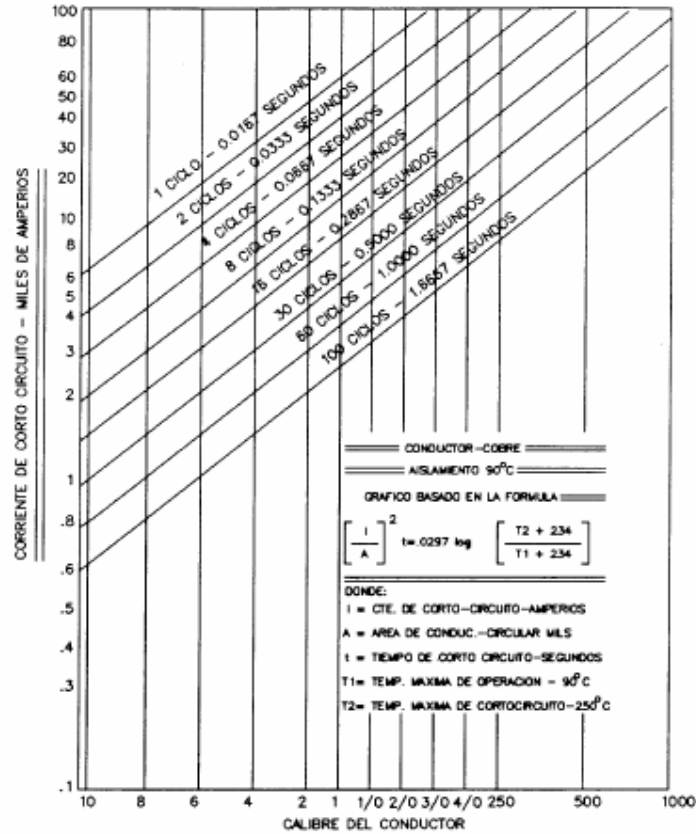
*Raceways with external joiners shall use a 40 percent wire fill calculation to determine the number of conductors permitted.

**Raceways with internal joiners shall use a 25 percent wire fill calculation to determine the number of conductors permitted.

[ANEXO 15]

PDVSA 90619.1.057

Tabla C1: Corrientes de cortocircuito permisibles para conductores de cobre aislados 90°C



[ANEXO 16]

NFPA 780-2004

(A) Where the sphere is tangent to earth and resting against a strike termination device, all space in the vertical plane between the two points of contact and under the sphere shall be considered to be in the zone of protection.

(B) A zone of protection shall also be formed where such a sphere is resting on two or more strike termination devices and shall include the space in the vertical plane under the sphere and between those devices, as shown in Figure 4.7.3.1(B).

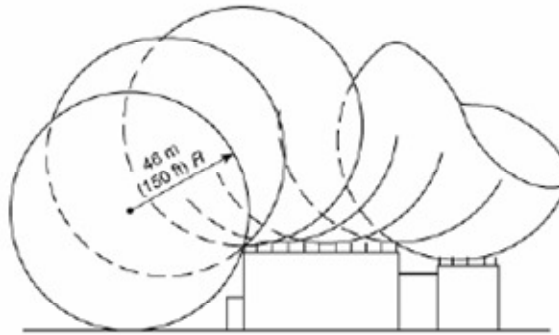


FIGURE 4.7.3.1(B) Zone of Protection Depicting Rolling Sphere.

(C) All possible placements of the sphere shall be considered when determining the zone of protection using the rolling sphere model.

4.7.3.2 For structure heights exceeding 46 m (150 ft) above earth or above a lower strike termination device, the zone of protection shall be the space in the vertical plane between the points of contact and also under the sphere where the sphere is resting against a vertical surface of the structure and the lower strike termination device or earth.

(A) The zone of protection shall be limited to the space above the horizontal plane of the lowest terminal.

4.7.3.3 Figure 4.7.3.3 depicts the 46 m (150 ft) geometric model for structures of selected heights up to 46 m (150 ft). Based on the height of the strike termination device for a protected structure being 7.6 m (25 ft), 15 m (50 ft), 23 m (75 ft), 30 m (100 ft), or 46 m (150 ft) above ground, reference to the appropriate curve shows the anticipated zone of protection for objects and roofs at lower elevations.

[ANEXO 17]

Códigos y Estándares:

El diseño de instalaciones de ingeniería eléctrica debe estar basada en los Códigos Venezolanos. Los estándares internacionales o códigos utilizados, son responsabilidad del Constructor ya que debe asegurar los requerimientos estatutarios de Venezuela.

| | |
|-------------------------------|---|
| FONDONORMA 200:2004 | Código Eléctrico Nacional (CEN). |
| PDVSA 90618.1.072-1993 | Protección Catódica (Cathodic Protection). |
| PDVSA 90619.1.050 to 064-1993 | Guías de Ingeniería de Diseño de Electricidad (Engineering Design Guide – Electrical). |
| PDVSA 90619.1.091-1998 | Puesta a Tierra y Protección Contra Sobretensiones (Overvoltage Protection and Grounding). |
| PDVSA EM-28-07/05-1990 | Transformador / Rectificador de Protección Catódica (Cathodic Protection Transformer/Rectifier). |
| PDVSA HA-201 - 2005 | Criterios de Diseño para Sistemas de Protección Catódica (Cathodic Protection System Design Criteria). |
| PDVSA IR-E-01-1995 | Clasificación de Áreas (Area Classification). |
| PDVSA IR-M-01-1995 | Separación entre Equipos e Instalaciones (Equipment and Installation Separation). |
| PDVSA L-STE-017-1993 | Coordinación Mecánica (Requisitos para la Interrelación de las Secciones Eléctricas y Mecánicas) – (Mechanical Coordination (Electrical and Mechanical Sections Interrelationship Requirements)). |
| PDVSA L-STE-020-1993 | Procedimiento para la Estimación de Costos de Obras Eléctricas (Electrical Estimating Procedure). |
| PDVSA K-308-1994 | Distributed Control System. |

