

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA EXTENDIDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA REFINERÍA BATALLA DE SANTA INÉS DE PDVSA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Daniel A. Delgado R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA EXTENDIDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA REFINERÍA BATALLA DE SANTA INÉS DE PDVSA

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda
Tutor Industrial: Ing. Orlando Castillo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Daniel A. Delgado R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

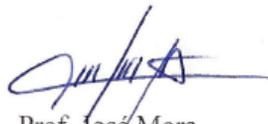
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

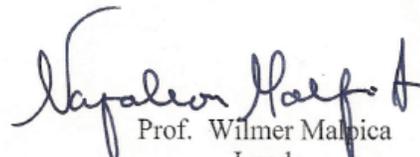
Caracas, 17 de junio de 2011

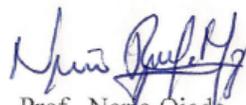
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Daniel A. Delgado R., titulado:

“DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA EXTENDIDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA REFINERÍA BATALLA DE SANTA INÉS PARA PDVSA”

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. José Mora
Jurado


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia, no hubiese sido posible sin ustedes.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios Todo Poderoso por el Don de la Vida.

Gracias a toda mi familia por haberme dado orientación y motivación durante mi carrera, en especial a mis abuelos Pablo Rodríguez y Leocadia de Rodríguez quienes desde muy niño me formaron como ser humano, dándome siempre consejos oportunos y mostrándome el camino correcto, se los debo todo a ellos. Gracias a mi madre por ser la motivación de seguir adelante.

A los profesores pertenecientes a la facultad de ingeniería, quienes desde el aula de clases impartieron conocimientos y alimentaron la pasión por el arte de la ingeniería, a mis compañeros y amigos de clases quienes siempre de manera paciente y desinteresada ayudaron a mi comprensión de diversos tópicos durante la carrera.

A la empresa VEPICA por haberme dado la oportunidad de desarrollar mi trabajo especial de grado en sus instalaciones, pudiendo tener así un contacto con la práctica de la ingeniería. Gracias al ingeniero Orlando Castillo por su visión experimentada y haberme ubicado en un proyecto donde pude obtener diversos conocimientos que contribuyen a mi formación profesional, mil gracias a los Ingenieros Axel Santos y Luis Cano por su paciencia e interés brindado a la hora de transmitir sus excelentes conocimientos en práctica de la ingeniería eléctrica.

Daniel A. Delgado R.

DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA EXTENDIDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA REFINERÍA BATALLA DE SANTA INÉS PARA PDVSA

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Orlando Castillo, Tesis. Caracas, U.C.V Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Venezolana de Proyectos Integrados (VEPICA). 2011. 108 h + anexos.

Palabras Claves: Carga, alimentador, circuitos ramales, centro de control de motores, subestación satélite.

Resumen: Se construirá una refinería en el estado Barinas que tendrá por nombre “Batalla de Santa Inés”, será propiedad de PDVSA, la misma abastecerá las necesidades de combustibles y asfalto de la zona, por lo tanto, para su correcta operación debe contar con un sistema eléctrico que sea capaz de brindar la energía eléctrica necesaria para llevar a cabo los diversos procesos que están dentro de dicha refinería. Este trabajo especial de grado se enfocará en el diseño del sistema eléctrico; 1) Unidad de almacenaje de combustible que se encarga de recibir el producto final para luego ser entregado al usuario y 2) Unidad de despacho de productos (LPG). Se diseñó la subestación satélite que abastecerá dichas unidades, incluye el dimensionamiento de los equipos necesarios tales como; transformador, barras, centro de control de motores, entre otros. También se realiza el dimensionamiento y selección de conductores hacia los motores y alimentador principal proveniente de la subestación principal, clasificación de áreas peligrosas, sistema de puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas y finalmente sistema de iluminación.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA	3
1.1. Descripción de la empresa.....	3
1.2. Planteamiento de problema	3
1.3. Antecedentes	4
1.4. Alcance del trabajo	4
1.5. Justificación e importancia del trabajo	5
1.5.1. Sistema Eléctrico de la RBSI.....	8
1.6. Objetivos	9
1.6.1. Objetivo General.....	9
1.6.2. Objetivos Específicos	9
CAPÍTULO II	11
METODOLOGÍA	11

2.1. Metodología.....	11
2.2. Documentación.....	11
2.3. Recolección de datos	12
2.4. Cálculo y esquemas del sistema eléctrico.	13
CAPÍTULO III	15
MARCO TEÓRICO	15
3.1. Diseño del sistema eléctrico	15
3.1.1. Generalidades del sistema de distribución.....	15
3.1.1.1. Tipo de sistema de distribución	15
3.1.2. Alimentadores.....	17
3.1.3. Circuitos Ramales.....	17
3.1.4. Diseño de alimentadores y circuitos ramales	17
3.1.4.1. Selección de conductores por capacidad de corriente	18
3.1.4.2. Selección de conductores por caída de tensión	20
3.1.4.3. Selección de conductores por cortocircuito.....	22
3.1.4.4. Selección de aislante y revestimiento de conductores.....	23
3.1.4.5. Calibre mínimo de los conductores	24
3.1.5. Instalación de canalizaciones eléctricas	24
3.1.6. Consideraciones de la S/E satélite	25
3.1.6.1. Tablero eléctrico	27
3.1.6.2. Centro de control de motores (CCM).....	27
3.1.6.2.1. Centro de control de motores para baja tensión.	29
3.1.7. Clasificación de áreas peligrosas	30

3.1.7.1. Clasificación de áreas peligrosas según normativa europea API RP 505	31
3.1.7.1.1. Lugares Clase I, Zona 0; Clase I, Zona 1 y Clase I, Zona 2	31
3.1.7.1.2. Lugares Clase I, Zona 1	33
3.1.7.1.3. Lugares Clase I, Zona 2	34
3.1.7.2. Comparación entre las prácticas europeas y americanas	37
3.1.7.3. Codificación gráfica	38
3.1.8. Equipos eléctricos.....	39
3.1.8.1 Transformadores	39
3.1.8.1.1. Tipos de transformadores	39
3.1.8.1.1.1. Transformadores de potencia.....	39
3.1.8.1.1.2. Transformadores de distribución	40
3.1.8.1.1.3. Capacidad	40
3.1.8.1.1.4. Voltaje y frecuencia.....	41
3.1.8.1.1.5. Ubicación.....	41
3.1.8.2. Motores	41
3.1.8.2.1. Valores normalizados de potencia.....	42
3.1.8.2.2. Selección de voltajes para motores.....	42
3.1.8.2.3. Ubicación.....	43
3.1.9. Sistema de puesta a tierra	43
3.1.10. Protección contra descargas atmosféricas	47
3.1.10.1. Fundamento de la protección contra descargas atmosféricas	47
3.1.10.2. Sistema de protección contra descargas atmosféricas	48

3.1.10.3. Elementos que deben ser protegidos contra descargas atmosféricas	48
3.1.10.4. Método para protección contra descargas atmosféricas (Esfera rodante).....	49
3.1.11. Selección del sistema de iluminación	50
3.1.11.1 Cálculo de niveles de iluminación.....	50
3.1.11.1.1. Método punto por punto.....	51
3.1.11.2. Niveles recomendados para iluminación.....	54
3.1.11.3. Consideraciones del sistema de iluminación.....	55
CAPÍTULO IV	56
INGENIERÍA BÁSICA	56
4.1. Análisis de carga	56
4.1.1. Dimensionamiento de equipos.....	57
4.1.1.1. Transformador de potencia.....	57
4.1.1.2. Tablero de potencia de baja tensión	59
4.1.1.3. Centro de control de motores.....	59
4.1.1.3.1. Valores nominales.....	59
4.1.1.3.1.1. Capacidad de corriente de barra.....	60
4.1.1.3.1.2. Valor Nominal de Corto Circuito.....	60
4.1.1.3.1.3. Arrancadores normalizados.....	62
4.1.1.3.1.4. Selección del centro de control de motores	62
4.2. Diagrama unifilar	64
4.3. Clasificación de áreas peligrosas.....	65
4.3.1. Tanques de techo fijo	66

4.3.2. Tanques de techo flotante.....	68
4.3.3. Bombas.....	70
4.4. Sistema de instalaciones eléctricas para la subestación eléctrica satélite.....	71
4.4.1. Tomacorriente	71
4.4.2. Iluminación	72
4.4.3. Tabla de carga	72
4.4.3.1 Tablero tomacorriente	72
4.4.3.2. Tablero de iluminación	73
4.5. Dimensionamiento de calibre de conductores.....	73
4.5.1. Cálculo por capacidad de corriente	73
4.5.1.1. Tipo de canalización	74
4.5.1.2. Temperatura de operación del conductor.....	74
4.5.3. Cálculo por caída de tensión	76
4.5.4. Cálculo por cortocircuito.....	80
4.5.5. Selección del conductor y conductor de tierra	82
4.6. Sistema de puesta a tierra	86
4.6.2. Dimensionamiento y selección de conductor para malla de puesta a tierra	86
4.6.3. Puesta a tierra de equipos y subestación satélite.....	89
4.6.4. Puesta a tierra de los tanques.	90
4.7. Protección contra descargas atmosféricas	90
4.7.1. Protección para estructuras ordinarias	91
4.7.2. Protección para estructuras que contienen vapores inflamables, gases inflamables o líquidos que puedan desprender vapores inflamables....	94

4.7.2.1. Principios y fundamentos de protección en tanques de almacenaje de combustibles.	95
4.7.2.2. Materiales para la protección de los tanques de almacenaje.	95
4.7.2.3. Zonas de protección con mástiles	96
4.7.3. Resultados de protección contra descarga atmosférica	99
4.8. Iluminación.....	100
4.8.1. Iluminación general.....	101
4.8.2. Método de iluminación	101
4.8.2.1. Cálculo de iluminación	101
4.8.2.2. Niveles de iluminación.....	101
4.8.3. Procedimiento de cálculo	101
4.8.4. Resultado del cálculo	102
ANÁLISIS DE RESULTADOS	104
CONCLUSIONES	108
ANEXOS	a

LISTA DE FIGURAS

Fig. 3. 1 - Codificación gráfica según normativa API RP 505	39
Fig. 4. 1 - Tanque de almacenamiento líquido inflamable techo fijo, en un área no cerrada adecuadamente ventilada.....	67
Fig. 4. 2 – Tanque de almacenamiento líquido inflamable abierto techo flotante, en un área no cerrada adecuadamente ventilada.	69
Fig. 4. 3 – Proceso adecuadamente ventilado con gas o vapor más pesado que el aire localizado al nivel del suelo.	70
Fig. A4. 1- Diagrama unifilar para cálculo tipo de cortocircuito (Método MVA)	bb
Fig. A4. 2 - Esquema visual de reducción de diagrama unifilar por el método MVAcc	
Fig. A4. 3 - Diagrama unifilar para cálculo de cortocircuito (Barra B).....	ff
Fig. A4. 4 - Diagrama unifilar para cálculo de cortocircuito (Barra A).....	gg

LISTA DE TABLAS

Tabla 3. 1 - Calibres mínimos según norma PDVSA N-201	24
Tabla 3. 2 - Distancias mínimas para trabajo	26
Tabla 3. 3 - Clasificación de grupos según norma API RP 505.....	36
Tabla 3. 4 - Equivalencia de normativa europea con normativa americana	38
Tabla 3. 5 – Rango de valores nominales de tensiones y capacidad (OA) kVA.....	40
Tabla 3. 6 - Nivel de tensión según potencia del motor.....	43
Tabla 3. 7 - Factores de mantenimiento y pérdidas (FM).....	53
Tabla 3. 8 - Niveles recomendados de iluminación	54
Tabla 4. 1 - Demanda de carga.....	57
Tabla 4. 2 - Capacidades de corriente de la barra principal del CCM en baja tensión	60
Tabla 4. 3 - Valores nominales de corto circuito de CCM en baja tensión	61
Tabla 4. 4 - Dimensionamiento de barras en 480 V*	63
Tabla 4. 5 - Símbolos para diagramas unifilares.....	64
Tabla 4. 6 - Resultados Clasificación de áreas peligrosas	71
Tabla 4. 7 - Calibre de conductor por capacidad de conducción y protección asociada	75
Tabla 4. 8 - Cálculo por caída de tensión (Unidad Tratamiento de Aguas Servidas). 77	
Tabla 4. 9 - Cálculo por caída de tensión (Unidad de Almacenaje)	78
Tabla 4. 10 - Cálculo por caída de tensión (Unidad Despacho de Productos).....	79
Tabla 4. 11 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad Tratamiento de Aguas Servidas)	83
Tabla 4. 12 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad de Almacenaje)	84
Tabla 4. 13 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad Despacho de Productos)	85
Tabla A1. 1 - Análisis de carga Unidad Tratamiento de Aguas.....	b
Tabla A1. 2- Análisis de carga Unidad de Almacenaje	d

Tabla A1. 3 - Análisis de carga Unidad De Despacho de Productos (LPG).....	g
Tabla A2. 1 - Propiedades de componentes Inflamables	i
Tabla A3. 1 - Ampacidades Admisibles de los conductores de los conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 Voltios y 60°C a 90°C (140°F a 194°F) con No Más de tres Conductores Portadores de Corriente en Una Canalización.....	m
Tabla A3. 2 - Ampacidades Admisibles de Tres Conductores Sencillos Aislados para Tensiones Nominales de 0 a 2000 Voltios, de 150°C a 250 °C (302°F a 482°F) en Canalizaciones o Cables Basadas en Una Temperatura Ambiente de 40 °C (104 °F).....	n
Tabla A3. 3 - Ampacidad Admisible en Cables Unipolares Aislados de 0 a 2000 Voltios, de 150 °C a 250 °C (32°F a 482°F) al Aire Libre, para Una Temperatura Ambiente de 40°C (104°F).	o
Tabla A3. 4 - Corriente de Cortocircuito vs Calibre (AWG).....	p
Tabla A3. 5- Aplicaciones y Aislamiento de los conductores	q
Tabla A3. 6 - Factores de Ajuste para Más de Tres Conductores Portadores de Corriente en Una Canalización o Cable.....	u
Tabla A4. 1 - Cortocircuito trifásico en los puntos señalados	hh
Tabla A4. 2 - Contribución de MVAs.....	hh

INTRODUCCIÓN

En Venezuela actualmente se consume un promedio de 360.000 Barriles de combustibles líquidos por día (Gasolina, Kerosene, Combustible de aviación, Diesel, Gasoil y LPG). Para obtener estas cifras relativamente altas de combustible se hace necesario refinar aproximadamente 1,5 millones de barriles de crudo por día, lo que representa la mitad del crudo que produce la nación actualmente. Para cubrir esta demanda tan alta, se hace necesario mantener el parque refinador (Amuay, Cardón, Palito, Puerto La Cruz) en condiciones óptimas e incrementar el número de refinerías para compensar la creciente demanda, tanto por incremento poblacional como por razones industriales. Por esta razón surge la necesidad de crear nuevas refinerías y es por ello que actualmente se diseña la refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) en el estado Barinas. Esta refinería además de satisfacer los requerimientos del estado Barinas también proveerá de combustibles y asfalto a los estados adyacentes.

PDVSA ha solicitado al consorcio SAIVPE conformado por VEPICA de origen Venezolano y SAIPEM de origen Italiano que lleve a cabo el desarrollo de la ingeniería conceptual e ingeniería básica de la RBSI. Esta refinería tendrá una capacidad de 50.000 Barriles por día a condiciones estándar¹. Para su correcta operación esta refinería contará con más de 45 unidades de procesos, donde en la cual se obtendrán productos tales como: Gasolina, Diesel, Kerosene, Nafta, Combustible de avión, entre otros. Para diseñar esta planta es necesario contar con la presencia de diversas disciplinas de la ingeniería y una de ellas es la Ingeniería Eléctrica, ya que para poner a funcionar equipos como: bombas, compresores, motores y el suministro de energía para iluminación y tomacorriente es necesario un sistema que sea capaz de brindar la energía eléctrica de manera continua y segura.

¹ Barril estándar: 60°F y 1 Atmósfera de presión.

Este trabajo especial de grado estará enfocado en el desarrollo de la ingeniería básica del sistema eléctrico de las unidades de almacenaje de combustibles y despacho de productos.

En las unidades de almacenaje de combustibles y despacho de productos, se hará un análisis de carga para dimensionar los equipos principales tales como: Transformadores de potencia, Tableros de potencia y Centro de Control de Motores. Una vez ya seleccionado los equipos, se procederá a realizar el diagrama unifilar donde se tendrá un esquema general del sistema eléctrico. Se calculará y se seleccionará el calibre de los conductores para los alimentadores principales de la subestación eléctrica satélite, así como también para los circuitos ramales que alimentarán a los motores. Se harán los planos de clasificación de áreas peligrosas, sistema de puesta a tierra, protección contra descarga atmosféricas e iluminación. Todo lo mencionado anteriormente se efectuará tomando en cuenta las normativas vigentes nacionales e internacionales.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA

1.1. Descripción de la empresa

Venezolana de Proyectos Integrados VEPICA, C.A. Es una empresa orientada al desarrollo de proyectos de ingeniería, procura, gerencia de construcción, operación y mantenimiento. VEPICA es reconocida por su experticia en la ejecución de proyectos para la industria del petróleo, gas, química y petroquímica con una amplia experiencia en refinación, facilidades de producción, procesamiento y compresión de gas, oleoductos y poliductos, distribución y almacenamiento de hidrocarburos, así como en el diseño, construcción y operación de plantas de procesos, manejo y almacenamiento de productos químicos y petroquímicos, en más de 1500 proyectos para más de 50 clientes.