| | |
|--------------------|---|
| PDVSA K-336-2002 | Safety Instrumented Systems |
| PDVSA N-201 - 1994 | Obras Eléctricas (Electrical Works). |
| PDVSA N-251-2002 | Technical specification for TEFC squirrel cage induction motors 370kW (500HP) and below. |
| PDVSA N-252-1996 | General Specification for Electrical Engineering Design. |
| PDVSA N-253-2000 | Technical Specification for Uninterruptible Power Systems (UPS) (IEC STANDARD). |
| PDVSA N-254-2001 | Design and Fabrication of Low Resistance Neutral Grounding Resistor 2.4 to 35 kV. |
| PDVSA N-256-2001 | Design and Fabrication of Metal-Enclosed Non-Segregated-Phase Bus Duct Assemblies. |
| PDVSA N-258-2001 | Battery Chargers for Station Batteries. |
| PDVSA N-259-2001 | Medium Voltage Power Cable-XLPE. |
| PDVSA N-261-2001 | 600 Volt Power And Control Tray Cable And Metal-Clad Cable. |
| PDVSA N-263-2001 | Electrical Requirements For Packaged Equipment. |
| PDVSA N-267-2002 | Medium Voltage Metal-Clad Switchgear from 2.4kV to 34.5kV. |
| PDVSA N-268 - 2002 | General Purpose Application of API 541 Form-Wound Squirrel Cage Induction Motors 250 Horsepower and Larger. |
| PDVSA N-271-2002 | Field Inspection and Testing of New Electrical Equipment. |
| PDVSA N-272-2002 | Design and Fabrication of Low-Voltage Metal-Enclosed AC Power Circuit Breaker Switchgear. |
| PDVSA N-277-2002 | Grounding Installations Details. |
| PDVSA N-281-2002 | Design and Fabrication of Flooded-Cell Lead-Acid Batteries for Uninterruptible Supplies (UPS). |
| PDVSA N-351-1998 | Low Voltage Switchgear & Control gear (IEC Standard). |

| | |
|--------------------------|---|
| PDVSA O-201-1997 | Selección y Especificaciones de aplicación de Pinturas Industriales (Selection and Specifications of Industrial Painting Applications). |
| ANSI/IEEE C37.2 -2001 | IEEE Standard for Electrical Power System Device function Numbers and Contact Designations. |
| ANSI/IEEE C37.010-1999 | IEEE Application guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. |
| ANSI/IEEE C37.13 - 1990 | IEEE Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures. |
| ANSI/IEEE C37.16- 2000 | American National Standard for Low-Voltage Power Circuit Breakers and AC Power Circuit Protectors, Preferred Ratings, Related Requirements and Application Recommendations. |
| ANSI/IEEE C37.17-1997 | American Standard National for Trip Devices for AC and General Purpose DC Low-Voltage Power Circuit Breakers. |
| ANSI/IEEE C37.20.1-2002 | IEEE Standard for Metal-Enclosed Low -Voltage Power Circuit-Breaker Switchgear. |
| ANSI/IEEE C37.20.2-1999 | IEEE Standard for Metal clad Switchgear. |
| ANSI/IEEE C37.50-1989 | American National Standard for Test Procedure for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures. |
| ANSI/IEEE C37.51-2003 | American National Standard for Switchgear - Metal-Enclosed Low-Voltage AC Power Circuit Breaker Switchgear Assemblies - Conformance Test Procedures. |
| ANSI/IEEE C37.91-2000 | IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformer. |
| ANSI/IEEE C37.96-2000 | IEEE Guide for AC Motor Protection. |
| ANSI/IEEE C57.12.00-2000 | IEEE Standard General Requirements for Liquid Immersed Distribution Power and Regulating, Transformers. |
| ANSI/IEEE C57.12.10-1997 | American National Standard for Transformers – 230kV and Below |

| | |
|--------------------------|---|
| | 833/958 through 8333/10417kVA, Single Phase, and 750/862 through 60000/80000/100000kVA, Three Phase Without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60000/80000/100000kVA with Load Tap Changing – Safety Requirements |
| ANSI/IEEE C57.12.91-2001 | IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and power transformer. |
| ANSI/IEEE C57.13-1993 | IEEE Standard Requirements for Instrument Transformer. |
| ANSI C84.1-1995 | American National Standard for Electric Power System and Equipment – Voltage Ratings (60Hz) |
| API 541-2004 | Form-Wound Squirrel-Cage Induction Motors - 500 Horsepower and Larger |
| API 614-1999 | Lubrication Shaft-Sealing and Control-Oil Systems and Auxiliaries for Petroleum, Chemical and Gas Industries Services. |
| API 616-1998 | Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services. |
| API RP 500-2002 | Recommended Practices for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities |
| API RP 651-1997 | Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks |
| API RP 2003-1998 | Protection Against Ignitions arising out of Static, Lightning and Stray Currents. |
| ASTM A123-2002 | Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products. |
| ASTM A153-2005 | Specification for Zinc Coating (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware. |
| ASTM A385-2005 | Practice for Providing High Quality Zinc Coatings (Hot Dip). |
| ASTM A518-2003 | Specification for Corrosion-Resistant High Silicon Iron Castings. |
| ASTM B3-01 | Standard Specification for Soft or Annealed Copper Wire. |

| | |
|-------------------|--|
| ASTM B8-01 | Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Copper Conductors, Hard, Medium-Hard or Soft. |
| ASTM B496-04 | Standard Specification for Compact Round Concentric-Lay-Stranded Copper Conductors. |
| IEC 185-1987 | Current Transformers. |
| IEC 186-1987 | Voltage Transformers. |
| IEC 439-1-1999 | Low-Voltage Switchgear and Partially Type-Tested assemblies. |
| IEC 947-2-2003 | Low-Voltage Switchgear and Controlgear Part 2: Circuit- Breaker. |
| IEC 1000-4-3-2002 | Electromagnetic Compatibility: Susceptibility. |
| IEEE C37.1-1994 | IEEE Standard Definition, Specification, and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control |
| IEEE 1-2000 | IEEE Recommended Practice General Principles for Temperature Limits in the Rating of Electrical Equipment and for the Evaluation of Electrical Insulation. |
| IEEE 43-2000 | IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery. |
| IEEE 80-2000 | IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. |
| IEEE 112-2004 | IEEE Standard Test Procedures for Polyphase Induction Motors and Generators. |
| IEEE 115-2002 | IEEE Guide:Test Procedures for Synchronous Machine. |
| IEEE 141-1993 | IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. |
| IEEE 142-1991 | IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. |
| IEEE 242-2001 | IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of |

| | |
|-----------------|--|
| | Industrial and commercial Power Systems. |
| IEEE 399-1997 | IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis |
| IEEE 421.1-1986 | IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machine. |
| IEEE 421.2-1990 | IEEE Guide for Identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control System. |
| IEEE 421.3-1997 | IEEE Standard for High Potential Test Requirements for Excitation Systems for Synchronous Machine. |
| IEEE 429-1994 | IEEE Standard Test Procedure for Evaluation of Sealed Insulation Systems for AC Electric Machinery Employing Form Wound Coils. |
| IEEE 446-1995 | IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power System for Industrial and Commercial Applications. |
| IEEE 493-1997 | IEEE Recommended Practices for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems will be used as a basis for this study. |
| IEEE 519-1992 | IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. |
| IEEE 841-2001 | IEEE Standard for Petroleum and Chemical Industry—Severe Duty Totally Enclosed Fan-Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors—Up to and Including 370 kW (500 hp). |
| IEEE 1100-1999 | IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment. |
| IEEE 1202-1991 | IEEE Standard Flame Testing of Cables for Use in Cable Tray in Industrial and Commercial Occupancies. |
| IEEE-NESC-2007 | IEEE National Electrical Safety Code |

| | |
|----------------------------|--|
| NACE RP0169-2002 | Standard Recommended Practice for Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. |
| NACE RP0177-2000 | Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems. |
| NACE RP0193-2001 | Standard Recommended Practice for External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms. |
| NACE RP0286-2002 | The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines. |
| NACE RP0572-2001 | Design, Installation, Operation and Maintenance of Impressed Current Deep Groundbeds. |
| NEMA 250-2001 | Enclosures for Electrical Equipment (1000 Volts Maximum). |
| NEMA ICS 1-2000 | Industrial Control and System General Requirements. |
| NEMA ICS 2-00 | Industrial Control and Systems Controllers, Contactors and Overload Relays Rated 600 Volts. |
| NEMA ICS 3-2000 | Industrial Control and Systems: Medium Voltage Controllers rated 2001 to 7200 Volts AC. |
| NEMA ICS 4-2000 | Terminal Blocks. |
| NEMA ICS 5-2000 | Industrial Control and System Control-Circuit and Pilot Devices. |
| NEMA ICS10-2000 | Industrial Control and System Electromechanical AC Transfer Switch Equipment. |
| NEMA KS 1-2001 | Enclosed and Miscellaneous Distribution Equipment Switches (600 Volts Maximum). |
| NEMA MG 1. Condensed -2002 | Information Guide for General Purpose Industrial AC Small and Medium Squirrel-Cage Induction Motor Standards. |
| NEMA MG 1-2006 | Motors and Generators. |