1.2. Planteamiento de problema

El desarrollo industrial de la zona Sur- Occidental de Venezuela es altamente dependiente en la actualidad del suministro de combustibles provenientes de las refinerías ubicadas hacia el norte de país. La gasolina que se consume en los estados Barinas, Apure, Mérida, Portuguesa, Táchira y Trujillo es suministrada desde la Refinería El Palito a través de gandolas que cargan en el llenadero ubicado a unos 15 km de la ciudad de Barquisimeto. Por otro lado, el combustible Diesel consumido en estos estados proviene principalmente del llenadero de Bajo Grande, en el estado Zulia.

En la actual situación, los estados del sur del país son los más sensibles a las crisis relacionadas con escasez de combustibles, ya que al estar más alejados de los centros de refinación, requieren de una logística de suministro más compleja.

Por esta razón, PDVSA ha planificado la construcción de una refinería que se ubicará en el estado Barinas y que llevará por nombre Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI). Dicha refinería estará compuesta por más de 40 unidades de procesos, donde el esfuerzo de este trabajo especial de grado estará dirigido a la unidad de almacenamiento y despacho de productos, unidades que serán descrita en la justificación del problema.

1.3. Antecedentes

Para la ejecución de la Ingeniería Básica Extendida de la RBSI se ha conformado un Consorcio Internacional llamado “Consortio SAIVEP Santa Ines” conformado por las empresas de Ingeniería: SAIPEM de origen italiano y VEPICA de origen venezolano.

El “Consortio SAIVEP Santa Inés” elaboró y completó la fase previa denominada “Ingeniería Conceptual”, la cual será tomada como base para la elaboración de la Ingeniería Básica Extendida de la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI). [1]

1.4. Alcance del trabajo

Dada la magnitud del proyecto y tomando en cuenta que existe un consorcio entre dos empresas (Internacional y Nacional), Para el diseño completo de las

instalaciones eléctricas de la refinería, se cuenta en VEPICA con un equipo de quince (15) personas entre ingenieros, técnicos y dibujantes.

Para efectos de este trabajo de grado se decidió concentrar el esfuerzo únicamente en el diseño de la ingeniería básica del sistema eléctrico de las unidades 45(Almacenaje) y 47 (Despacho de productos). Unidades donde podrá desarrollar todos los objetivos específicos que se indican en el punto 1.6.2 de este capítulo, donde la labor que implica conocimientos de la ingeniería eléctrica es análoga a las unidades restantes del proyecto.

1.5. Justificación e importancia del trabajo

La Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) con una capacidad proyectada inicial de (50 MBPSD)², deberá satisfacer los requerimientos de combustible del estado Barinas y de las áreas vecinas, a través de un sistema de refinación capaz de producir gasolinas de alto octanaje (91 y 95 octanos), combustible diesel y de aviación, además del asfalto requerido para las necesidades de pavimentación de la región.

La Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) contará como mínimo con las siguientes unidades de procesos, servicio e instalaciones auxiliares:

- Planta de Asfalto.
- Unidad de Hidrotratamiento de Nafta.
- Unidad de Hidrotatamiento de Diesel.
- Unidad de Destilación Atmosférica.
- Unidad de Destilación al Vacío.

² Miles de Barriles de petróleo por día a condiciones Estándar (60°F y 1 Atmósfera).

- Unidad de Reformación Catalítica.
- Unidad de Tratamiento de Kerosén.
- Servicios Industriales.
- Planta de Gas.
- Unidad de Regeneración de Aminas.
- Unidad de Recuperación de Azufre.
- Unidad Despojadora de Aguas Agrias.
- Unidad de Agua Cruda y de Enfriamiento.
- Unidad para el Tratamiento de Efluentes.
- Área de Almacenamiento y Patio de Tanques.
- Despacho de Combustible y Patio de Llenado.
- Edificaciones
- Cuarto de Control Central y Salas Satélites.
- Subestación Eléctrica Principal y Subestaciones Eléctricas Satélites³.

Las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo, para almacenar las bases componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente con el

³ Se define en el proyecto RBSI Subestación Eléctrica Satélite a aquellas donde se encuentran los puntos de transformación y centro de control de motores asociados a las unidades de procesos con niveles de tensión 13,8/4,16/0,48 kV.

fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de materia prima que les llegan. Para poder garantizar que se lleven a cabo de manera correcta las funciones anteriormente descritas, es necesario contar con un sistema eléctrico que sea capaz de brindar una operación adecuada de estas instalaciones, teniendo como base los datos que son suministrados por el departamento de procesos.

Para el caso particular del proyecto RBSI el departamento de procesos indicó una potencia estimada de aproximadamente 900 kW para la operación de más de 40 bombas con un rango de potencia de 1,5 hasta 150 HP que están asociadas a la operación de las unidades 45 (Almacenaje), 47 (Despacho de productos) y 32 (Unidad de tratamiento de aguas), información fundamental para realizar el dimensionamiento de los equipos eléctricos que se encontrarán en la subestación satélite que será del tipo secundario selectivo según las exigencias de PDVSA donde también se tomará en cuenta la carga correspondiente asociada a la iluminación, tomacorrientes y puntos de soldadura de la unidad de almacenaje y despacho de productos.

En el área de almacenaje se contará con más de 30 tanques y con un área aproximada de 450.000 metros cuadrados que deberán poseer iluminación exterior, sistema de puesta a tierra y protección contra descargar atmosféricas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Es necesario para la subestación satélite contar con iluminación interior, exterior y las respectivas canalizaciones en dicha edificación.

La subestación satélite asignada para las unidades de almacenaje y despacho de productos es denominada S/E Satélite #6. En el análisis de carga realizado en este TEG se tomó en cuenta la unidad de tratamiento de aguas, ya que en el futuro se prevé alimentar dicha unidad desde esta subestación. [1]

1.5.1. Sistema Eléctrico de la RBSI

La alimentación eléctrica a la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) se ha conceptualizado de la siguiente manera:

(a). Alimentación desde Planta Eléctrica a través de dos (2) alimentadores independientes y totalmente redundantes en 115kV. La Planta Eléctrica estará ubicada a dos (2) kilómetros de distancia de la RBSI y será diseñada por otros.

(b). Una (1) subestación eléctrica principal con configuración doble secundario selectivo, ubicada dentro del alcance del proyecto RBSI, que recibirá los dos (2) alimentadores de 115kV proveniente desde una Planta Eléctrica. Esta subestación eléctrica será equipada con dos (2) seccionadores bajo carga en 115kV, dos (2) transformadores de potencia de 115kV/13,8kV y capacidad de 50/60MVA, un (1) tablero de potencia (Switchgear) de 13,8kV desde donde se alimentarán todas las subestaciones eléctricas satélites, un (1) tablero de potencia (Switchgear) de 4,16kV desde donde se alimentarán todos los motores con potencia mayor o igual a 150kW y menores a 4000kW

(c). Siete (07) subestaciones eléctricas satélites, cada una con configuración doble secundario selectivo y alimentadas desde la subestación eléctrica principal a través de dos (2) alimentadores independientes y totalmente redundantes de 13,8kV.

a. Cada subestación eléctrica satélite ha sido ubicada dentro de la RBSI, y lo más cercano posible a los centros de carga de tal manera se disminuir el impacto de la caída de voltaje de baja tensión (480V).

(d). Según el contrato del proyecto de la RBSI, el diseño no considera, al menos en esta fase de diseño, la inclusión de unidades de generación alterna

ni de emergencia; por cuanto PDVSA indicó como premisa que el suministro eléctrico desde Planta Eléctrica será 100% confiable y en el caso extremo donde sea requerido algún bote de carga, la RBSI no será incluida en ninguno de los escenarios manejados.

Según el acuerdo entre PDVSA y el consorcio SAIPEM el diseño del sistema eléctrico será realizado sobre diversas recomendaciones y estándares, tomando en cuenta Normativas Europeas (Estándares IEC), así como también considerando todos los requerimientos y excepciones indicadas en la Normativa Venezolana, específicamente en el Código Eléctrico Nacional (COVENIN 200) y las guías de diseño de PDVSA. [1]

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo General

Diseñar el sistema eléctrico requerido para la operación de la unidad de almacenaje y despacho de productos en la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI), propiedad de PDVSA a ser ubicada en el Estado Barinas.

1.6.2. Objetivos Específicos

- (a). Elaborar el listado de cargas eléctricas y determinar la correspondiente demanda eléctrica. Se incluye el dimensionamiento de los equipos eléctricos principales tales como: Transformadores de Potencia, Tableros de Potencia y Centros de Control de Motores.

- (b). Elaborar los diagramas unifilares, tanto el general del área como los correspondientes a los tableros de potencia y centros de control de motores.
- (c). Elaborar los planos de clasificación de áreas peligrosas.
- (d). Diseñar el sistema de instalaciones eléctricas para la subestación eléctrica satélite.
- (e). Dimensionar y seleccionar el alimentador principal en 13,8kV proveniente desde la Subestación Eléctrica Principal.
- (f). Dimensionar y seleccionar los circuitos ramales de fuerza a los motores eléctricos.
- (g). Elaborar planos del sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.
- (h). Elaborar planos para el diseño del sistema de iluminación.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

2.1. Metodología

La estrategia por etapas para realizar el proyecto eléctrico de la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) es la siguiente:

2.2. Documentación

En esta primera etapa se hizo una búsqueda y se estudió del material técnico necesario en el cual se fundamentan los objetivos planteados, se ejecutó de la siguiente manera:

- (a). Revisión y estudio de la Ingeniería Conceptual de la RBSI.
- (b). Elaboración de los Criterios y Bases de Diseño de Electricidad, donde se definieron los lineamientos requeridos para la elaboración del diseño eléctrico y además de la selección de toda la Normativa que se usó como base.
- (c). Recopilación y ordenamiento de la documentación técnica usada, elaboración del estudio de cargas eléctricas, diagramas unifilares, dimensionamiento de alimentadores, diseño del sistema eléctrico de la subestación eléctrica, planos de clasificación de áreas peligrosas,

sistema de iluminación, sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.

- (d). Estudio y comprensión de la documentación indicada en el punto inmediato anterior.
- (e). Revisión de proyectos análogos ejecutados por la empresa VEPICA.

2.3. Recolección de datos

Luego de tener una comprensión de la documentación técnica para la ejecución del proyecto fue necesario recopilar toda la información suministrada por Petróleos de Venezuela y por la ingeniería conceptual, para posteriormente ser usada en los cálculos de los diferentes sistemas y elementos que competen a la disciplina de electricidad, en las áreas siguientes:

- (a). Plano general con la Ubicación Geográfica de la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI).
- (b). Plano general de ubicación de equipos (Plot Plan) de la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) donde se indiquen todas las unidades que conforman la Refinería y se demarque el área de Almacenamiento y Despacho de productos.
- (c). Planos de ubicación de equipos (Plot Plan) del área de Almacenamiento y Despacho de productos.
- (d). Diagramas de Flujo de Procesos donde se identifiquen los motores y cargas eléctricas.
- (e). Potencia eléctrica (consumo) de los motores y cargas eléctricas definidos por las especialidades de Procesos y Equipos rotativos.

- (f). Dato de nivel de cortocircuito.
- (g). Condiciones climáticas de lugar.
- (h). Datos técnicos para el cálculo del sistema de puesta tierra y protección contra descargas atmosféricas.

2.4. Cálculo y esquemas del sistema eléctrico.

Se usaron hojas de cálculo ya establecidas en VEPICA, se adquirieron los conocimientos pertinentes para manejar paquetes computacionales, simuladores y programa de dibujo (AUTOCAD) para elaborar planos según fue el caso, a continuación se especifican las acciones ejecutadas:

- (a). Elaboración del listado de cargas eléctricas y determinar la correspondiente demanda eléctrica. Se incluyó el dimensionamiento de los equipos eléctricos principales tales como: Transformadores de Potencia, Tableros de Potencia y Centros de Control de Motores.
- (b). Elaboración de los diagramas unifilares, tanto el general del área como los correspondientes a los Tableros de Potencia y Centros de Control de Motores.
- (c). Elaboración de los planos de Clasificación de Áreas Peligrosas aplicando la normativa correspondiente.
- (d). Elaboración del sistema eléctrico de la subestación eléctrica satélite.
- (e). Cálculo y selección de circuitos de fuerza a los motores eléctricos.

- (f). Elaboración del sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. Diseño del sistema eléctrico

En los puntos que vienen a continuación se tiene como finalidad desarrollar todos los criterios para el diseño del sistema eléctrico de la unidad de almacenaje y despacho de productos.

3.1.1. Generalidades del sistema de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

El sistema de alimentación eléctrica que se utilizará en las unidades de almacenaje y despacho de productos tendrá un nivel de tensión entre fases no mayor a 600 V. [2]

3.1.1.1. Tipo de sistema de distribución

La configuración del sistema de distribución de energía de una refinería se define en base a la norma API 540 [3]:

“Cuatro tipos básicos de sistemas de distribución de energía están disponibles: radial, radial selectivo primario, radial selectivo secundario y paralelo

selectivo secundario. La selección de uno de estos tipos de sistemas se define por el análisis de algunos factores como costo, continuidad de servicio”.

El sistema de distribución utilizado en las plantas de PDVSA es el secundario selectivo según la norma N-201 .Esta es la configuración usual debido a que las empresas petroleras tienen sus propias plantas de generación, lo que asegura continuidad de servicio. Además es uno de los sistemas más económicos para distribución de energía. Este sistema tiene un circuito de media tensión, la selectividad de este sistema está en el lado secundario del transformador. Las principales características con que cuenta este sistema son las siguientes [4]:

Puesto que cada transformador debe ser capaz de soportar en forma segura la totalidad de la carga alimentada por los dos transformadores de cada centro de carga, la capacidad de transformación requerida es casi el doble de cualquier otro sistema de alimentación.

La regulación en el sistema es superior a cualquier sistema debido a la reserva de capacidad en las subestaciones.

La corriente de cortocircuito dependiendo de la capacidad de los transformadores puede ser ligeramente menos a otra configuración ya que el interruptor de interconexión posee enclavamiento a fin de impedir la puesta en paralelo de los dos transformadores de cada centro de carga.

Una falla en un circuito de alta, causa la interrupción de servicio en la mitad de la carga pero el servicio puede ser restablecido a la totalidad de la carga mediante los enlaces de barras.

Una falla en un transformador, causa interrupción de servicio en media carga, pero el servicio puede ser restablecido aislando el transformador defectuoso y alimentando su carga por medio del enlace. La duración de la interrupción se reduce

al tiempo de operación del interruptor de enlace, operación que puede minimizarse a los valores prácticos deseados y tomando en cuenta la inversión. [2]

3.1.2. Alimentadores

Los alimentadores, son elementos de transmisión de energía hasta tableros secundarios o principales.

La definición utilizada en el CEN (Código Eléctrico Nacional) es la siguiente:

“Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de suministro de un sistema derivado y el último dispositivo contra sobrecorriente del circuito ramal” [6]

Los requisitos que deben cumplir los alimentadores se establecen en el CEN, sección 215 y 430 esta última sección describe específicamente el cómo deben ser los alimentadores para los motores eléctricos.[6]

3.1.3. Circuitos Ramales

La definición utilizada en el CEN es la siguiente :

Son “los conductores del circuito entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege el circuito y la(s) salida(s)” [6]

Estos circuitos deben cumplir con lo establecido en la CEN, Secciones: 210, 225 y 430.

3.1.4. Diseño de alimentadores y circuitos ramales

De manera general, para seleccionar el calibre de los conductores que serán utilizados como alimentadores o circuitos ramales, los mismos deben ser escogidos en función de cumplir ciertos requisitos que exigen las diversas normativas nacionales e internacionales. Los principales criterios que deben ser tomados en cuenta para realizar la selección de manera correcta son los siguientes:

1. Selección de conductores por capacidad de corriente. (Ver anexo A4.1)
2. Selección de conductores por caída de tensión. (Ver anexo A4.2)
3. Selección de conductores por cortocircuito. (Ver anexo A4.3)

Además de esto, es necesario considerar los siguientes puntos que se refieren a las características físicas del elemento:

4. Consideración de los requisitos de aislamiento.
5. Diseño de la canalización de los conductores.

3.1.4.1. Selección de conductores por capacidad de corriente

La selección por capacidad de corriente tiene por objeto dimensionar el conductor de modo que el calor desarrollado por el paso de la corriente de carga normal, no eleve su temperatura por encima de los valores permitidos por el CEN de manera continua en el conductor o su propio aislante.

Los factores determinantes de la capacidad de corriente de los conductores son:

- a) Tipo de conductor (conductor, aislante, etc.)
- b) Temperatura del ambiente.
- c) Presencia de otros conductores que transporten energía.
- d) Tipo de canalización.

El Modo usual de hacer la selección de los conductores es mediante el uso de tablas de capacidad de corriente para las condiciones de temperatura ambiente, canalización, del tipo de conductor usado, entre otras.

En las tablas A3.1 hasta la A3.4 del anexo 3 se muestran los valores de capacidad de corriente de conductores de cobre y aluminio con los aislantes más comunes usados en Venezuela hasta 2000 V, de acuerdo al CEN. También se han desarrollado tablas de capacidad de corriente para conductores de cobre y aluminio con aislantes para alta tensión, tomando en cuenta el tipo de canalización y la temperatura ambiente normal. Cuando la temperatura ambiente de determinado elemento, no es la de las tablas, se aplican los factores de corrección para otras temperaturas, que aparecen debajo de dichas tablas.

Es importante al seleccionar conductores por capacidad de corriente tener en cuenta:

- a) Número de conductores que llevan corriente colocados juntos en un conducto.
- b) Paso de los conductores por ambientes con diferentes temperaturas.
- c) Reducción de la capacidad de los conductores en caso de utilizarse espacio de reserva en canalizaciones.
- d) En caso de equipos con corrientes de arranque grandes, debe estudiarse su ciclo de operación ya que frecuentes arranques equivalen a corrientes nominales mayores, y pueden llevar a sobrecalentamiento de conductores diseñados para corrientes nominales del equipo.
- e) Normalmente, y siempre que el número de conductores no sea muy grande, es más económico sustituir un conductor de sección grande por varios de menor calibre.
- f) Cuando la carga está compuesta por lámparas de descarga al neutro siempre lleva corriente de la tercera armónica por lo cual debe ser tomado en cuenta para determinar la capacidad de alimentación.

- g) La capacidad de los conductores también depende de la posición relativa del ducto dentro de bancada o trinchera. [2]- [7]

3.1.4.2. Selección de conductores por caída de tensión

La selección por caída de tensión, tiene por objeto, dimensionar el conductor eléctrico a fin de que la caída de tensión que ocurre en él con la corriente nominal de la carga, no pase de los límites admisibles.

En el artículo 210.19 nota 4 y artículo 215.2 nota 2 del CEN se establecen los valores máximos de caída de tensión permisible para alimentadores y circuitos ramales en los que se establece que la caída de tensión debe ser menor al 5% entre alimentador y circuito ramal al punto más lejano de carga.

En elementos de transporte de energía para tensiones mayores a 600V, es preciso tener en cuenta las caídas desde el punto de vista económico considerando además de los requisitos de la carga:

- a) Condiciones ambientales.
- b) Costo de las pérdidas (rendimiento).
- c) Costo de conductores.
- d) Costo de equipos.
- e) Regulación de tensión.

Esta selección del conductor en relación a una caída de tensión, puede hacerse mediante el cálculo que se muestra en el anexo 4 o utilizando gráficos o datos tabulados que dan las capacidades de distribución para cada cable en determinadas condiciones de tensión de servicio, tipo de circuito (trifásico, monofásico, etc.) canalización y temperatura para un determinado valor de caída de

tensión en porcentaje; o que permiten obtener la sección requerida, en base a los factores que determinan la caída de tensión.

Los factores determinantes de la caída de tensión y por lo tanto, de la selección del conductor a usar son:

- a) Características de la corriente de carga.
- b) Longitud.
- c) Tipo de canalización y disposición de los conductores.
- d) Temperatura de funcionamiento del conductor.

Al seleccionar el conductor por caída de tensión, conviene tener en cuenta lo siguiente:

1. La selección debe hacerse para las condiciones normales de funcionamiento del elemento, si existen situaciones de funcionamiento provisional, deben estimarse las condiciones mínimas admisibles en tales casos a fin de obtener economía en el diseño.
2. Es importante tener en cuenta, al efectuar los cálculos, la reserva que se ha asignado al conductor.
3. Cuando la solución por caída de tensión es muy costosa debido al número y calibre de conductores que deben ser usados, se recomienda estudiar una de las soluciones siguientes que puedan resultar más económicas.
 - a) Uso de reguladores de tensión.
 - b) Uso de autotransformadores.
 - c) Alimentación a una tensión mayor.

3.1.4.3. Selección de conductores por cortocircuito

Tiene por objeto determinar la capacidad de los conductores para soportar, sin sufrir daño en sus características, las condiciones de cortocircuito durante el tiempo que éste pueda durar de acuerdo a la protección usada.

Los factores que determinan la capacidad de cortocircuito de un conductor, son los mismos que determinan su capacidad de corriente pudiéndose sin embargo considerar como sin influencia, debido al corto tiempo de duración de estas condiciones de operación, la temperatura ambiente, la canalización y la presencia de otros conductores energizados. Sin embargo, tiene gran influencia de temperatura a la cual se encuentra el conductor.

Para facilitar los cálculos, se han desarrollado gráficos que permiten determinar la capacidad de corriente de cortocircuito simétrica que puede soportar un conductor de determinado calibre y aislante en función del tiempo de duración del cortocircuito.

En el Anexo 3, Gráfico A3.1 se ha incluido el gráfico para cálculo de calibre tomando en cuenta el cortocircuito en el cual con la corriente de cortocircuito considerada y el tiempo de duración de la misma se puede determinar el calibre del conductor (Ver Anexo A4.3).

Es importante, al seleccionar el conductor por cortocircuito, tener en cuenta que:

1. El tiempo que debe ser considerado en la selección del conductor, depende de la protección usada, por lo cual es necesario antes, determinar el tipo de ésta y su corriente nominal.
2. Algunos elementos de protección indican su tiempo de apertura por medio de curvas que dan el tiempo máximo y mínimo en que ésta

puede ocurrir, debiendo tomarse para este cálculo la posibilidad más desfavorable (tiempo máximo).

3. Cuando los elementos de protección son del tipo limitador (tiempo de interrupción menores a $\frac{1}{4}$ de ciclo) es preciso buscar un valor de corriente equivalente. (Ver cálculo de cortocircuito A4.4 y A4.5)
4. Si en un centro de distribución los calibres de los conductores requeridos por cortocircuito resultan siempre mayores que los requeridos por capacidad y por caída de tensión, es conveniente estudiar la posibilidad de reducir el valor del cortocircuito mediante el uso de dispositivos que limiten el valor del mismo. [2]- [7]

3.1.4.4. Selección de aislante y revestimiento de conductores

La selección del tipo de aislante en los conductores, es un aspecto que tiene gran influencia tanto en el diseño eléctrico (capacidad y reactancia) como en el costo, vida y seguridad de las instalaciones.

De acuerdo a la tensión, los aislantes se pueden catalogar en tres grupos de los cuales en instalaciones para instituciones sólo se usan: aislantes para conductores hasta 600 voltios y aislantes para conductores de tensión hasta 15 kV.

En el Anexo 3 Tabla A3.5 se muestran los aislantes y sus características principales, las cuales permiten determinar su uso, sin embargo, en la práctica común los tipos de aislantes más usados son los siguientes:

Aplicado a:

Aislante termoplástico tipo THW (Conductores hasta 600 V)

Aislante de goma neopreno (Conductores de 600 V hasta 15 kV)

Además de la capa de aislante, los conductores aislados pueden tener un revestimiento protector, el cual tiene por objeto:

-Proteger el aislante contra los daños causados por la acción de ácidos, productos químicos, humedad, entre otros. Según los requisitos.

-Proteger suficientemente el aislante y conductor contra daños físicos. [2]-
[7]

3.1.4.5. Calibre mínimo de los conductores

En la tabla 3.1 se muestran los calibres mínimos a ser utilizados en la instalación de la refinería, estos calibres mínimos son basados en las recomendaciones especificadas en la norma PDVSA N-201 sección 15.2 tomando en cuenta su tensión de operación. [5]

Tabla 3. 1 - Calibres mínimos según norma PDVSA N-201

Tensión (kV) o Circuito	Calibre mínimo
13,8	2AWG
4,16	6AWG
0,48	12AWG
Iluminación	12AWG
Control de motores	14AWG

3.1.5. Instalación de canalizaciones eléctricas

Las canalizaciones eléctricas son los elementos utilizados para conducir los conductores entre las diferentes partes de la instalación eléctrica.

Según la norma PDVSA N-201 sección 14 y 15 y el la norma PDVSA N-252 sección 8.4 se recomienda que la canalización para el sistema de distribución se realizada bajo tierra.

Según lo anterior, los cables estarán directamente enterrados en áreas no pavimentadas fuera de las áreas de proceso o de servicios públicos, y puestos en forma de trincheras en las unidades de procesos.

La protección mecánica a lo largo de toda la ruta será siempre garantizada por el blindaje del cable mientras que las trincheras, bancadas, bandejas y conduits actuarán solamente como apoyo. [2]- [7]

Las reservas serán las siguientes [4]:

10% de cable en Trincheras.

25% de tuberías PVC en Bancadas.

15% en bandeja de cables.

3.1.6. Consideraciones de la S/E satélite

La subestación eléctrica satélite es cuarto de control eléctrico es el lugar donde se concentra la distribución de la energía a las diferentes cargas de las unidades. Sus elementos principales son: los tableros de distribución y los centros de control de motores. Alrededor de esta subestación satélite se encuentran los transformadores de distribución de la misma.

Físicamente debe estar localizado lo más cerca posible de la carga eléctrica, en un área no clasificada.

La distribución del equipo en el cuarto de control eléctrico debe realizarse permitiendo espacios de acceso y trabajo suficiente, un mantenimiento rápido y seguro alrededor del equipo eléctrico. Los espacios mínimos permitidos se indican en la CEN, Sección 110, artículo 110-34:

“a) A menos que se permita o se exija otra cosa en este código, el mínimo espacio libre de trabajo en dirección del acceso a las partes energizadas de un equipo eléctrico no debe ser inferior al especificado en la Tabla 110-34. Las distancias se deben medir desde las partes energizadas, si están expuestas, o desde el frente o abertura del cerramiento si están encerradas”. [2]- [8]

Tabla 3. 2 - Distancias mínimas para trabajo

Tensión Nominal [V]	Distancia mínima en (m) según condición		
	1	2	3
601-2500	0,90	1,20	1,50
2501-9000	1,20	1,50	1,80
9001-25000	1,50	1,80	2,70
25001-75000	1,80	2,40	3,00
Más de 75000	2,40	3,00	3,70

Las distancias mínimas a considerar serán las establecidas por la condición 1 ya que en las áreas de trabajo, las partes activas están resguardadas donde el material que resguarda dichas partes en todo los caso estarán puestos a tierra, esto según lo expresa la definición para condición 1 que se encuentra en la leyenda anexa a la tabla 110 – 34 del CEN. [6]

3.1.6.1. Tablero eléctrico

Los tableros son equipos que concentran dispositivos de protección y de maniobra o comando, desde los cuales se puede proteger y operar toda la instalación o parte de ella.

La cantidad de tableros que sea necesario se determina con la finalidad de salvaguardar la seguridad, y tratando de obtener la mejor funcionalidad en la operación de la refinería. [2]- [8]

3.1.6.2. Centro de control de motores (CCM)

Un centro de control de motores es un tablero que alimenta, controla y protege circuitos cuya carga esencialmente consiste en motores y que usa contactores o arrancadores como principales componentes de control.

El número de secciones de un centro de control de motores, depende del espacio que tome cada una de sus componentes, de manera que si el diseñador sabe qué componentes se incluirán, se puede diseñar el centro de control de motores.

El centro de control de motores ofrece las siguientes ventajas:

- Permite que los aparatos de control se alejen de lugares peligrosos.
- Permite centralizar al equipo en el lugar más apropiado.
- Facilita el mantenimiento y es menor el costo de instalación.

Para diseñar el centro de control de motores, se debe tomar en consideración la siguiente información:

1. Elaborar una lista de los motores que estarán contenidos en el CCM, indicando para cada motor:
 - Potencia en HP o kW.
 - Voltaje de operación.
 - Corriente nominal a plena carga.
 - Forma de arranque (tensión plena o tensión reducida).
 - Si tiene movimiento reversible.
 - Lámparas de control e indicadores.
2. Elaborar un diagrama unifilar simplificado de las conexiones de los motores, indicando la información principal referente a cada uno.
3. Tomando como referencia los tamaños normalizados para centros de control de motores, se puede hacer un arreglo preliminar de la disposición de sus componentes, de acuerdo con el diagrama unifilar y considerando un 20% de ampliaciones futuras.
4. Las especificaciones principales para un centro de control de motores (CCM), son las siguientes:
 - a) Características del gabinete y dimensiones principales.

Generalmente son del tipo autosoportado de frente muerto para montaje en piso, con puertas al frente para permitir el acceso al equipo.

- b) Arrancadores.

Normalmente son del tipo magnético, con control remoto y/o local por medio de botones y elementos térmicos para protección de motores.

c) Interruptores.

Por lo general son del tipo termomagnético en caja moldeada de plástico con operación manual y disparo automático, que pueden ser accionados exteriormente por medio de palancas.

d) Barras y conexiones.

Cada centro de control de motores tiene sus barras alimentadoras, que son normalmente de cobre electrolítico. Estas barras se encuentran en la parte superior y las conexiones se hacen en la parte inferior. [9]

3.1.6.2.1. Centro de control de motores para baja tensión.

El caso presente alberga a arrancadores que suministrarán una potencia de 480V, 3 fases, 60 Hz, a motores de inducción jaula de ardilla, de 460V, 3 fases, 60 Hz.

Las barras principales deben ir alojadas en la parte superior y a todo lo largo del CCM. La capacidad de corriente de las barras principales será de 600 A mínimo, y para las barras verticales de 300 A mínimo. La capacidad de la barra neutra debe ser igual a la de las barras principales. Además debe suministrarse una barra de tierra a todo lo largo del CCM, con capacidad mínima de 1/3 de la capacidad de las barras principales, pero en ningún caso menor a 200 A.

Los interruptores deben ser del tipo removible de 3 polos, disparo instantáneo, operados eléctrica o manualmente, tipo de energía almacenada y adecuados para servicio en un sistema de 480 Volts, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz.

Los circuitos de control operarán a 120V, 60Hz. [9]

3.1.7. Clasificación de áreas peligrosas

El objetivo de la clasificación de áreas peligrosas es evitar las fuentes de ignición eléctrica que crearán explosión de los vapores inflamables que pueden aparecer en la operación de las instalaciones de manipulación de líquidos y vapores inflamables.

No es la finalidad de la clasificación de áreas proteger contra la ignición de la liberación de los principales materiales inflamables en una falla catastrófica de la planta [10].

.Los dibujos de clasificación de área, se representarán de la siguiente manera [11]:

- Para definir el alcance de las atmósferas inflamables en el caso de emisiones no catastróficas de gas inflamable a la atmósfera.
- Para asegurar que los aparatos eléctricos son de un diseño adecuado.
- Para garantizar que las fuentes de ignición están adecuadamente separadas de las fuentes de gas inflamable.
- Para ayudar en la ubicación de las entradas de aire limpio para los sistemas de ventilación o de equipos de combustión.
- Para permitir la instalación de los dispositivos de salvamento, tiendas de líquidos inflamables, tiendas radiactivas y puntos de control de emergencia en áreas no peligrosas.
- Para ayudar con la localización de detectores de gases inflamables.

Todos los equipos eléctricos, máquinas y los conductores serán seleccionados para asegurar que las temperaturas máximas de las superficies expuestas a la atmósfera no sobrepasen las temperaturas mínimas de ignición de las sustancias peligrosas presentes. Además, como lo requiere la Norma COVENIN 200, un coeficiente de reducción de 0,8 se debe aplicar a los valores de temperatura de ignición. [10]

La clasificación de áreas peligrosas se diseñará de acuerdo a la normal API RP 505 (Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2). [9]- [10]

3.1.7.1. Clasificación de áreas peligrosas según normativa europea API RP 505

La sección 505 del CEN 200-2004 (7a. Revisión) cubre los requisitos para los equipos eléctricos, electrónicos y el cableado para todas las tensiones en lugares peligrosos (clasificados) Clase I, Zona 0; Clase I, Zona 1 y Clase I, Zona 2 donde puede existir riesgo de incendio o explosión debido a la presencia de gases o vapores inflamables, líquidos inflamables o polvos combustibles. [11]

3.1.7.1.1. Lugares Clase I, Zona 0; Clase I, Zona 1 y Clase I, Zona 2

Los lugares Clase I son aquellos en los cuales los gases inflamables o vapores están o pueden estar presente en el aire en cantidad suficiente para producir una mezcla explosiva o inflamable. [11]

Los lugares Clase I son [11]:

Clase I, Zona 0

Clase I, Zona 1

Clase I, Zona 2

3.1.5.1.2. Lugares Clase I, Zona 0

Un lugar Clase I, Zona 0 es un lugar [11]:

(1) En el que, están presentes continuamente concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables.

(2) En el que, están presentes por largos periodos de tiempo concentraciones inflamables de gases o vapores.

Esta clasificación, por lo general, incluye los siguientes lugares [10]:

(a) Interior de tanques o recipientes ventilados que contengan líquidos inflamables volátiles.

(b) Interior de cerramientos mal ventilados donde se aplique pintura por aspersión y se usen solventes inflamables volátiles.

(c) La parte entre las secciones interna y externa del techo de un tanque flotante que contenga líquidos inflamables volátiles.

(d) Interior de depósitos y recipientes abiertos que contengan líquidos inflamables volátiles.

(e) Interior de un conducto de extracción usado para ventilar las concentraciones inflamables de gases y vapores.

(f) Interior de envoltentes mal ventilados, que normalmente contengan instrumentos de ventilación para uso o análisis de fluidos inflamables y que ventilen hacia el interior de la envoltente.

3.1.7.1.2. Lugares Clase I, Zona 1

Un lugar Clase I, Zona 1 es un lugar [10]:

(a) En el cual, es probable que existan concentraciones de gases o vapores inflamables bajo condiciones normales de operación.

(b) En el que, pueden existir frecuentemente concentraciones de gases o vapores inflamables debido a trabajos de reparación o mantenimiento, o debido a fugas.

(c) En el cual los equipos operados o los procesos que se llevan a cabo son de naturaleza que roturas o fallas en el equipo podrían liberar concentraciones de gases o vapores inflamables y además causar simultáneamente una falla en el equipo eléctrico de tal modo que se convierta en una fuente de ignición.

(d) Que esté adyacente a un lugar Clase I, Zona 0, desde el cual las concentraciones de vapores podrían pasar, salvo que se evite dicho paso mediante una adecuada ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y se tomen medidas efectivas de seguridad para evitar una falla del sistema de ventilación.

Esta clasificación, por lo general, incluye los siguientes lugares [10]:

- (a) En los que se transfieren de un recipiente a otro, líquidos volátiles inflamables o gases licuados inflamables.
- (b) Áreas en las cercanías de operaciones de pintura y aspersión de pintura en las que se usan solventes inflamables.
- (c) Cámaras de secado o compartimientos para la evaporación de solventes inflamables.
- (d) Lugares adecuadamente ventilados que contengan equipo de extracción de aceite y grasas que utilicen solventes volátiles inflamables.
- (e) Áreas de plantas de limpieza y tintes que utilicen líquidos inflamables.
- (f) Recintos de generadores de gas y otras áreas en plantas de producción de gas en las que se puedan producir fugas de gases inflamables.
- (g) Recintos de bombas para gases inflamables o líquidos volátiles inflamables ventilados inadecuadamente.
- (h) Interior de frigoríficos y congeladores en los que se guarden materiales volátiles inflamables en recipientes abiertos, ligeramente tapados o que se puedan romper con facilidad.
- (i) Todos los demás lugares donde exista la probabilidad de que se produzcan concentraciones combustibles de vapores o gases inflamables durante su funcionamiento normal pero que no estén clasificados como Zona 0.