| | |
|---------------------|---|
| NEMA MG 2-2001 | Safety Standard and Guide for Selection, Installation, and Use of Electric Motors and Generators. |
| NEMA PB 1.1-2002 | General Instructions for Proper Installation, Operation and Maintenance of Panelboards Rated 600 Volts or Less. |
| NEMA PB 1-2000 | Panelboards. |
| NEMA PE 5-1996 | Utility Type Battery Chargers. |
| NEMA SG-5 -1995 | Power Switchgear Assemblies. |
| NEMA ST-20-1997 | Dry-Type Transformers for General Applications. |
| NEMA TR1-2000 | Transformers, regulators and reactors. |
| NEMA VE 2-2001 | Cable Tray Installations Guide |
| NETA ATS-1999 | Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems. |
| FAA 70/7460-1H-1992 | Obstruction marking and lighting change No. 2 |
| NFPA 70-2005 | National Electric Code |
| NFPA 12-2005 | Standards on Carbon Dioxide Extinguishing Systems. |
| NFPA 780-2004 | Standard for the Installation of Lightning Protection System. |
| PIP ELCGL01-2002 | Electrical Design Criteria. |
| PIP ELSAP11-2001 | Design and Fabrication of Flooded-Cell Lead-Acid Batteries for Electrical Stations. |
| PIP ELSGS11-2004 | Design and Fabrication of Low Resistance Neutral Grounding Resistor for 2.4 to 15 kV Systems. |
| PIP ELSMC13-2000 | Low-Voltage Circuit Breaker Motor Control Centers. |
| PIP ELSMT01-2004 | AC Squirrel Cage Induction Motors (600 Volts and Below) Specification. |
| PIP ELSMT02-1999 | General Purpose Application of API 541 Form-Wound Squirrel-Cage Induction Motors 250 Horsepower and Larger. |

| | |
|-------------------|--|
| PIP ELSSG01-1997 | Design and Fabrication of Low Voltage Metal Enclosed AC Power circuit Breaker Switchgear. |
| PIP ELSSG01D-1998 | Data Sheet for Design and Fabrication of Low Voltage Metal Enclosed AC Power Circuit Breaker Switchgear. |
| PIP ELSSG02-2000 | Medium Voltage Metal-Clad Switchgear from 2.4kV to 34.5kV. |
| PIP ELSTR01-1997 | Design and Manufacture of Liquid-Immersed Power Transformers of 500 KVA through 10,000 KVA up to 34.5 KV High Voltage Winding. |
| PIP ELSWC01-1998 | Medium Voltage Power Cable-XLPE. |
| PIP ELTFT01-2001 | Field Inspection and Testing of New Electrical Equipment. |

[ANEXO 18]

PARTE IV ESTUDIO DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

4.1 Introducción

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la aparente. Esta varía entre cero y uno, pero generalmente viene dada en porcentajes. La potencia activa es usualmente menor que la aparente por dos razones. Una de ellas es que usualmente la onda de corriente está desfasada con respecto a la onda de tensión para la frecuencia normal de operación del circuito. La segunda razón es que la onda de la corriente es una distorsión de la onda sinusoidal. Esta definición está basada en la suposición de que la forma de onda de tensión es sinusoidal. Por lo que el factor de potencia sería el producto de dos componentes: el desplazamiento y la distorsión.

La distorsión del factor de potencia es la relación entre la corriente fundamental y la corriente rms. La relación debe ser menor a la unidad mientras que no haya presencia de cargas no lineales en el circuito.

El desplazamiento del factor de potencia puede ser consecuencia de la adición de fuentes a las barras, como lo son los capacitores y la distorsión del factor de potencia puede ser producto del filtrado de las armónicas de las corrientes que distorsionan a la corriente fundamental.

$$fp = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \quad (4.1)$$

$$fp = \frac{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos\phi}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L} \quad (4.2)$$

$$fp = \frac{I_L \cdot \cos\phi}{I_L} \quad (4.3)$$

Donde:

$\cos \Phi$ es el desplazamiento del factor de potencia

$\frac{I_1}{I_L}$ distorsión del factor de potencia

VL valor rms de la tensión línea a línea

IL valor rms de la corriente de línea, incluyendo los armónicos

I1 corriente de línea a la frecuencia fundamental

Φ ángulo entre la tensión y la corriente fundamental

Cuando la corriente no es distorsionada, la distorsión del factor de potencia será igual a la unidad. Entonces el factor de potencia total será igual al desplazamiento del factor de potencia.

$$\text{Potencia Activa} = \text{Potencia Aparente} \cdot \text{Factor de Potencia} \quad (4.4)$$

$$\text{kW} = (\text{KVA})(\text{pf}) \quad (4.5)$$

$$= (\text{KVA})(\cos \phi) \quad (4.6)$$

4.2 Instrumentos y Medición

El factor de potencia puede ser medido directamente por los equipos correspondientes, o se puede obtener por otros medios, por ejemplo midiendo, los kilovatios, los kiloamperes y los kilovar.

$$\text{Factor de Potencia en \%} = \frac{\text{kW}}{\text{KVA}} \cdot 100 \quad (4.7)$$

$$= \cos \tan^{-1} \frac{\text{kvar}}{\text{kW}} \cdot 100 \quad (4.8)$$

Es preferible que la medición sea: la potencia en kilovatios, la corriente en amperios, la tensión en voltios, y de esta forma obtener la

tensión aparente en kilovolampere y así el factor de potencia puede ser calculado.

4.3 Técnicas para mejorar el factor de potencia

El factor de potencia de un sistema eléctrico puede ser mejorado reduciendo la demanda de los vars colocando al sistema o a la carga por encima de su fuente eléctrica.

4.4 Resonancia y Armónicos

La resonancia es una condición especial en donde la reactancia inductiva es igual a la capacitiva. Cualquier circuito puede presentar resonancia para una frecuencia particular. La frecuencia a la cual un circuito está en resonancia es llamada *frecuencia natural del circuito*. Cuando no hay capacitancias conectadas en el circuito, la frecuencia natural del circuito está en el rango de los kiloamperes.