3.1.7.1.3. Lugares Clase I, Zona 2

Un lugar Clase I, Zona 2 es un lugar [10]:

(a) En el cual, no es probable que existan concentraciones de gases o vapores inflamables en operación normal, y si ello ocurriera sólo sería por un corto periodo; ó

(b) En el cual se manejan, procesan o usan líquidos inflamables volátiles, gases o vapores inflamables, sin embargo, estos líquidos, gases o vapores, por lo general se encuentran confinados en recipientes cerrados o sistemas cerrados de los cuales sólo pueden escaparse en caso de roturas accidentales o fallas del recipiente o sistema, o también como resultado del mal funcionamiento del equipo con el cual se procesan o se manejan los líquidos o gases; ó

(c) En el cual, por lo general, se evitan las concentraciones combustibles de gases o vapores inflamables mediante ventilación mecánica positiva, pero dichas concentraciones pueden llegar a ser peligrosas por falla o por mal funcionamiento del equipo de ventilación; ó

(d) Que este adyacente a un lugar Clase I, Zona 1 desde el cual pueden provenir concentraciones inflamables de gases o vapores, salvo que esto se evite mediante un sistema adecuado de ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y se prevean resguardos eficaces contra las fallas del sistema de ventilación.

En la tabla 3.3 se muestra la clasificación de los grupos [11]

Tabla 3. 3 - Clasificación de grupos según norma API RP 505

Grupo I	Designado para describir atmósferas que contienen mezcla de gases compuesto principalmente por metano (encontrado generalmente en minas subterráneas). El CEN 200-2004 (7a. Revisión) no considera este tipo de atmósfera.
Grupo II	Está subdividido en IIC, IIB y IIA de acuerdo con la naturaleza del gas o vapor para las técnicas de protección “d”, “ia”, “ib”, “[ia]”, “[ib]” y cuando apliquen “n” y “o”.
Grupo IIC	Atmósferas que contienen acetileno, hidrogeno o gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles mezclados con aire que puedan arder o explotar, que tengan valores de separación segura experimental máxima (MESG) menor o igual a 0.5mm o porcentaje de corriente mínima de ignición (MIC) menor o igual a 0.45 (véase la NFPA 497-2008, secciones 3.3.5 y 4.4). El Grupo IIC es equivalente a la combinación de Clase I, Grupo A y Clase I, Grupo B establecido por el CEN.
Grupo IIB	Atmósferas que contienen acetaldehído, etileno o gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles mezclados con aire que puedan arder o explotar y que tengan valores de separación segura experimental máxima (MESG) mayores de 0.5mm y menor o igual a 0.9mm o porcentaje de corriente mínima de ignición (MIC) mayor de 0.45 y menor

	o igual a 0.8 (véase la NFPA 497-2008, secciones 3.3.5 y 4.4). El Grupo IIB es equivalente a la Clase I, Grupo C establecido por el CEN.
Grupo IIA	Atmósferas que contienen acetona, amoniaco, alcohol etílico, gasolina, metano, propano o gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles mezclados con aire que puedan arder o explotar y que tengan valores de separación segura experimental máxima (MESG) mayor de 0.9mm o porcentaje de corriente mínima de ignición (MIC) mayor de 0.8 (véase la NFPA 497-2008, secciones 3.3.5 y 4.4). El Grupo IIA es equivalente a la Clase I, Grupo D establecido por el CEN.

3.1.7.2. Comparación entre las prácticas europeas y americanas

A continuación se muestra la tabla 3.4 con la equivalencia entre las prácticas según Normas Europeas y las prácticas según Normas Americanas [10]:

Tabla 3. 4 - Equivalencia de normativa europea con normativa americana

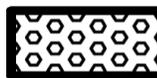
	Continuamente Peligrosa	Intermitentemente Peligrosa	Peligrosa solo en condiciones anormales
Normas Europeas	ZONA 0	ZONA 1	ZONA 2
Normas Americanas	DIVISIÓN 1		DIVISIÓN 2

De acuerdo a la tabla, las Zonas 0 y Zona 1 son equivalentes con la División 1, mientras que la Zona 2 es equivalente con la División 2.

En las figuras mostradas a continuación, encontraremos la comparación en términos de riesgo presente en un área dada.

3.1.7.3. Codificación gráfica

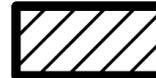
Una parte importante de la ingeniería es la elaboración de planos cuyo objetivo principal es informar el tipo de áreas en las que se trabaja, para una adecuada selección del equipo e instalaciones. La Figura 3.1 muestra las formas gráficas destinadas a este propósito [11]:



Zona 0



Zona 1



Zona 2

Fig. 3. 1 - Codificación gráfica según normativa API RP 505

3.1.8. Equipos eléctricos

3.1.8.1 Transformadores

Los transformadores son máquinas usadas para aislar diferentes sistemas de voltajes, y para reducir o incrementar voltajes a sus niveles óptimos de utilización.

Se pueden observar como normas de referencia las siguientes: API 540, y la CEN sección 450.

La norma API 540, trata en el capítulo 4, artículo 4-11, sobre los tipos de transformadores, capacidad, voltaje, frecuencia, aislamiento, mantenimiento, accesorios y otros temas de interés.

La CEN, sección 450 trata de la instalación de los transformadores. [12]

3.1.8.1.1. Tipos de transformadores

Los tipos de transformadores más utilizados son:

3.1.8.1.1.1. Transformadores de potencia

Se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Se construyen en potencias normalizadas desde 1,25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13,2 a 132 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz. [12]

A continuación en la tabla 3.5 se muestra el rango de valores nominales de tensión y capacidades para los transformadores [12]

Tabla 3. 5 – Rango de valores nominales de tensiones y capacidad (OA) kVA

Tensión del primario (V)	Tensión del secundario (V)		
	480Y/277	2.400	4.160 Y/2.400
	kVA	kVA	kVA
2.400	750-1.500		
4.160	750-1.500		
6.900	750-2.500	1.000-3.750	
13.800	750-2.500		1.000-7.500

3.1.8.1.1.2. Transformadores de distribución

Se denomina transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67,000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Proveen aislamiento y los diferentes niveles de voltaje necesarios en la instalación. [12]

3.1.8.1.1.3. Capacidad

La capacidad nominal de los transformadores trifásicos son de [12]:

1.5, 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3750, 5000, 7500, 10000, 12000, 15000, 18000, 20000, 24000 y 30000 kVA.

3.1.8.1.1.4. Voltaje y frecuencia

Las tensiones a usar serán las que se establecen en la normativa COVENIN “TENSIONES NORMALIZADAS DE SERVICIO” 159:1997 [13] que establece los siguientes valores para baja y media tensión según lo indicado en la tabla 1 y tabla 3, que son las siguientes:

Media Tensión (Desde 1 kV hasta 69 kV)

2400, 4160, 4800, 13800, 28800, 34500, 6900 V (Tres Hilos)

6900, 3980, 4800, 7920, 8320, 12470, 13800, 19920, 34500, 34500, 39840
(Cuatro Hilos)

Baja Tensión (Desde 0V hasta 1kV)

600, 480, 240, 208, 120. V

3.1.8.1.1.5. Ubicación

Los transformadores, como un aspecto práctico, pueden ubicarse tan cerca de sus centros de carga como sea posible, mientras se minimiza la exposición al fuego y a daños mecánicos. La ubicación preferiblemente debe ser en un área no clasificada. En los casos en los cuales el transformador debe estar en un área clasificada, todos los dispositivos auxiliares asociados deben corresponder a dicha clasificación. [12]

3.1.8.2. Motores

Los motores eléctricos se encuentran al final de los circuitos ramales en la plataforma, y su función es transformar la energía eléctrica en energía mecánica.

Los circuitos derivados para motores, sus protecciones contra sobrecarga, los circuitos de control, equipos de control y protección, y los centros de control de motores, deben ser diseñados conforme a la CEN, Sección 430.

Los motores de inducción jaula de ardilla y síncronos deben cumplir con las normas API 540, API 541 y API 546. [14]- [15]- [16]:

La norma API 540 trata en el capítulo 6, artículo 6-10, sobre los tipos de motores, da una breve descripción de ellos y especifica que el más usado en las refinerías es el jaula de ardilla, mientras que otros tipos pueden ser utilizados para aplicaciones especiales o por motivos económicos.

La norma API 541 analiza específicamente a los motores de inducción jaula de ardilla, trata sobre su diseño básico: eléctrico y mecánico, accesorios: sensores de temperatura, calentadores, filtros, alarmas; y otros temas de interés.

La norma API 546 trata los mismos aspectos que la norma API 541 pero para máquinas sincrónicas.

3.1.8.2.1. Valores normalizados de potencia

Los valores normalizados de motores, expresados en potencia y basados en 1 HP= 746 W son los siguientes [9]:

1/2, 3/4, 1, 1 ½ , 2, 3, 5, 7 ½ , 10, 15, 20, 25, 40, 50, 60, 70, 100, 125, 150, 200, 250, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1500, 1750, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500, 5000, 6000, 7000, 8000, 9000, 10000 HP.

3.1.8.2.2. Selección de voltajes para motores

Para la selección de voltajes en motores hay que referirse a la Tabla 3.6 [9]

Tabla 3. 6 - Nivel de tensión según potencia del motor

POTENCIA DEL MOTOR (HP)	TENSIÓN DE DISEÑO DEL MOTOR (V)	TENSIÓN DEL SISTEMA (V)	FRECUENCIA (Hz)	FASES
Menor de 1	115/ 220	120/220	60	1 o 3
De 1 a 200	460	480	60	3
De 200 a 2000	4000	4160	60	3
Mayores de 2000	13200	13800	60	3

3.1.8.2.3. Ubicación

Generalmente el equipo eléctrico y mecánico, en instalaciones petroleras, es instalado a la intemperie, sin protección contra el clima. La experiencia ha demostrado que la operación de motores eléctricos a la intemperie es práctica y económica con equipo adecuadamente seleccionado.

La instalación de motores en áreas clasificadas peligrosas deben ser adecuados para operar en dicha clasificación y contar con certificación UL.

3.1.9. Sistema de puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra es una red de protección usada para establecer un potencial uniforme en y alrededor de alguna estructura [2].

El objetivo de un sistema de puesta a tierra en una instalación eléctrica, es proporcionar una superficie debajo del suelo y alrededor de la instalación que tenga un potencial tan uniforme como sea posible, y lo más próximo a cero para asegurar [2]:

- a) Todas las partes de los aparatos (Distintas de las partes energizadas), que se conecten al sistema de puesta a tierra para que estén al potencial de tierra.
- b) Los operadores y personal de la instalación estén siempre al potencial de tierra.

Se puede enumerar algunos de los objetivos del sistema de puesta a tierra [18]:

- a. Minimizar las sobretensiones transitorias.
- b. Suministrar corriente de falla para operar las protecciones.
- c. Proteger a las personas.
- d. Establecer un punto común de referencia.
- e. Proporcionar un medio eficaz de descargar los alimentadores o equipos antes de proceder en ellos a trabajos de mantenimiento.

- a) Tipos de puesta a tierra

De acuerdo a su aplicación los sistemas de puesta a tierra son:

a.1) Puesta a tierra para sistemas eléctricos [2]:

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de una descarga atmosférica, fenómenos de inducción o de contactos no intencionales con cables de tensión más elevados. Esto se realiza mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema, como parte del sistema eléctrico conectado al sistema de puesta a tierra.

a.2) Puesta a tierra de los equipos eléctricos [2]:

Su propósito es eliminar los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y las propiedades, de forma que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos.

Es utilizado para conectar a tierra todos los elementos de la instalación que en condiciones normales de operación no están sujetos a tensiones, pero que pueden tener diferencia de potencial con respecto a tierra a causa de fallas accidentales en los circuitos eléctricos, así como los puntos de la instalación eléctrica en los que es necesario establecer una conexión a tierra para dar mayor seguridad, mejor funcionamiento y regularidad en la operación y en fin, todos los elementos sujetos a corrientes eléctricas importantes de corto circuito y sobretensiones en condiciones de falla.

a.3) Puesta a tierra de protección atmosférica [2]:

Como su nombre lo indica, se destina para drenar a tierra las corrientes producidas por descargas atmosféricas (RAYOS) sin mayores daños a

personas y propiedades. Las características de los conductores que se requieren para la puesta a tierra de protección atmosférica se muestran en las tablas 4.1.1.1 de la NFPA 780.

Un buen sistema de puesta a tierra debe [18]:

- a. Limitar a valores definidos la tensión a tierra de todo el sistema eléctrico (Puesta a tierra del sistema).
- b. Poner a tierra y unir los encerramientos metálicos y estructuras de soporte que pueden ser tocados por las personas (Puesta a tierra del equipo).
- c. Proteger contra las descargas atmosféricas directas
- d. Proteger contra la electricidad estática proveniente de la fricción.
- e. Suministrar un sistema de referencia para los equipos electrónicos.

El Sistema de puesta a tierra para este proyecto será diseñado de acuerdo con las normas IEEE 80/142, y CEN Sección 250.

En el CEN en la sección 250 trata sobre los requisitos generales de un sistema de puesta a tierra: puesta a tierra de los circuitos y sistemas eléctricos, de los equipos, conductores y electrodos de puesta a tierra entre otros [6].

La norma IEEE 80 nos muestra el diseño de sistemas de tierra para subestaciones eléctricas, método que es usado para calcular el sistema de puesta a tierra de una refinería, tomando en cuenta la tensión de toque, tensión de paso y resistencia de puesta a tierra [17].

Las variables que se tomarán en cuenta para el diseño del sistema de puesta tierra depende de las siguientes variables [17]:

- Tensión Permisible de paso.
- Tensión Permisible de toque.
- Resistividad del terreno
- Conductor del sistema de puesta a tierra.

3.1.10. Protección contra descargas atmosféricas

3.1.10.1. Fundamento de la protección contra descargas atmosféricas

Un rayo es una fuerte descarga atmosférica producida en la atmósfera entre tierra y nubes cargadas o entre dos nubes con cargas opuestas. La energía producida por el impacto de un rayo puede causar la ignición de vapores inflamables así como también producir el daño de equipos y estructuras debido al flujo de corriente producido por la descarga a través de dichos equipos. [3]

El principio fundamental en la protección de la vida y la propiedad contra un impacto por una descarga atmosférica es proveer un medio por el cual el rayo pueda entrar o salir de tierra sin provocar daños o pérdidas, un camino de baja impedancia es el que preferirá una descarga atmosférica y no los caminos que posean alta impedancia para entrar o salir de tierra como por ejemplo; los edificios que poseen materiales como: Madera, ladrillo, tejas, piedra o concreto. Cuando el rayo toma un camino de alta impedancia como los mencionados anteriormente, son ocasionados daños por calor y esfuerzos mecánicos durante el paso de la descarga.

Debido a que la mayoría de los metales son buenos conductores, prácticamente no son afectados por el calor ni por los esfuerzos mecánicos si los mismos tienen el tamaño suficiente para transportar la corriente del rayo, es deseable tener un camino metálico continuo desde el elemento de captación hasta el electrodo de tierra. Para realizar la selección adecuada de dicho elemento (por lo general un conductor) se debe garantizar la integridad del mismo por un largo período. [19]

3.1.10.2. Sistema de protección contra descargas atmosféricas

Un sistema de protección contra descargas atmosféricas consiste básicamente en tres partes que proveen el camino de baja impedancia que son [19]:

- a) Elemento de captación (Pararrayo o cables de guarda) en techos y otras estructuras elevadas.
- b) Estructuras elevadas o mástiles.
- c) Conjunto de conductores que interconectan los elementos de captación hacia el sistema de puesta a tierra.

Correctamente ubicado e instalado, estos tres componentes básicos mejoran la probabilidad que una descarga atmosférica pueda ser conducida sin causar daños desde el elemento de captación hasta los electrodos de tierra. En algunas ocasiones, las partes metálicas de una estructura pueden ser usadas como parte del sistema de protección contra descargas atmosféricas, por ejemplo, si el área transversal posee la misma conductividad que los conductores principales y si además son eléctricamente continuos pueden ser usados como conductores de bajada. [19]

3.1.10.3. Elementos que deben ser protegidos contra descargas atmosféricas

Para realizar una selección de equipos a proteger deben tomarse en cuenta los siguientes factores [19]:

- Seguridad del personal.
- Protección inherente a equipos.

- Naturaleza de la estructura o contenido que puedan estar dentro de dicha estructura.
- Posibles pérdidas que se producirán por una caída de planta si elemento en estudio falla.

Los equipos que usualmente se protegen en facilidades de refinación según la normativa API 540 son los siguientes [19]:

- Estructuras ocupadas por personal.
- Estructuras ordinarias de metal.
- Columnas de procesos.
- Recipientes y tanques de metal.
- Equipos eléctricos (Bombas, motores).

3.1.10.4. Método para protección contra descargas atmosféricas (Esfera rodante)

El método recomendado por la NFPA para garantizar la protección a los diversos elementos que son requeridos tal cual se menciona en el punto 3.1.10.3 es basado en un modelo electrogeométrico denominado “Esfera rodante”. [19]

El método consiste en una esfera imaginaria que es rodada sobre las estructuras y dependiendo de donde se ubiquen los diversos elementos requerirán o no protección, el criterio es el siguiente: Elementos que se encuentren en contacto con la esfera requieren protección, mientras que lo que esté por debajo de la misma no requiere protección, tal cual como se muestra en la figura 3.2. [19].

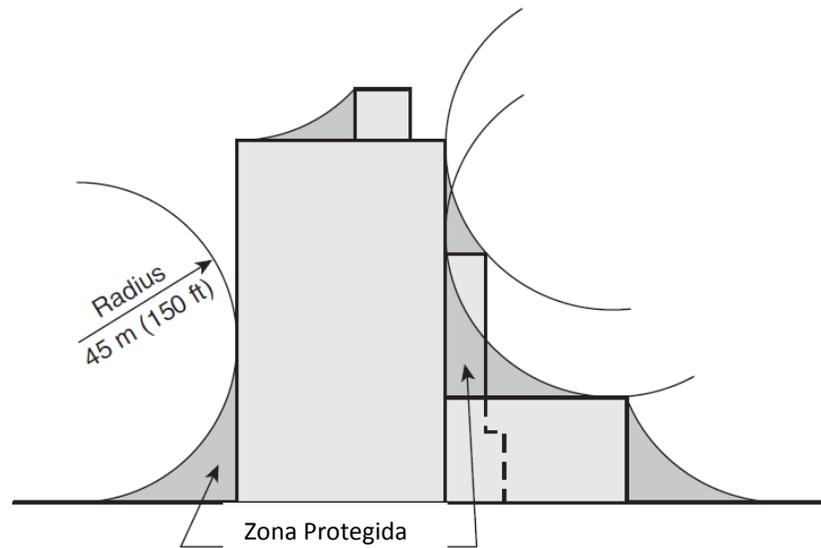


Fig. 3.2 – Método de la esfera rodante para protección contra descargas atmosféricas

En este método se considera la corriente pico $I_p(kA)$ producida por el rayo y además de la distancia del impacto $d_s(m)$ donde: $d_s(m) = 10I_p^{0,65}$, para una corriente típica de 10 kA, la distancia de impacto es aproximadamente 45 m. [19]

3.1.11. Selección del sistema de iluminación

La norma API 540, en el capítulo 7, estudia los elementos del sistema de iluminación de una planta de procesamiento de petróleo, y presenta los requisitos generales de que debería cumplir su diseño. [14]

3.1.11.1 Cálculo de niveles de iluminación

Tanto el área de procesos se encuentran en exteriores, por tanto se debe emplear el método de cálculo adecuado para determinar la cantidad, disposición y tipos de lámparas y luminarias a emplear en el sistema de alumbrado.

El método más utilizado para iluminación exterior es el denominado es punto por punto y se describe a continuación. [20]

3.1.11.1.1. Método punto por punto

El método de punto por punto se basa en la cantidad de luz que incide sobre cada punto del área iluminada.

Este método permite calcular el Nivel de Iluminación en cualquier punto definido, generalmente no toma en cuenta la iluminación reflejada por otras fuentes o superficies, y es el método más utilizado para cálculos de iluminación en exteriores.

3.1.11.1.2. Factor de Mantenimiento y Pérdidas (FM).

El nivel luminoso de un sistema de alumbrado puede verse afectado por las condiciones de trabajo en las que este se encuentre.

Sin importar cual método se utilice para el cálculo de iluminación (Cavidad Zonal para interiores o Punto por Punto para exteriores) el Factor de Mantenimiento y Pérdidas debe ser determinado con exactitud para así lograr un sistema de iluminación eficiente.

Existen diferentes elementos de preservación y/o conservación que son variables y por consiguiente afectan la cantidad de luz del sistema, tales como:

- Pérdida de la emisión luminosa de la lámpara (una lámpara puede perder, dentro de su vida útil, entre el 10 al 25 % de su potencia luminosa).
- Pérdida por la acumulación de sucio sobre la lámpara y/o luminaria. (depende del ambiente y contaminación del local).
- Pérdidas por deterioro de las superficies reflectoras (techos, paredes y pisos). Otros factores que también pudiesen afectar la eficiencia del sistema son:
 - Variación en el voltaje de operación.
 - Eficiencia de los equipos auxiliares de encendido.
 - Cantidad de lámparas quemadas.
 - Desgaste físico de la luminaria.
 - Temperatura de operación vs. temperatura ambiente.

En fin, es necesario conocer las condiciones existentes del sitio de instalación para obtener un factor total (de mantenimiento y pérdidas FM).

A continuación se muestran algunas descripciones (posibles) de las condiciones ambientales comúnmente encontradas y los factores (FM) sugeridos según estas.

Tabla 3. 7 - Factores de mantenimiento y pérdidas (FM)

		Factores de mantenimiento y pérdidas sugeridos según el ambiente (*)		
Tipo de lámpara y luminaria		Limpio	Medio	Sucio
Incandescente		0,74	0,69	0,64
Vapor de mercurio		0,70	0,65	0,60
Metal Halide		0,64	0,59	0,55
Fluorescente		0,71	0,66	0,61
Vapor de sodio		0,77	0,71	0,66
(*) Condiciones de los ambientes				
Limpio		Medio		Sucio
<p>Airea limpio, libre de humo, vapores y polvos. Las luminarias son limpiadas frecuentemente y las lámparas son reemplazadas sistemáticamente cuando se acercan al final de su vida útil.</p>		<p>Condiciones menos favorables en cuanto a contaminación ambiental. Las luminarias son limpiadas a intervalos largos de tiempo y las lámparas son cambiadas sólo cuando se queman.</p>		<p>Atmósferas muy polvorientas. Las luminarias no son mantenidas con frecuencia, el reemplazo de lámparas se realiza cuando existen varias quemadas.</p>

Pasos a seguir en un proyecto de iluminación exterior utilizando el método Punto por Punto:

1. Determinar el Nivel de Iluminación requerido (Ev).
2. Escoger el tipo de lámparas y luminarias según el ambiente y condiciones de operación.
3. Determinar el Factor de Mantenimiento y Pérdidas (FM).
4. Determinar el máximo espaciamiento entre Luminarias para obtener el nivel requerido en el Plano de Trabajo o piso.

5. Revisar FU y redistribuir si es necesario.

3.1.11.2. Niveles recomendados para iluminación

Los sistemas de iluminación serán diseñados para mantener las intensidades promedio descritas en la tabla 3.8 dichos valores se tomaron de las recomendaciones realizadas en la guía de diseño 90619.1.087 de PDVSA y la normativa API 540. [1] - [14]

Tabla 3. 8 - Niveles recomendados de iluminación

LOCALIZACIÓN	LUX
EXTERIOR	
Bombas al aire libre	100
Patio de tanques	10
Transformadores al aire libre	50
Interior de subestación satellite	300
Arranques al aire libre	20
Iluminación de vías	5

3.1.11.3. Consideraciones del sistema de iluminación

Las luminarias para el alumbrado exterior de las plantas de proceso son del tipo vapor de sodio a alta presión alimentados en 220,480 V de 250 W o 400 W, con balastro integral de alto factor de potencia.

En general los circuitos de alumbrado exterior son alimentados desde tableros ubicados en los cuartos de control eléctrico, controlados por medio de un contactor, con selector de tres posiciones (manual - fuera de servicio – automático) y una fotocelda. [1]

CAPÍTULO IV

INGENIERÍA BÁSICA

4.1. Análisis de carga

La metodología a seguir para la realización del estudio de carga está basada en la guía de diseño de PDVSA 90619.1.050.

Se generó un listado de las cargas que se encontraban bajo estudio en la unidad de almacenaje y despacho de productos, indicando su régimen de operación (Continuo, intermitente o respaldo), esto para poder conocer la demanda máxima para ocho (8) horas y la demanda máxima para quince (15) minutos, una vez obtenida esta información se procedió a realizar el dimensionamiento de equipos mayores tales como; transformadores, tableros y barras, que serán instalados para garantizar la alimentación adecuada de la unidad de almacenaje y despacho de productos perteneciente a la refinería Batalla de Santa Inés (RBSI). [21]

Por otra parte, se clasificarán las cargas según la importancia para el proyecto en: cargas continuas, cargas intermitentes y cargas de reserva.

En base a la hoja de cálculo que se muestra en el Anexo 1, en la tabla A.1 a la tabla A.3, se indican en la Tabla 4.1 los resultados de la demanda de carga por los motores asociados a la unidad de almacenaje, despacho de productos y tratamiento de aguas servidas.

Tabla 4. 1 - Demanda de carga

Unidad de Suministro	Demanda de Carga + 15 % Reserva (kVA)
Tratamiento de aguas servidas	584,46
Almacenamiento	694,21
Despacho de productos (dentro de RBSI)	63,14
Total	1341,81

La tabla 4.1 nos sirve como condición inicial para dimensionar los equipos principales que estarán en la subestación eléctrica satélite denominada número 6, tal como se muestra en los puntos siguientes.

4.1.1. Dimensionamiento de equipos

Para el dimensionamiento de los equipos que se encontrarán en la subestación eléctrica satélite 6 los criterios usados son los que se establecen en la normativa PDVSA N-201 en la sección 7 y 8 además de los manuales de ingeniería de diseño según cada caso que abarcan los equipos como: transformadores de potencia, tableros de potencia, centro de control de motores y ductos de barra. [4]

4.1.1.1. Transformador de potencia

En general, las subestaciones satélites serán del tipo de doble entrada operando con el interruptor de enlace normalmente abierto. Los transformadores tendrán valores nominales de auto-enfriamiento (OA) 65°C enfriados por ventilador (FA) 65° C1. Inicialmente, cada transformador se dimensionará de manera tal que su clasificación 65° C enfriado por ventilador, sea igual o mayor que la demanda total máxima de la subestación (kVA) como se indica en los diagramas unifilares, multiplicada por un factor de 1,20. Este método de dimensionamiento provee una contingencia de 20% y asegura que la pérdida de uno o de los dos transformadores no cause una interrupción prolongada. Debido a que durante la fase de diseño, es común que se añadan cargas adicionales y que estas aumenten en tamaño, el criterio de contingencia inicial de 20% puede resultar afectado. Siempre que el incremento de cargas no resulte en una reducción de la contingencia inicial de 20% a menos de 5%, el diseño se considera aceptable.

La tolerancia de 20% para el crecimiento durante el diseño, es la misma que para las subestaciones de doble-terminal. Siempre que se mantenga un margen mínimo del 5% para crecimiento futuro, el diseño se considera aceptable. Estos transformadores tendrán valores nominales 65°C OA/65°C FA, con la capacidad 65°C FA con provisiones para ventiladores futuros solamente. Los transformadores cautivos para grandes motores, deberán dimensionarse de acuerdo a los requerimientos del equipo motorizado. La capacidad a 65°C con auto-enfriamiento (OA) del transformador puede utilizarse para las cargas normales de operación y no se requiere proveer capacidad de reserva. [12]

En función de la demanda de carga mostrada en la tabla 4.1 y de los rangos de capacidades mostrados en la tabla 3.5, se selecciona la capacidad del transformador de potencia en 1500 kVA.

4.1.1.2. Tablero de potencia de baja tensión

El tablero de potencia de baja tensión cuenta con las siguientes características:

Posee interruptores de aire, los únicos interruptores que son de operación eléctrica son los que están en el secundario del transformador, el resto deben ser de operación manual.

4.1.1.3. Centro de control de motores

Los controles que se utilizan en las unidades de almacenaje y despacho de productos son para motores de baja tensión (460 V).

En general, los arrancadores de motores, de ambos tipos, se agruparán dentro de centros de control de motores, los cuales constan de una o más secciones verticales encerradas que tienen una barra de potencia horizontal común, y agrupadas en una estructura apoyada en el piso, según se indica en la especificación PDVSA-N-201. [4]

El diseño inicial debe incluir una tolerancia de 20% para contingencias. Se debe hacer una revisión del valor de corriente de régimen continuo de la barra principal y en caso de ser necesario modificará este valor para hacer igual o mayor que la máxima demanda. - [9]

4.1.1.3.1. Valores nominales

En los siguientes puntos se indicarán los valores nominales que deben tener los centros de control de motores según el manual de diseño de PDVSA 90619.1.054. [9]

4.1.1.3.1.1. Capacidad de corriente de barra

La capacidad de corriente de la barra principal se seleccionará entre los valores especificados en la Tabla 4.2 [9].

Tabla 4. 2 - Capacidades de corriente de la barra principal del CCM en baja tensión

Capacidad (A)
400
600
800
1000
1200
1400
1600

4.1.1.3.1.2. Valor Nominal de Corto Circuito

El valor nominal máximo de corto circuito del centro de control de motores, será

- Valor nominal de la estructura de la barra.
- Valor nominal de los arrancadores, incluyendo la protección de cortocircuito.

- Valor nominal de las unidades de salida.

El valor nominal de corto circuito se seleccionará entre los cuatro valores especificados en la Tabla 4.3.

Tabla 4. 3 - Valores nominales de corto circuito de CCM en baja tensión

(kA eficaz SIM. 0,5 – 15 – 0,5 s)	(kA eficaz sim. 1 s)
ANSI C37.12	IEC 157-1
22	-
42	30
65	50
85	63

El valor nominal de cortocircuito de cada centro de control de motores, será menor que la corriente de falla del sistema, incluyendo la contribución de los motores.

Su selección se basará en los siguientes factores limitantes:

- Impedancia de la fuente
- Impedancia (s) del (los) transformador (es) (en el punto inferior de la banda de tolerancia, definido como 7,5% por debajo de la impedancia nominal).
- Contribución de los motores.
- Despreciar las impedancias de cables y de las barras.

Para aquellos casos en que la corriente de corto circuito calculada resulte ligeramente superior al nivel de corto circuito de la barra principal del CCM y se

suponga que existen impedancias considerables de cables o barras, se deberá efectuar un cálculo de corto circuito más detallado.

4.1.1.3.1.3. Arrancadores normalizados

Según el manual de diseño de PDVSA se deben usar arrancadores normalizados, al menos que un cálculo de caída de tensión al arranque indique que debe realizarse a tensión reducida (Para las unidad de almacenaje y despacho de producto no fue necesario realizar un arranque a tensión reducida). Cada uno de estos suministrará potencia en 480V, 3 fases, 60 Hz a un motor de inducción jaula de ardilla, de 460V 3 fases, 60 Hz. Este arrancador será para arranque a plena tensión, no-reversible, tipo combinación con interruptor de circuitos y contactor magnético con relé térmico de sobrecarga de tres polos. [9]

4.1.1.3.1.4. Selección del centro de control de motores

El valor de 1341,81 kVA representa una magnitud de Potencia Activa de 1140,5 kW, tomando en cuenta un factor de potencia de 0,85. De acuerdo con estos valores y a lo mostrado en los puntos anteriores se procede al dimensionamiento de las barras principales de ambos Centros de Control de Motores, de las unidades de almacenaje, tratamiento de aguas y despacho de productos. Todo esto utilizando para ello un factor de 1,2 para la demanda máxima de quince (15) minutos. Esto se muestra en la siguiente Tabla 4.4: [9]

Tabla 4. 4 - Dimensionamiento de barras en 480 V

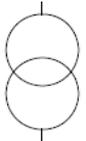
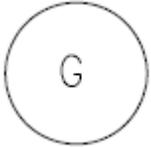
Unidad	Demanda Máxima 15 minutos	Corriente Máxima De Diseño (Barra 1200 A)	Corriente Nominal de Barra (Valor de diseño)	% Carga
Centro de Control de Motores MCC N° 1	654,78 A	800 A	1000 A	65,47
Centro de Control de Motores MCC N° 2	654,78 A	800 A	1000 A	65,47
Centro de Control de Motores MCC N° 3	826,97 A	960 A	1200 A	68,91
Centro de Control de Motores MCC N° 4	826,97 A	960 A	1200 A	68,91

En el anexo 5 de planos se muestra un plano de una vista de elevación del centro de control de motores y se indica la posición de cada bomba, esta distribución fue realizada de manera que existiese el mayor balance posible en cada centro de control de motores, también se tomó en cuenta que se pudiese garantizar la operación continua de los procesos en el caso que ocurra alguna falla.

4.2. Diagrama unifilar

Los símbolos usados el diagrama unifilar elaborado para las unidades de almacenaje y despacho de productos que se muestra en el plano anexo se realizó en función de la normativa IEC – 60917, esto debido a las características del consorcio SAIVPEP donde la mayor parte de las unidades de la refinería son competencia de la empresa SAIPEM de origen italiano donde lo usual es aplicar la normativa Europea para la elaboración de diagramas unificables. Los símbolos a usar son los mostrados en la tabla 4.5. [22]

Tabla 4. 5 - Símbolos para diagramas unificables

	Corriente directa		Motor, símbolo general
	Corriente alterna		Transformador con dos devanados
	Generador, símbolo general		Motor de inducción trifásico jaula de ardilla
	Interruptor de potencia		Interruptor

	<p>Contactor (Normalmente cerrado)</p>		<p>Contactor (Normalmente abierto)</p>
---	--	--	--

Para dibujar el plano que contiene el diagrama unifilar se usarán los símbolos mostrados en la tabla 4, en el Anexo 5 se muestra el plano con el respectivo diagrama unifilar.

4.3. Clasificación de áreas peligrosas

Para realizar el análisis que define la clasificación de áreas peligrosas se aplicará la Norma “Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2”. [11]

La clasificación de áreas peligrosas en el área de almacenaje y despacho de productos es necesario inicialmente definir los fluidos que se estarán manejando en dichas unidades, además de los equipos asociados para así seguir la recomendación indicada por la norma API 505.

En el Anexo 2, Tabla A.2 se muestran las sustancias que serán manipuladas en la unidad de almacenaje y despacho de productos respectivamente, dicha información fue suministrada por el departamento de procesos y es la base para realizar la clasificación de áreas peligrosas.