Cabe destacar que para el presente trabajo de grado estas consideraciones no serán tomadas en cuenta, ya que no se realizaron estudios correspondientes en la ingeniería básica. A su vez no hay presencia de armónicos, ya que no existe fuente generadora de los mismos. Como fuentes podemos destacar: los variadores de frecuencia, arrancadores suaves, soldadores de arco, entre otros. A su vez, no fue necesario el uso de capacitores, ya que el factor de potencia obtenido fue el requerido por el Cliente, por lo que tampoco se realizó un estudio de resonancia.

4.5 Bases y premisas

Para el desarrollo de este estudio se han establecido las siguientes bases y premisas:

- El sistema eléctrico modelado y los estudios de simulación fueron hechos bajo un software especializado: *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) en su versión 5.0.3, el cual es un programa para analizar, diseñar, construir y modificar sistemas de potencia.
- El método iterativo de cálculo utilizado para este estudio fue el Newton-Raphson, con una precisión de 0,0001 MW.
- El enlace entre las barras fue asumido normalmente abierto, trabajando con un sistema secundario selectivo.
- Todas las cargas eléctricas están basadas en estimaciones mecánicas y de proceso. Ellas fueron modeladas para la peor condición, operando al 90% de la carga nominal.
- El factor de potencia total no debe ser menor al 90% en retraso, y el factor de potencia de la estación principal no debe ser menor a 0,95, en concordancia a lo establecido en la PDVSA N-252, Sección 2.4 [1]
- El modelo del sistema eléctrico para el tren de deshidratación futuro, está basado en estimación de carga y localización de equipos, en concordancia con la data usada en el actual modelo de tren de deshidratación.

4.6 Escenarios y casos de estudio

El estudio de flujo de carga determina las variables estables del sistema, es decir, la magnitud y el ángulo de todos los puntos estudiados. Desde este punto, el resto de los parámetros del sistema puede ser obtenido.

Los factores de potencia obtenidos deben ser comparados con los de la norma al 90% en retraso

Los casos estudiados se encuentran descritos a continuación:

- **Caso 1: Condición de operación normal**

En este caso, ambos transformadores de 34,5-4,16 kV, los cuales alimentan el Centro de distribución de potencia (PDC-01-3-PF), están en servicio, como a su vez los transformadores de 4,16-0,48 kV, conectados al Centro de control de motores (MCC-01-2-PF y MCC-03-2-PF).

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos.

- **Caso 2: Un transformador de 34,5-4,16 kV fuera de servicio**

Uno de los transformadores 34,5-4,16kV (XFR-01-5/3-PF) está fuera de servicio, mientras que los transformadores de 4,16-0,48 kV conectados a los MCC de baja tensión (MCC-01-2-PF y MCC-03-2-PF) están en servicio.

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos, excepto para el interruptor de enlace del PDC-01-3-PF, el cual estará cerrado, debido a la pérdida de uno de los alimentadores.

- **Caso 3: Un transformador de 4,16-0,48 kV fuera de servicio**

Ambos transformadores de 34,5-4,16 kV que alimentan al PDC-01-3-PF están en servicio, mientras que uno de los transformadores de 4,16-0,48 kV (XFR-01-3/2-PF) están fuera de servicio.

Se debe recordar que todos los interruptores de enlace están normalmente abiertos, excepto para el interruptor de enlace del MCC-01-2-PF, el cual estará cerrado, debido a la pérdida de uno de los alimentadores.

- **Caso 4: Un transformador de 4,16-0,48 kV (Carga Futura) fuera de servicio**

Este caso tiene la misma configuración que el anterior, excepto por el transformador fuera de servicio que corresponde al tren futuro de deshidratación (XFR-03-3/2-PF), y el interruptor de enlace que se encuentra cerrado, ubicado en el MCC-03-2-PF.

4.7 Resultados del estudio del factor de potencia.

Los resultados del estudio del factor de potencia para todos los casos analizados se presentan a continuación.

- **Caso 1: Condición de operación normal**

Tabla 4.1 Factor de potencia para los puntos del caso 1

| Punto | Potencia Aparente (kVA) | Factor de potencia (%) | Desviación (%) |
|---------------|-------------------------|------------------------|----------------|
| Barra Slag | 5.085 | 89.0 | -1.0 |
| PDC-01-3-PF-A | 2.722 | 89.8 | -0.2 |
| PDC-01-3-PF-B | 2.301 | 90.0 | - |
| MCC-01-2-PF-A | 0.362 | 93.0 | +3.0 |
| MCC-01-2-PF-B | 0.548 | 89.4 | -0.6 |
| MCC-02-2-PF | 0.170 | 89.7 | -0.3 |
| MCC-03-2-PF-A | 0.169 | 88.5 | -1.5 |
| MCC-03-2-PF-B | 0.237 | 89.0 | -1.0 |

El punto que posee la desviación más negativa sobre el factor de potencia, es el MCC-03-2-PF-A, el cual presenta una desviación del -1,5% sobre el 90%.