Al tener definidas las sustancias inflamables y sus propiedades se observa la ubicación de los equipos que estarán en las unidades, es decir, los equipos que se encontrarán asociados al proceso de dicha sustancia, como por ejemplo; bombas,

tanques, entre otros. Al tener definida la posición se extrae la información pertinente en la norma API 505 para realizar la clasificación, donde en función del equipo, proceso y si el área es ventilada o no, se toma la figura que aplica para finalmente tener la clasificación de área. [10] - [11]

Los equipos que se encuentran en la unidad de almacenaje y despacho de productos son:

- Tanques techo fijo
- Tanques techo flotante
- Bombas

En función de estos equipos seleccionamos las figuras que están asociadas a dicha operación. En los puntos que continúan se muestra dicha información.

4.3.1. Tanques de techo fijo

Para tanques de techo fijo observamos que aplica la figura 4.1 que se muestra a continuación [23]:

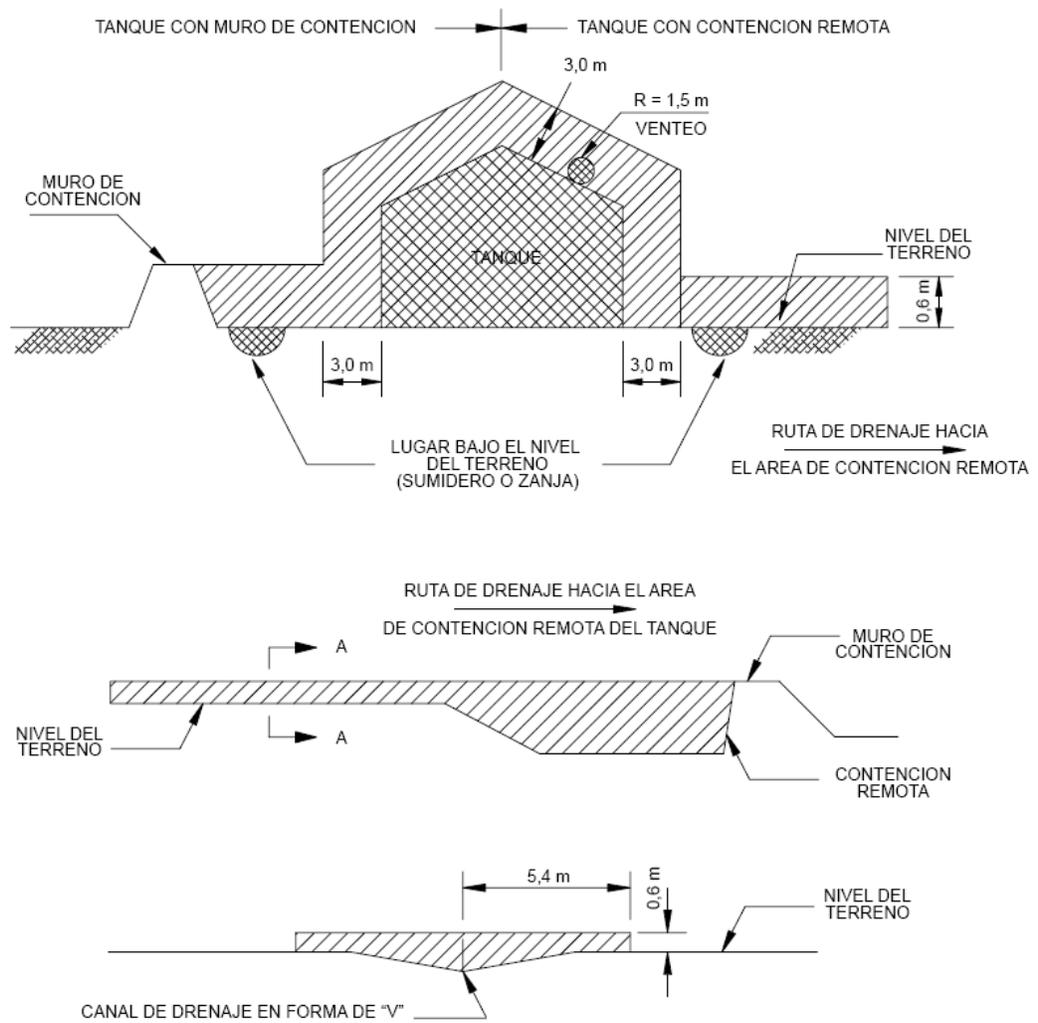


Fig. 4. 1 - Tanque de almacenamiento líquido inflamable techo fijo, en un área no cerrada adecuadamente ventilada.

Para la elaboración del plano se tiene en consideración que es una ingeniería básica, por lo tanto se debe realizar la clasificación con una vista de planta. Se demarcará como una zona clasificada clase 1, zona 2 desde la periferia del tanque hasta el dique como se observa en la figura 4.1.

En el anexo 5 se muestran los planos de la clasificación de áreas peligrosas, que fueron elaborados para los tanques de techo fijo.

4.3.2. Tanques de techo flotante

Para tanques de techo flotante observamos que aplica la figura 4.2 que se muestra a continuación [23]:

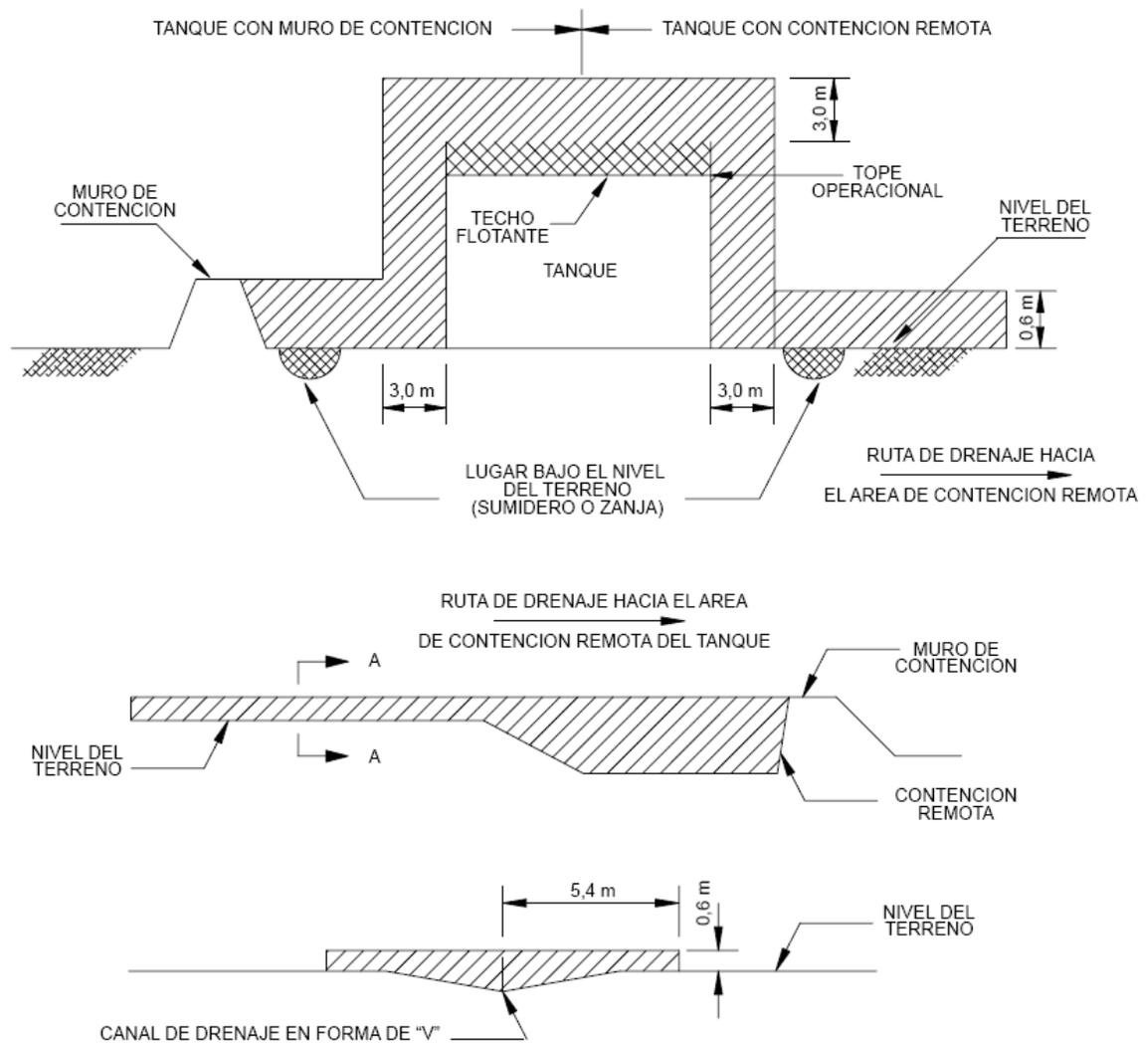


Fig. 4. 2 – Tanque de almacenamiento líquido inflamable abierto techo flotante, en un área no cerrada adecuadamente ventilada.

Al igual que el caso anterior se tiene que para el tanque de techo flotante sigue siendo una ingeniería básica, por lo tanto se debe realizar la clasificación con una vista de planta, se demarcará como una zona clasificada clase 1, zona 2 desde la periferia del tanque hasta el dique como se observa en la figura 4.2.

En el Anexo 5 se muestran los planos que fueron elaborados según la clasificación de áreas peligrosas.

4.3.3. Bombas

Para bombas que se encuentran en la intemperie observamos que aplica la figura 4.3 ya que es la indicada para cualquier proceso [23].

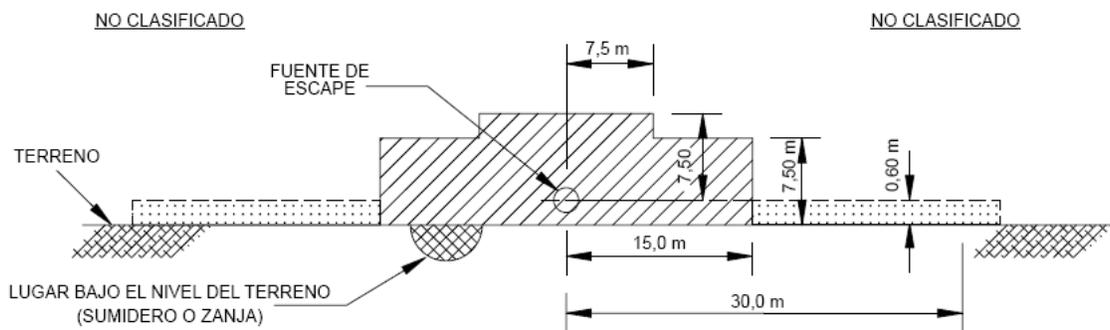


Fig. 4. 3 – Proceso adecuadamente ventilado con gas o vapor más pesado que el aire localizado al nivel del suelo.

En la figura 4.3 observamos que si se desea diferenciar el área clasificada desde la vista de planta, alrededor de la bomba o proceso localizado en un área ventilada, el radio de área clasificada clase 1, zona 2 es de 15 metros. En el Anexo 6 se observan los planos donde se identifican las áreas clasificadas.

4.3.4. Resultados

La clasificación de áreas peligrosas arrojó el siguiente resultado:

Tabla 4. 6 - Resultados Clasificación de áreas peligrosas

Elemento	Clasificación
Tanques (Hasta dique) Unidades de almacenaje y despacho de productos (un total de 33 tanques)	Zona 2
Motores (Radio de 15 metros) Unidad de almacenaje y despacho de productos (un total de 6 grupos de bombas)	Zona 2

4.4. Sistema de instalaciones eléctricas para la subestación eléctrica satélite

4.4.1. Tomacorriente

Para los tomacorrientes de uso general se dispondrá de 180 VA. [4]- [7]

4.4.2. Iluminación

En cuanto a la iluminación se utilizó el software Luxicon de la casa Cooper Crouse Hinds para el cálculo de la distribución de luminarias.

La iluminación de la subestación satélite consta de dos partes, una es la iluminación interior y otra la exterior. La primera se encuentra dividida en iluminación para el área general y la segunda es la iluminación en el cuarto de batería que posee la característica particular de ser a prueba de explosión debido a la atmósfera inflamable producto del vapor producido por el ácido de las baterías. En cuanto a la iluminación exterior se tiene la iluminación a las áreas adyacentes de la subestación tomando en cuenta el área de tanques. [20]

4.4.3. Tabla de carga

Para realizar la tabla de carga como es de costumbre se divide en el tablero de tomacorriente y el tablero de iluminación como se muestra en los planos de la subestación unitaria en el Anexo 5

4.4.3.1 Tablero tomacorriente

Para el tablero de tomacorriente en el Anexo 5 se presenta el plano dónde se muestra la distribución de los circuitos de la subestación que competen a los tomacorrientes, se hizo de tal manera que las fases quedaran lo más equilibradas posible.

4.4.3.2. Tablero de iluminación

Para el tablero de iluminación de igual manera en el Anexo 5 se presenta el plano dónde se muestra la distribución de los circuitos de la subestación que competen a la iluminación de la subestación satélite, se hizo de tal manera que las fases quedaran lo más equilibradas posible.

4.5. Dimensionamiento de calibre de conductores

En este punto se tiene como objetivo presentar la metodología de cálculo usada para dimensionar y seleccionar adecuadamente los principales alimentadores en media tensión que van desde el transformador ubicado en la salida de la subestación principal en 13,8 kV hacia los transformadores ubicados en la subestación eléctrica satélite y seguidamente el dimensionamiento de los conductores que van desde los CCM hasta los motores de la RBSI.

Aquí se presentan las premisas necesarias para efectuar el cálculo y la selección de los alimentadores y circuitos ramales en media y baja tensión, será considerado para el cálculo la capacidad de corriente, caída de tensión, y cortocircuito. [7] - [24]

4.5.1. Cálculo por capacidad de corriente

Para el cálculo por capacidad de corriente, se tomarán en cuenta los siguientes factores:

4.5.1.1. Tipo de canalización

En el cálculo según el tipo de canalización en el que estarán alojados los conductores y se aplican los factores de corrección a los valores de capacidad de corriente, de acuerdo a las tablas 310-16 a 310-19 del CEN. (ver Anexo 3, Tablas A3.1 a la A3.4)

Los alimentadores en tuberías que estén agrupados son tomados en cuenta según el CEN en su tabla 310-15 (factor de agrupamiento, ver Anexo 3, Tabla A3.6) [5] - [7]

4.5.1.2. Temperatura de operación del conductor.

La capacidad de conducción de corriente es corregida para temperaturas ambiente diferentes de 40 °C, según el material aislante de los conductores, aplicando los factores de corrección de las tablas 310-16 a 310-19 del CEN (ver Anexo 3, Tablas A3.1 a la A3.4)

En resumen de los dos puntos anteriores en el en la tabla 4.7 se muestra presentan los resultado de los cálculos por capacidad de corriente, además de los arrancadores de motores para diversos valores de potencia, se ubica un fabricante que posee los diversos elementos de protección y arranque ya normalizados así como el ajuste que se debe hacer para que exista un arranque y operación adecuada. [5] - [7] (En el anexo A4 se presenta la metodología para realizar el cálculo por capacidad de corriente).

Tabla 4. 7 - Calibre de conductor por capacidad de conducción y protección asociada

			CEN 430-150	CEN Tabla 430-151B 430-110,440-12, 440-41	CEN 430-23 (a)	CEN Tabla 310-16			CEN Tabla 430-152			CEN 430-34	Catálogo CUTLER HAMMER					
HP	NEMA	kW	I _{pc} (460 V)	Max. Motor LRC		125% I _{pc}	Mínimo Conductor 75 °C Cobre			Instantaneous trip breaker			O/L Elem. I Max (49)		MCP C-H (Equiped w/ electr. O/L relays)			T/M C-H
				B, C, D	E		30°C	31°C-35°C	36°C-40°C	800%	1100%	Std	FS=1,00	FS=1,15	A cont.	Adj. Range	Trip sett.	
0,50	0	0,37	1,1	10	10	1,38	12	12	12	8,8	12,1	15	1,3	1,4				
0,75	0	0,56	1,6	12,5	12,5	2,00	12	12	12	12,8	17,6	15	1,8	2,0				
1	0	0,75	2,1	15	15	2,63	12	12	12	16,8	23,1	20	2,4	2,6	3	9-30	28	15
1,5	1	1,12	3	20	20	3,75	12	12	12	24,0	33,0	30	3,5	3,8	7	21-70	56	15
2	1	1,49	3,4	25	25	4,25	12	12	12	27,2	37,4		3,9	4,3	7	21-70	42	15
3	1	2,24	4,8	32	36,5	6,00	12	12	12	38,4	52,8	40	5,5	6,0	7	21-70	63	15
5	1	3,73	7,6	46	61	9,50	12	12	12	60,8	83,6	70	8,7	9,5	15	45-150	90	15
7,5	1	5,60	11	63,5	91,5	13,75	12	12	12	88,0	121,0	90	12,7	13,8	15	45-150	135	25
10	1	7,46	14	81	113	17,50	12	12	12	112,0	154,0	125	16,1	17,5	30	90-300	180	35
15	2	11,19	21	116	169	26,25	10	10	10	168,0	231,0	175	24,2	26,3	30	90-300	270	45
20	2	14,92	27	145	225	33,75	8	8	8	216,0	297,0	225	31,1	33,8	50	150-500	350	50
25	2	18,65	34	183	281	42,50	8	8	8	272,0	374,0	300	39,1	42,5	50	150-500	400	50
30	3	22,38	40	218	337	50,00	8	6	6	320,0	440,0	350	46,0	50,0	50	150-500	500	70
40	3	29,84	52	290	412	65,00	6	4	4	416,0	572,0	450	59,8	65,0	100	300-1000	600	100
50	3	37,30	65	363	515	81,25	4	3	3	520,0	715,0	600	74,8	81,3	100	300-1000	800	110
60	4	44,76	77	435	618	96,25	3	2	2	616,0	847,0	700	88,6	96,3	150	450-1500	900	125
75	4	55,95	96	543	773	120,00	1	1	1/0	768,0	1056,0	800	110,4	120,0	150	450-1500	1250	150
100	4	74,60	124	725	937	155,00	2/0	2/0	2/0	992,0	1364,0	1000	142,6	155,0	150	750-2500	1500	175
125	5	93,25	156	908	1171	195,00	3/0	4/0	4/0	1248,0	1716,0	1600	179,4	195,0	250	450-900	1970	225
150	5	111,90	180	1085	1405	225,00	4/0	250	250	1440,0	1980,0	1600	207,0	225,0	250	450-900	2340	250
200	5	149,20	240	1450	1873	300,00	350	400	400	1920,0	2640,0	2000	276,0	300,0	400	500-4000	3065	400
250	6	186,50	302	1825	2344	377,50	500	600	600	2416,0	3322,0	2500	347,3	377,5	600	1800-6000	3600	600

4.5.3. Cálculo por caída de tensión

El cálculo por caída de tensión es fundamental para dimensionar el conductor, ya que si la caída de tensión supera los límites permitidos no existirá un correcto funcionamiento de los equipos que serán alimentados. En el Anexo 4 se muestra el método para calcular la caída de tensión así como un cálculo tipo.

Las distancias de la ruta que atravesará el conductor se midió del plano de planta que se encuentra en el Anexo 5 (Plano General de Planta).

En la tabla 4.8, 4.9 y 4.10 se presentan los resultados de los cálculos por caída de tensión.

Tabla 4. 8 - Cálculo por caída de tensión (Unidad Tratamiento de Aguas Servidas)

CÁLCULO DE CALIBRE POR CAIDA DE TENSIÓN				
IDENTIFICACIÓN CABLE	CAIDA DE TENSIÓN (%) COND. NORMAL	TIPO DE CABLE	CALIBRE SELECCIONADO	VERIFICACIÓN
32-1	2,91	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
32-2	2,07	MULTICONDUCTOR	4	OK
32-3	2,79	MONOPOLAR	500	OK
32-4	2,76	MULTICONDUCTOR	4	OK
32-5	2,26	MULTICONDUCTOR	2	OK
32-6	1,18	MULTICONDUCTOR	12	OK
32-7	2,24	MONOPOLAR	500	OK
32-8	2,71	MULTICONDUCTOR	2	OK
32-9	2,76	MULTICONDUCTOR	4	OK
32-10	2,71	MULTICONDUCTOR	2	OK
32-11	2,71	MULTICONDUCTOR	2	OK
32-12	2,96	MONOPOLAR	700	OK

Tabla 4. 9 - Cálculo por caída de tensión (Unidad de Almacenaje)

CÁLCULO DE CALIBRE POR CAIDA DE TENSIÓN				
IDENTIFICACIÓN CABLE	CAIDA DE TENSIÓN (%) COND. NORMAL	TIPO DE CABLE	CALIBRE SELECCIONADO	VERIFICACIÓN
45-1	2,16	MULTICONDUCTOR	4	OK
45-2	2,36	MULTICONDUCTOR	4	OK
45-3	2,98	MULTICONDUCTOR	8	OK
45-4	2,98	MULTICONDUCTOR	8	OK
45-5	2,96	MULTICONDUCTOR	6	OK
45-6	2,38	MULTICONDUCTOR	8	OK
45-7	2,54	MULTICONDUCTOR	4	OK
45-8	2,06	MULTICONDUCTOR	2	OK
45-8	2,98	MULTICONDUCTOR	8	OK
45-9	2,51	MULTICONDUCTOR	12	OK
45-10	1,65	MULTICONDUCTOR	12	OK
45-11	2,12	MULTICONDUCTOR	10	OK
45-12	1,09	MULTICONDUCTOR	12	OK
45-13	2,54	MULTICONDUCTOR	4	OK
45-14	2,19	MULTICONDUCTOR	10	OK
45-15	0,14	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
45-16	0,14	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
45-17	1,39	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
45-18	1,39	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
45-19	0,95	MULTICONDUCTOR	2/0	OK
45-20	0,84	MULTICONDUCTOR	2/0	OK

Tabla 4. 10 - Cálculo por caída de tensión (Unidad Despacho de Productos)

CÁLCULO DE CALIBRE POR CAIDA DE TENSIÓN				
IDENTIFICACIÓN CABLE	CAIDA DE TENSIÓN (%) COND. NORMAL	TIPO DE CABLE	CALIBRE SELECCIONADO	VERIFICACIÓN
47-1	2,43	MULTICONDUCTOR	8	OK
47-2	0,80	MULTICONDUCTOR	12	OK

4.5.4. Cálculo por cortocircuito

Como se observa en el Anexo A4 - A4.5 los valores de MVA de cortocircuito para las barras donde se encuentran conectado los motores son 22,752 MVA y 23,42 MVA para la barra B y A respectivamente.

Esto significa que si deseamos hacer un estudio para calibre por medio de cortocircuito estas serían nuestras potencia de cortocircuito en dichos puntos, lo que haría falta para completar el análisis sería modelar los MVA de cortocircuito que se plantea en el método de los MVA el cual quedaría en cascada con la potencia de cortocircuito en la barra A y B por consiguiente para obtener los MVA debe efectuarse el siguiente cálculo según la ecuación A4-5:

$$MVA_{eq} = \frac{MVA_{ccBarra(A o B)x} \frac{kV^2}{Z}}{MVA_{ccBarra(A o B)x} + \frac{kV^2}{Z}}$$

Z corresponde a la impedancia del cable que va desde el punto de conexión del CCM hasta el motor (Esta impedancia se extrae del CEN tabla 9 y viene expresada en $\Omega.km$), para el proyecto RBSI el conductor más cercano se encuentra ubicado a 86,6 metros de distancia, por ende para el análisis consideraremos esta distancia ya que es la peor condición ya que en la medida que ocurra un cortocircuito cercano a la barra el nivel de cortocircuito será prácticamente el mismo y en la medida que se aleje el valor de MVA de cortocircuito tiende a reducirse según lo sugiere la expresión anterior.

Se asumirá para el valor de Z un calibre tipo #4 AWG establecido en tabla 9 del CEN donde $Z=1 \Omega.km$ y al multiplicarlo por 0,086 km se tiene un valor $Z=$

0,0866 Ω , el valor en kV sería 0,48. Sustituimos estos valores en la expresión anterior y evaluamos para ambos valores de MVA de cortocircuito y obtenemos:

$$MVA_{cc(\text{Proveniente de Barra B})} = 2,39 \text{ MVA}$$

$$MVA_{cc(\text{Proveniente de Barra A})} = 2,40 \text{ MVA}$$

Por ende, la corriente de cortocircuito será de: $I_{cc} = 2,88 \text{ kA}$ y $I_{cc} = 2,89 \text{ kA}$ respectivamente.

Al escoger el conductor según la metodología expuesta en el punto A4.3 arroja como resultado un conductor #4 AWG, al comparar este calibre con el arrojado por el cálculo de caída de tensión que se presenta en la tabla 4.9 cable numero 45-1 observamos que son el mismo valor, por consiguiente para este caso para seleccionar el conductor puede ser por el cálculo de caída de tensión o cortocircuito.

El rango de distancias de los conductores que restan por analizar y los cuales también alimentarán a los motores en la unidad de almacenaje y unidad despacho de productos está entre 200 y 600 metros, por lo tanto, si comparamos este rango de distancias con la primera distancia tomada como ejemplo (86 m) y aplicando el procedimiento para selección de conductor por cortocircuito, se apreciará que en la medida que incremente la distancia de recorrido del conductor el valor del calibre disminuye ya que la corriente de cortocircuito es menor, por lo que finalmente se tendrá que el calibre siempre resultará menor al cálculo tipo mostrado para el conductor 45-1 que recorre una distancia de 86 m. Finalmente, para la selección del conductor, el criterio de caída de tensión es el más exigente y siendo así, todos los conductores finales deberán escogerse por el criterio de caída de tensión.

4.5.5. Selección del conductor y conductor de tierra

Para realizar la selección correcta del conductor a usar, se debe tomar el que resulte de mayor calibre en los cálculos efectuados, así de esta manera se garantiza que todas las condiciones son cumplidas, en las tablas 4-11 a la 41-13 se muestran los calibres finales para todos los conductores que están asociados a la unidad de almacenaje, tratamiento de aguas servidas y despacho de productos.

En cuanto al conductor de tierra se selecciona según la tabla 250.122 y 250.66 del CEN.

Tabla 4. 11 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad Tratamiento de Aguas Servidas)

IDENTIFICACIÓN CABLE	CONDUCTOR DE TIERRA		CALIBRE FINAL
	AJUSTE PROTECCIÓN (A)	CALIBRE SELECCIONADO	
32-1	82,47	2/0	2 x (3/C 2/0 + 1/C 2/0) 0,48 kV
32-2	21,99	2	2 x (3/C 4 + 1/C 2) 0,48 kV
32-3	183,27	4/0	6 x 1/C 500 + 2 x 1/C 4/0 0,48 kV
32-4	29,32	14	2 x (3/C 4 + 1/C 14) 0,48 kV
32-5	36,65	1/0	2 x (3/C 2 + 1/C 1/0) 0,48 kV
32-6	2,20	14	2 x (3/C 12 + 1/C 14) 0,48 kV
32-7	146,62	350	6 x 1/C 500 + 2 x 1/C 350 0,48 kV
32-8	43,99	1/0	2 x (3/C 2 + 1/C 1/0) 0,48 kV
32-9	29,32	2	2 x (3/C 4 + 1/C 2) 0,48 kV
32-10	43,99	1/0	2 x (3/C 2 + 1/C 1/0) 0,48 kV
32-11	43,99	1/0	2 x (3/C 2 + 1/C 1/0) 0,48 kV
32-12	219,93	500	6 x 1/C 700 + 2 x 1/C 500 0,48 kV

Tabla 4. 12 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad de Almacenaje)

IDENTIFICACIÓN CABLE	AJUSTE PROTECCIÓN (A)	CALIBRE SELECCIONADO (Conductor de tierra)	CALIBRE FINAL
45-1	164,94	6	2 x (3/C 4 + 1/C 6) 0,48 kV
45-2	173,09	6	2 x (3/C 4 + 1/C 6) 0,48 kV
45-3	34,62	4	2 x (3/C 8 + 1/C 4) 0,48 kV
45-4	34,62	4	2 x (3/C 8 + 1/C 4) 0,48 kV
45-5	20,77	4	2 x (3/C 6 + 1/C 4) 0,48 kV
45-6	27,69	4	2 x (3/C 8 + 1/C 4) 0,48 kV
45-7	27,69	2	2 x (3/C 4 + 1/C 2) 0,48 kV
45-8	34,62	1/0	2 x (3/C 2 + 1/C 1/0) 0,48 kV
45-8	13,85	8	2 x (3/C 8 + 1/C 8) 0,48 kV
45-9	10,39	14	2 x (3/C 12 + 1/C 14) 0,48 kV
45-10	20,77	10	2 x (3/C 12 + 1/C 10) 0,48 kV
45-11	13,85	10	2 x (3/C 10 + 1/C 10) 0,48 kV
45-12	13,85	14	2 x (3/C 12 + 1/C 14) 0,48 kV
45-13	69,24	1/0	2 x (3/C 4 + 1/C 1/0) 0,48 kV
45-14	41,67	8	2 x (3/C 10 + 1/C 8) 0,48 kV
45-15	27,78	14	2 x (3/C 2/0 + 1/C 14) 0,48 kV
45-16	10,42	14	2 x (3/C 2/0 + 1/C 14) 0,48 kV
45-17	104,18	10	2 x (3/C 2/0 + 1/C 10) 0,48 kV
45-18	104,18	10	2 x (3/C 2/0 + 1/C 10) 0,48 kV
45-19	27,78	14	2 x (3/C 2/0 + 1/C 14) 0,48 kV
45-20	55,56	14	2 x (3/C 2/0 + 1/C 14) 0,48 kV

Tabla 4. 13 - Conductor de tierra y calibre final seleccionado (Unidad Despacho de Productos)

	CONDUCTOR DE TIERRA		CALIBRE FINAL
	AJUSTE PROTECCIÓN (A)	CALIBRE SELECCIONADO	
47-1	16,49	8	2 x (3/C 8 + 1/C 8) 0,48 kV
47-2	2,20	14	2 x (3/C 12 + 1/C 14) 0,48 kV

4.6. Sistema de puesta a tierra

El objetivo de este punto es presentar el cálculo del Sistema de Puesta a Tierra para la unidad de almacenaje y despacho de productos, áreas donde estarán ubicados los tanques, motores y la subestación satélite.

Se desea implementar un sistema de puesta a tierra para todas las estructuras y equipos que se encuentran en la unidad de almacenaje y despacho de productos, los cuales son: motores, tanques y subestación satélite, para así asegurar que una persona en la vecindad de las instalaciones no esté expuesta al peligro de un choque eléctrico debido a los potenciales de paso y toque provocados por un cortocircuito en dicha unidad, el sistema de puesta a tierra debe garantizar que se dispongan de los medios que disipen las corrientes eléctricas a tierra en condiciones normales y de falla sin exceder los límites de operación de los equipos o afectar adversamente la continuidad del servicio, esto se realiza mediante conductores desde los equipos hasta los electrodos de tierra. El dimensionamiento del todo el sistema de puesta a tierra se realizará en función de las recomendaciones establecidas por las normativas IEEE 80 y IEEE 142 y además de las guías de diseño de PDVSA.

Para la selección de los electrodos de tierra de la unidad de almacenaje se utilizará un conductor según indique el cálculo que se muestra a continuación, considerando una corriente de cortocircuito monofásica de 15 kA. No fue necesario verificar los valores de tensión de paso y toque ya que la refinería posee una gran malla que está interconectada y en el caso que exista una falla la corriente retornará a la subestación principal por medio de los conductores enterrados.

4.6.2. Dimensionamiento y selección de conductor para malla de puesta a tierra

Para el dimensionamiento y selección del conductor a ser utilizado para la construcción de la Malla de Puesta a Tierra serán considerados conductores de cobre

desnudo de temple suave cableados concéntricamente con 100% de conductividad (Copper, annealed soft-drawn 100%).

El dimensionamiento del conductor se obtiene a partir de la siguiente ecuación proveniente de la norma IEEE 80 “Guide for safety in AC Substation Grounding” [17]:

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)} \quad (4-0)$$

Donde:

I= 15 Corriente rms (kA)

A_{mm^2} = Sección transversal del conductor (mm²)

TCAP= Capacidad térmica por unidad de volumen (J/(cm³.°C))

t_c = tiempo de duración de la corriente de falla (s)

α_r =coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r (1/°C)

ρ_r = resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r (μΩ-cm)

$K_o = 1/\alpha_o$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ (°C)

T_r = temperatura de referencia para constantes del material (°C)

T_m = máxima temperatura permisible (°C)

T_a = temperature ambiente (°C)

Se considerará el conductor “Copper, annealed soft-drawn 100%” y a partir de la tabla 1 de la norma IEEE 80 (Material constants) se tienen los siguientes valores:

$$TCAP= 3,42 \frac{J}{cm^3 \cdot ^\circ C}$$

I= 0,6 kA

t_c = 0,5 s (30 ciclos)

$\alpha_r = 0,00393$ para una temperatura de referencia de 20°C

$\rho_r = 1,72 \mu\Omega \cdot \text{cm}$ para una temperatura de referencia de 20°C

$K_o = 234$ para una temperatura de referencia de 0°C

$T_m = 450^\circ\text{C}$ (Ya que son conexiones de cable soldadas) [4].

$T_a = 35^\circ\text{C}$

Por lo tanto, a partir de la ecuación antes indicada anterior se obtiene que:

$$A_{\text{mm}}^2 = 48,811 \text{ mm}^2$$

El valor comercial inmediatamente superior a este calibre es el #1/0 AWG, sin embargo, en la guía de diseño del sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas se establece un calibre mínimo #2/0 AWG para los electrodos de puesta a tierra por razones mecánicas [18]. Por lo expuesto anteriormente, este será el calibre a utilizar para el diseño de los electrodos de puesta a tierra.

Ahora calculamos la resistencia de puesta a tierra

Calculamos la resistencia de la malla de tierra con la siguiente ecuación

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (4-2)$$

Donde:

h = Profundidad de los conductores de la malla de tierra.

A = Área total encerrada por la malla, en m^2 .

L_T = Longitud total efectiva (Se incluyen las barras), en m.

Para este caso se tienen los siguientes datos:

$$\rho = 106,8 \Omega \cdot \text{m}$$

$$A = 400.000 \text{ m}^2$$

$$L_T = 2800 \text{ m}$$

$$h = 0,65 \text{ m}$$

Sustituyendo estos valores, se tiene:

$$R_g = 0,1 \Omega$$

Este valor de resistencia de tierra está dentro de lo especificado en la norma PDVSA N-201 que especifica que debe ser menor a dos (2) Ohms, además no se toma en cuenta los conductores que estarán interconectados internamente en la gran malla, los mismos disminuirán aún más el valor de esta resistencia según lo establece la ecuación 4-3, hecho que es favorable ya que se desea la menor resistencia de puesta a tierra posible.

4.6.3. Puesta a tierra de equipos y subestación satélite

Las partes metálicas de los equipos de la subestación satélite y grupo de motor-bomba deberán ser conectadas al sistema de puesta a tierra por medio de conductores #2AWG [18]. El electrodo de tierra tendrá un calibre #2/0 AWG se escoge este por razones mecánicas ya que un #2 AWG soporta los requerimientos eléctricos mas no los requerimientos mecánicos[18]. la conexión entre el conductor #2 AWG que va desde el equipo hasta el electrodo de tierra que posee un calibre #2/0 AWG se realizará mediante soldadura exotérmica.

En el anexo 5 se presentan los planos del sistema de puesta a tierra.