- **Caso 2: Un transformador de 34,5-4,16 kV fuera de servicio**

Tabla 4.2 Factor de potencia para los puntos del caso 2

| Punto | Potencia Aparente (kVA) | Factor de potencia (%) | Desviación (%) |
|---------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|
| Barra Slag | 5.099 | 88.0 | -2.0 |
| PDC-01-3-PF-A | 4.937 | 89.9 | -0.1 |
| PDC-01-3-PF-B | 2.279 | 90.0 | - |
| MCC-01-2-PF-A | 0.358 | 92.9 | +2.9 |
| MCC-01-2-PF-B | 0.539 | 89.4 | -0.6 |
| MCC-02-2-PF | 0.167 | 89.7 | -0.3 |
| MCC-03-2-PF-A | 0.168 | 88.5 | -1.5 |
| MCC-03-2-PF-B | 0.235 | 89.0 | -1.0 |

El punto que posee la desviación más negativa sobre el factor de potencia, es el MCC-03-2-PF-A, el cual presenta una desviación del -1,5% sobre el 90%. Mientras que la barra slag, posee una desviación del factor de potencia de -2,0%

- **Caso 3: Un transformador de 4,16-0,48 kV fuera de servicio**

Tabla 4.3 Factor de potencia para los puntos del caso 3

| Punto | Potencia Aparente (kVA) | Factor de potencia (%) | Desviación (%) |
|---------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|
| Barra Slag | 5.083 | 88.8 | -1.2 |
| PDC-01-3-PF-A | 3.266 | 89.4 | -0.6 |
| PDC-01-3-PF-B | 1.749 | 90.4 | +0.4 |
| MCC-01-2-PF-A | 0.896 | 90.9 | +0.9 |
| MCC-01-2-PF-B | 0.540 | 89.4 | -0.6 |
| MCC-02-2-PF | 0.167 | 89.7 | -0.3 |
| MCC-03-2-PF-A | 0.168 | 88.5 | -1.5 |
| MCC-03-2-PF-B | 0.238 | 89.0 | -1.0 |

El punto que posee la desviación más negativa sobre el factor de potencia, es el MCC-03-2-PF-A, el cual presenta una

desviación del -1,5% sobre el 90%. Mientras que la barra slang, posee una desviación del factor de potencia de -1,2%

- **Caso 4: Un transformador de 4,16-0,48 kV (Carga Futura) fuera de servicio**

Tabla 4.4 Factor de potencia para los puntos del caso 4

| Punto | Potencia Aparente (kVA) | Factor de potencia (%) | Desviación (%) |
|---------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|
| Swing Bus | 5.086 | 88.9 | -1.1 |
| PDC-01-3-PF-A | 2.959 | 89.6 | -0.4 |
| PDC-01-3-PF-B | 2.064 | 90.2 | +0.2 |
| MCC-01-2-PF-A | 0.361 | 93.0 | +3.0 |
| MCC-01-2-PF-B | 0.549 | 89.4 | -0.6 |
| MCC-02-2-PF | 0.170 | 89.7 | -0.3 |
| MCC-03-2-PF-A | 0.404 | 88.8 | -1.2 |
| MCC-03-2-PF-B | 0.236 | 89.0 | -1.0 |

El punto que posee la desviación más negativa sobre el factor de potencia, es el MCC-03-2-PF-A, el cual presenta una desviación del -1,2% sobre el 90%. Mientras que la barra slang, posee una desviación del factor de potencia de -1,1%

4.8 Conclusiones

El estudio del factor de potencia obtenido arrojó como resultado una desviación del factor de potencia de -1,5% por debajo del 90%.

A su vez, la desviación del factor de potencia de la barra slang fue de 2,00% del 90%.

La mayoría de la data utilizada, como el factor de potencia de los motores, fue asumida por la data típica disponible en el ETAP, es

recomendable tener una previsión para la instalación de: un PDC futuro y un banco de condensadores.

[ANEXO 19]

PARTE VI LISTA DE EQUIPOS Y MATERIALES ELÉCTRICOS

6.1 Introducción

El objetivo principal de esta parte del trabajo es identificar las características eléctricas de los equipos asociados a los servicios públicos y el área de procesos de PAGMI para PDVSA GAS, encontraremos los equipos clasificados por:

- Tipo de Equipo
- TAG
- Descripción
- Característica eléctrica general (Amperes a manejar, Capacidad de interrupción, impedancia, Potencia a manejar, etc.)

6.2 Lista de equipos

La descripción de los equipos se encuentra a continuación:

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|----------------|--------------------------------|--|-----|---|
| Generador | EDG-01-2-PF | Emergency Diesel Generator– Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 500 kW, 0.48 kV, fp=0.8, 1800 RPM |
| Transformador | XFR-01-5/3-PF XFR-02-5/3-PF | Power Transformer – Process Facilities and Utility Services E/S Distribution | 2 | 34.5/4.16 kV, 7.5/9.375 MVA (ONAN/ONAF), Z = 6.5% |
| Transformador | XFR-01-3/2-PF XFR-02-3/2-PF | Transformer – Process Facilities and Utility Services E/S | 2 | 4.16/0.48 kV, 1.5/1.750 MVA (ONAN/ONAF), Z = 5.75% |
| Transformador | XFR-01-2/1-PF | General Services | 1 | 480/208-120 V, 30 kVA |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|----------------|----------------|--|-----|---|
| Transformador | XFR-02-2/1-PF | Transformer – Process Facilities and Utility Services E/S Emergency Services Transformer – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 480/208-120 V, 15 kVA |
| Transformador | XFR-03-2/1-PF | AC Auxiliary Services Transformer #1 – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 480/208-120 V, 75 kVA |
| Transformador | XFR-04-2/1-PF | AC Auxiliary Services Transformer #2 – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 480/208-120 V, 75 kVA |
| Transformador | XFR-01-2/1-US | Normal Exterior Lighting Transformer – Utility Services | 1 | 480/208-120 V, 112.5 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-02-2/1-US | Emergency Exterior Lighting Transformer – Utility Services | 1 | 480/208-120 V, 30 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-03-2/1-US | Exterior Convenience Receptacle Transformer – Utility Services | 1 | 480/208-120 V, 6 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-01-2/1-PF | Exterior Convenience Receptacle Transformer – Process Facilities | 1 | 480/208-120 V, 6 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-01-3/2-B | Distribution Transformer – Buildings - Buildings | 1 | 4.16/0.48 kV, 1.5 MVA (Pad Mounted)), Z = 5.75% |
| Transformador | XFR-01-2/1-B | General Services Transformer - Security Building | 1 | 480/208-120 V, 15 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-02-2/1-B | General Services Transformer - Office Building | 1 | 480/208-120 V, 45 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-03-2/1-B | General Services Transformer - Warehouse building | 1 | 480/208-120 V, 45 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-04-2/1-B | General Services Transformer - Maintenance Building | 1 | 480/208-120 V, 112.5 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-05-2/1-B | General Services Transformer - Laboratory Building | 1 | 480/208-120 V, 75 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-01-3/2-MES | Distribution Transformer – Main Electrical Substation | 1 | 4.16/0.48 kV, 0.5 MVA (Pad Mounted)), Z = 5.75% |
| Transformador | XFR-06-2/1-B | General Services Transformer - Control Room Building | 1 | 480/208-120 V, 30 kVA (Dry Type) |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|-----------------------|----------------|--|------------|---|
| Transformador | XFR-01-2/1-MES | General Services Transformer - Main Electrical Substation | 1 | 480/208-120 V, 15 kVA (Dry Type) |
| Transformador | XFR-02-2/1-MES | AC Auxiliary Services Transformer #1 – Main Electrical Substation | 1 | 480/208-120 V, 15 kVA |
| Transformador | XFR-07-2/1-B | Normal Exterior Lighting Transformer - Buildings | 1 | 480/208-120 V, 45 kVA |
| Interruptor | SWG-01-5-MES | 34.5 kV Metal-Clad Switchgear | 1 | 34.5 kV, 10 cells, 1,200A, 29 kArms |
| Interruptor | PDC-01-3-PF | Medium Voltage – Power Distribution Center | 1 | 4.16 kV, 15 cells, 2,000 A, 29 kArms |
| Interruptor | PDC-01-2-B | Low Voltage – Power Distribution Center | 1 | 480 V, 3,200A, 65 kA |
| Interruptor | PDC-01-2-MES | Low Voltage – Power Distribution Center | 1 | 480 V, 1,000A, 50 kA |
| Interruptor | MCC-01-2-PF | Low Voltage – Motor Control Center | 1 | 480 V, 3,200A, 65 kA |
| Interruptor | MCC-02-2-PF | Low Voltage – Motor Control Center | 1 | 480 V, 1,000A, 65 kA |
| Suiche | ATS-01-2-PF | Automatic Transfer System Emergency Diesel Generator | 1 | 480 V, Switch Rating ≥ 1,000A |
| Tablero | DPA-01-1-PF | Roadway Panelboard – Process Facilities | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-02-1-PF | Pipe-rack Lighting Panelboard – Process Facilities | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-03-1-PF | Emergency Lighting Panelboard – Process Facilities | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-01-1-US | Roadway Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-02-1-US | Pipe-rack Lighting Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-03-1-US | Emergency Lighting Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-04-1-US | Exterior Lighting Distribution Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 175 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-05-1-US | Emergency Exterior Lighting Distribution Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-06-1-US | Exterior Lighting Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100A, 22 kA |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|-----------------------|--------------|---|------------|---|
| Tablero | DPA-07-1-US | Emergency Lighting Panelboard – Utility Services | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-08-1-US | Roadway Panelboard – Buildings | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-09-1-US | Exterior Lighting Panelboard – Buildings | 1 | 208-120 V, 100A, 22 kA |
| Tablero | DPA-10-1-US | Exterior Lighting Panelboard – Buildings | 1 | 208-120 V, 100A, 22 kA |
| Tablero | DPA-11-1-US | Roadway Panelboard – Buildings | 1 | 208-120 V, 100 A, 22 kA |
| Tablero | DPA-03-2-PF | Exterior Welding Distribution Panelboard 480V – Process Facilities | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 65 kA |
| Tablero | DPA-03-1-PF | Exterior Receptacle Distribution Panelboard 208V | 1 | 208 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-11-2-B | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V - Control Room | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 125A, 65 kA |
| Tablero | DPA-21-2-B | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Office Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 400A, 65 kA |
| Tablero | DPA-31-2-B | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Warehouse Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 400A, 65 kA |
| Tablero | DPA-41-2-B | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Maintenance Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 800A, 65 kA |
| Tablero | DPA-51-2-B | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Laboratory Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 400A, 65 kA |
| Tablero | DPA-61-2-MES | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Main Electrical Substation | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 225A, 65 kA |
| Tablero | DPA-71-2-PF | General Services Distribution and Welding Panelboard 480V – Process Facilities Substation | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 400A, 65 kA |
| Tablero | DPA-81-2-B | General Services | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 125A, 65 kA |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|----------------|--------------|--|-----|---|
| | | Distribution and Welding Panelboard 480V – Security Building | | kA |
| Tablero | DPA-12-2-B | A/C System Distribution Panelboard 480V – Control Room | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 100A, 65 kA |
| Tablero | DPA-22-2-B | A/C System Distribution Panelboard 480V – Office Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 150A, 65 kA |
| Tablero | DPA-32-2-B | A/C System Distribution Panelboard 480V – Warehouse Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 100A, 65 kA |
| Tablero | DPA-42-2-B | A/C System Distribution Panelboard 480V – Maintenance Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 400A, 65 kA |
| Tablero | DPA-52-2-B | A/C System Distribution Panelboard 480V – Laboratory Building | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 225A, 65 kA |
| Tablero | DPA-62-2-MES | A/C System Distribution Panelboard 480V – Main Electrical Substation | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 100A, 65 kA |
| Tablero | DPA-72-2-PF | A/C System Distribution Panelboard 480V – Process Facilities Electrical Substation | 1 | 480 V _{AC} , 3P, 4W, 100A, 65 kA |
| Tablero | DPA-11-1-B | General Services Panelboard 208V – Control Room | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-21-1-B | General Services Panelboard 208V – Office Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-31-1-B | General Services Panelboard 208V – Warehouse Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-41-1-B | General Services Panelboard 208V - Maintenance Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-51-1-B | General Services Panelboard 208V – Laboratory Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-61-1-MES | General Services Panelboard 208V – Main Electrical Substation | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|-----------------------|----------------------------|---|------------|---|
| Tablero | DPA-71-1-PF DPA-72-1-PF | General Services Panelboard 208V – Process Facilities Substation | 2 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-81-1-B | General Services Panelboard 208V – Security Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-12-1-B | Lighting Panelboard 208V – Control Room | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-22-1-B | Lighting Panelboard 208V – Office Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-32-1-B | Lighting Panelboard 208V – Warehouse Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-42-1-B | Lighting Panelboard 208V – Maintenance Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-52-1-B | Lighting Panelboard 208V – Laboratory Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-13-1-B | Convenience Receptacle Panelboard 208V – Control Room | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-23-1-B | Convenience Receptacle Panelboard 208V – Office Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-33-1-B | Convenience Receptacle Panelboard 208V – Warehouse Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-43-1-B | Convenience Receptacle Panelboard 208V – Maintenance Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-53-1-B | Convenience Receptacle Panelboard 208V – Laboratory Building | 1 | 208-120 V _{AC} , 3P, 4W, 22 kA |
| Tablero | DPA-01-9- MES | DC System Distribution Panelboard – Main Electrical Substation | 1 | 125 V _{DC} , 100A, 1P,2W |
| Tablero | DPA-01-9-PF | DC System Distribution Panelboard – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 125 V _{DC} , 100A, 1P,2W |
| Tablero | ACAS-01-1- MES | AC Auxiliary Services Distribution Panelboard – Main Electrical Substation | 1 | 208-120 V _{AC} , 100A, 3P, 4W |

| TIPO DE EQUIPO | TAG | DESCRIPCIÓN | QTY | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES |
|---------------------|------------------------------|--|-----|--|
| Tablero | ACAS-01-1-PF | AC Auxiliary Services Distribution Panelboard – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 208-120 V _{AC} , 225A, 3P, 4W |
| Suplidor de Energía | UPS-01-9-B UPS-02-9-B | Uninterruptible Power System #1 and #2 – Control Room | 2 | 480 V Input, 208-120V Output, 20 kVA |
| Suplidor de Energía | UPS-03-9-B | Uninterruptible Power System #1 – Main Electrical Substation | 1 | 480 V Input, 208-120V Output, 15 kVA |
| Rectificador | DCS-01-9-PF DCS-02-9-PF | Direct Current System#1 and #2 – Process Facilities and Utility Services E/S | 2 | 480V Input, 125 V _{DC} , Output, 7.5 kVA, |
| Rectificador | DCS-01-9-MES DCS-02-9-MES | Direct Current System #1 and #2 – Main Electrical Substation | 2 | 480V Input, 125 V _{DC} , Output, 7.5 kVA |
| Baterías | BB-01-9-B BB-02-9-B | UPS System Battery Bank – Control Room | 2 | 480 V _{DC} |
| Baterías | BB-03-9-PF | UPS System Battery Bank – Main Electrical Substation | 1 | 480 V _{DC} |
| Baterías | BB-01-9-PF BB-02-9-PF | DC System Battery Bank – Process Facilities and Utility Services E/S | 2 | 125 V _{DC} , 150AH |
| Baterías | BB-01-9-MES BB-02-9-MES | DC System Battery Bank – Main Electrical Substation | 2 | 125 V _{DC} , 100AH |
| Control | IRP-01-9-PF | Interposing Relay Panel – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 24V _{DC} , 120 V _{AC} , Control Relays |
| Control | PSCS-01-9-MES | Power Supervisory Control System – Main Electrical Substation | 1 | 125 V _{DC} , Open Communication Protocol |
| Control | PSCS-01-9-PF | Power Supervisory Control System – Process Facilities and Utility Services E/S | 1 | 125 V _{DC} , Open Communication Protocol |

[ANEXO 20]

Tabla I: Cálculos de Cables

[ANEXO 21]

En el presente anexo se muestran los siguientes planos de estudio de ruta, en el orden dado a continuación:

- El plano N° 1 muestra el diagrama unifilar general.
- El plano N° 2 muestra los diagramas Unificares funcionales de Sistemas CC
- El plano N° 3 muestra los planos de ubicación de los equipos
- El plano N° 4 muestra los planos de puesta a tierra
- El plano N° 5 muestra el sistema de protección contra rayos.