4.6.4. Puesta a tierra de los tanques.

Los tanques serán conectados en tres puntos con un cable #2 AWG hacía un conductor #2/0 AWG que estará enterrados a 0,65 metros, esta profundidad fue establecida por el consorcio SAIVEP ya que según las recomendaciones debe ser conectado el tanque en al menos dos puntos y la profundidad debe ser de al menos 0,45 metros, por lo tanto, las dos condiciones anteriores se cumplen según la recomendación establecida por PDVSA. [18].

En el anexo 5 se presentan los planos de dicho sistema de puesta a tierra.

4.7. Protección contra descargas atmosféricas

Se debe proteger contra impactos producidos por descargas atmosféricas toda el área por donde circularán las personas que laboraran en la unidad de almacenaje y despacho de productos, además de las diversas estructuras que se encuentran en la misma que son:

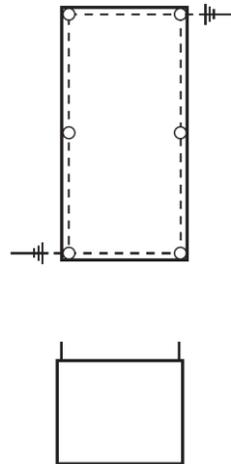
- a) Estructuras ordinarias menor a 23 metros.
- b) Tanques de almacenamiento (Techo fijo y techo flotante).
- c) Grupos motor-bomba (intemperie).

Por lo tanto, este punto se enfocará en los criterios que se tomarán en cuenta para la elaboración de planos de protección contra descargas atmosféricas de estas unidades basado en los manuales de diseño de PDVSA y normativas internacionales API 540, NFPA 780 y finalmente IEE 142.

4.7.1. Protección para estructuras ordinarias

Se considerará una estructura ordinaria aquella que tenga propósitos ordinarios como por ejemplo; estructuras comerciales, industriales, granjas, institucionales o residenciales.

Aquellas estructuras que no excedan los 23 metros de altura deberán ser protegidas con materiales de Clase I (Tabla 4.1.1.1.1 NFPA) [19]. Dependiendo del tipo de techo que tenga dicha estructura se deberá usar una técnica de disposición de conductores y elementos de captación (Pararrayo). El caso particular de la RBSI en la unidad de almacenaje y despacho de productos la estructura a considerar es el cuarto de la subestación satélite, la misma posee un techo plano, por lo tanto el método para la distribución de los diversos elementos del sistema de protección contra descargas atmosféricas es el que se muestra a continuación:



○ Elemento de captación⁴

- - - Conductor

⁴ Puede ser un terminal aéreo, mástil, cable de guarda o parte de la misma estructura ordinaria si es metálica y cumple con un grosor mínimo de 4,8 mm [19].

⚡ Terminal de tierra

Fig. 4.3 – Distribución de sistema de protección contra descargas atmosféricas para estructura ordinaria con techo plano.

4.7.1.1 Método de las esferas rodantes para estructuras ordinarias

Para estructuras ordinarias se considerará como protegido, todo lo que no esté incluido en la esfera rodante tal como se muestra en la figura 4.4.

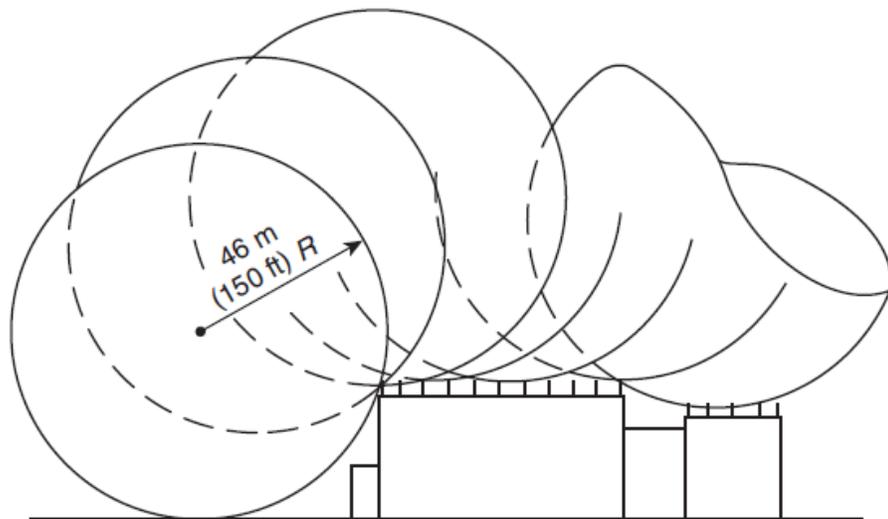


Fig 4.4 – Zona de protección rotando la esfera (Método de las esferas rodantes)

Por lo tanto, se considerará como protegido contra descargas atmosféricas a todo el espacio vertical libre que está debajo a la superficie de la esfera cuando la misma es tangente al suelo y al elemento de captación y cuando los dos puntos tangentes son elementos de captación.

El radio de impacto para estructuras ordinarias no deberá exceder los 46 metros [19], la distancia horizontal protegida se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)}$$

Donde:

d = Distancia horizontal protegida, en metros.

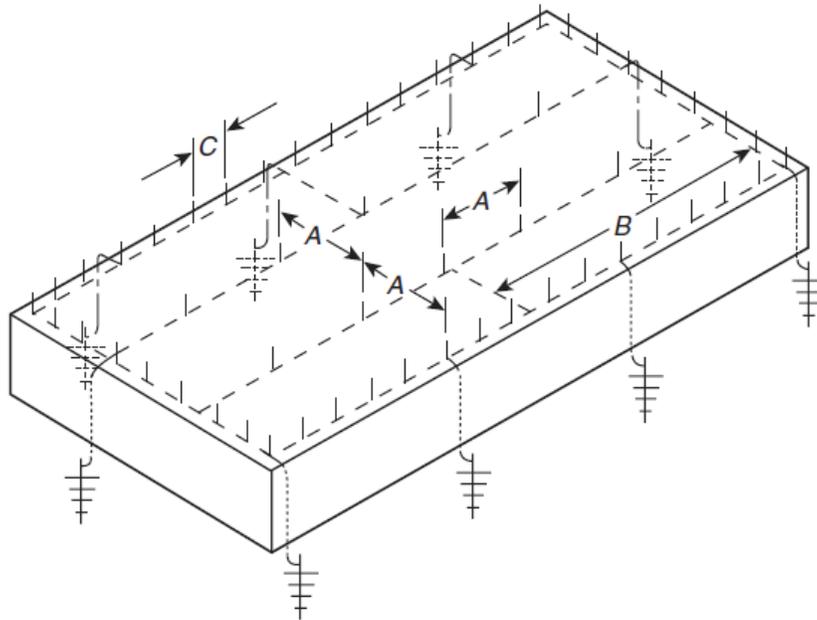
h_1 = Altura del techo más alto, en metros.

R = Radio de la esfera rodante de impacto, en metros. ($R=46$ m para estructuras ordinarias)

h_2 = Altura del techo u objeto más bajo, en metros.

En cuanto a la separación que se debe considerar entre los elementos captadores si los mismos poseen una altura menor a 0,6 metros la distancia entre los mismos no debe superar los 6 metros, si son superiores a 0,6 metros el rango de separación puede ser hasta 7,6 metros, en cuanto al elemento captador que se ubicará en las esquinas la distancia máxima permitida al borde será de 0,6 metros. (Ver figura 4.5)

El ancho máximo permitido entre los terminales es de 15 metros mientras que el largo es de 45 metros (Ver figura 4.5)



A: Máximo ancho permitido (15 metros).

B: Máximo largo permitido (45 metros).

C: Máximo espacio permitido entre conductores aéreos (6 ó 7,6 metros).

Fig. 4.5 – Distancias entre elementos de captación para estructuras ordinarias

Se deben tener al menos dos conductores de bajada al sistema de puesta a tierra, el promedio de las distancias entre todos los conductores de bajada no deberá exceder los 30 metros.

4.7.2. Protección para estructuras que contienen vapores inflamables, gases inflamables o líquidos que puedan desprender vapores inflamables.

En este punto de la protección contra descargas atmosféricas, se cubrirán los tanques que poseen líquidos que pueden desprender vapores inflamables así como gases inflamables como es el caso de los tanques esféricos, vale la pena destacar que todos los tanques y recipientes que se encuentran en la unidad de almacenaje y despacho de productos de la RBSI están sometidos a presión atmosférica.

4.7.2.1. Principios y fundamentos de protección en tanques de almacenaje de combustibles.

Las condiciones que se deben tener presentes para el diseño adecuado de la protección contra descargas atmosféricas son las siguientes [19]:

- Líquidos que puedan emitir vapores inflamables deberán ser almacenados en tanques que eviten la salida y entrada de gases.
- Las válvulas de escape de vapores a la atmósfera deberán ser cerradas y deben tener sellos corta fuego que eviten la entrada de llamas.
- Estructuras y accesorios (por ejemplo, válvulas de escape y válvulas de venteo) se deberán mantener en estado operativo.

4.7.2.2. Materiales para la protección de los tanques de almacenaje.

Los materiales a usar para la protección contra descargas atmosféricas en el área de almacenaje deberán ser igual a los mencionados en la protección para estructuras ordinarias, sin embargo, el radio de impacto del rayo cambia de 46 metros a 30 metros según la recomendación de la NFPA [19]. en este punto se añade un elemento denominado mástil, que sirve para elevar los elementos de captación y así poder brindar la protección adecuada, el mismo deberá poseer las siguientes características [19]:

- En el caso que el mástil posea un grosor inferior a 4,8 mm podrá servir como elemento de captación, si el mástil supera los 4,8 mm será necesario colocar un elemento de captación.
- El mástil deberá ser conectado al sistema de puesta a tierra. Se permitirá que la estructura sirva de conductor de bajada en el caso que sea buen conductor de electricidad y además posea un espesor de 1,63 mm como mínimo.

4.7.2.3. Zonas de protección con mástiles

La zona de protección para descargas atmosféricas se basa usando el método de las esferas rodantes, el método se explicó en el punto 3.1.10.4, sin embargo, no fue descrito la zona de protección usando un mástil y la combinación de mástiles por lo que se dará un poco más de detalle a continuación.

La forma de proteger estructuras usando solamente mástil se basa en colocar el mismo a una distancia tal que se pueda garantizar la zona de protección según lo indique la esfera rodante como se muestra en la siguiente figura:

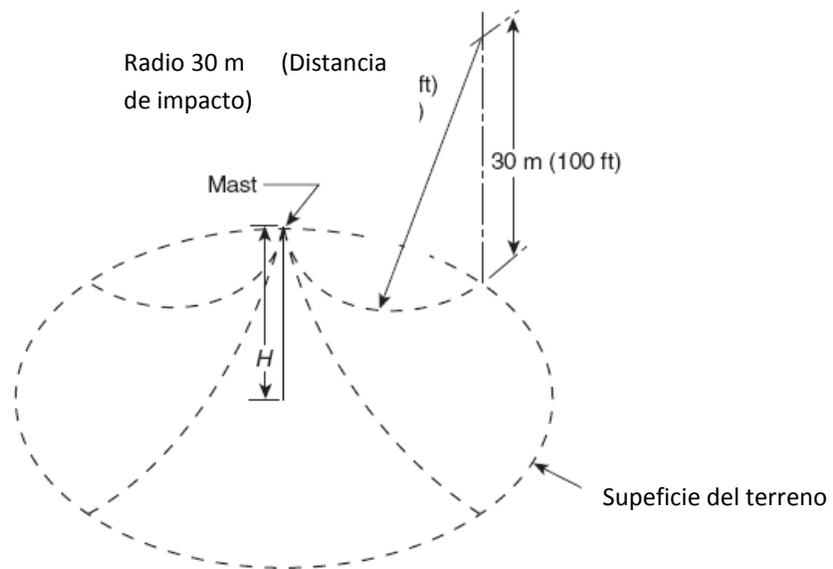


Fig. 4.6. Zona de protección con mástil.

La distancia de horizontal de protección está dada por la siguiente ecuación:

$$d = \sqrt{H(60 - H)}$$

Cuando se coloca más de un mástil, la distancia horizontal de protección se calcula como se muestra a continuación:

$$d = \sqrt{h_1(60 - h_1)} - \sqrt{h_2(60 - h_2)}$$

Donde: h_1 = Altura del mástil más alto.

h_2 = Altura del mástil más bajo.

Por lo tanto, los elementos que se desean proteger deben estar debajo de la superficie de la esfera que es tangente al mástil y a tierra.

Para saber la altura máxima de los objetos que pueden estar protegidos debajo de los mástiles dependiendo de la altura de los mismos se puede obtener de la siguiente figura:

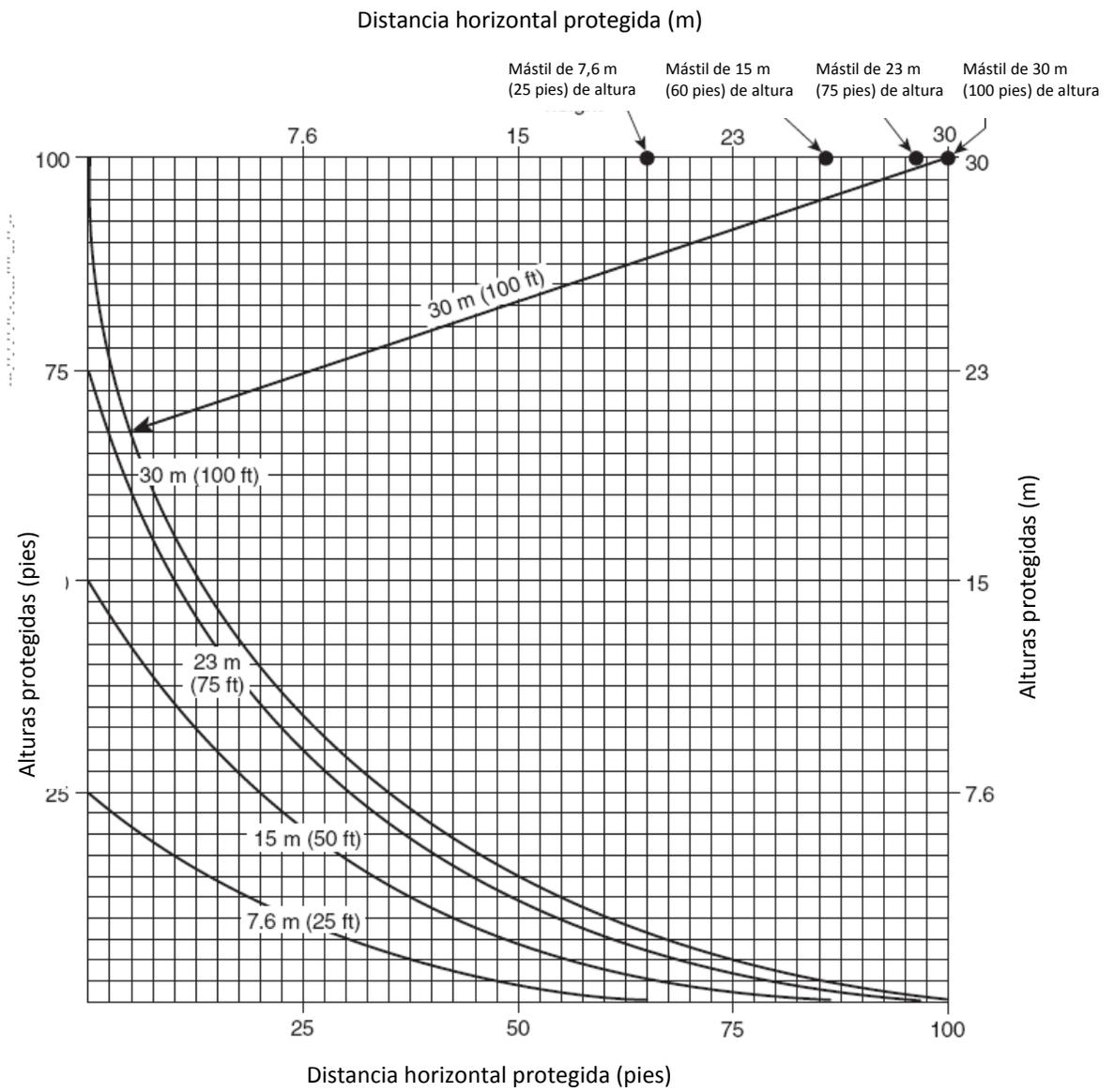


Fig. 4.7 – Zonas de protección Utilizando el método de las esferas rodantes

4.7.3. Resultados de protección contra descarga atmosférica

Los equipos y estructuras protegidos en la unidad de almacenaje y la unidad despacho de productos fueron los siguientes:

- Tanques de almacenaje.
- Grupo de motor-bomba.
- Subestación satélite.

Las estructuras que se van a utilizar para crear las zonas de protección estarán compuestas de un mástil, elemento captador además del conductor de bajada según se especifica se especifica en la NFPA, la altura total de dicha estructura será de 15 m. En la tabla que se muestra a continuación se presentan los resultados.

Tabla 4.8 – Resultado de zonas de protección contra descargas atmosféricas

Radio Tanque (m)	Número de estructuras
27,430	5
15,240	2
10,670	2

Para los tanques esféricos el radio es menor de 10,670 metros por lo que bastará con ubicar dos estructuras para crear la respectiva zona de protección.

Para la subestación satélite se obtuvo:

- 27 elementos captadores distribuidos en la horizontal del techo de la S/E satélite con cada elemento captador de 0,6 m de altura.

- 15 elementos captadores distribuidos en la vertical del techo de la S/E satélite con cada elemento captador de 0,6 m de altura

En el anexo 5 se presentan los planos de las zonas de protección realizados tomando en cuenta los criterios anteriormente descritos.

4.8. Iluminación

En este punto se presentarán los criterios, metodologías y normas para el cálculo del sistema de iluminación exterior en la unidad de almacenaje y despacho de productos y el interior de la subestación satélite de la Refinería Batalla de Santa Inés.

4.8.1. Iluminación general

El Sistema de Iluminación Exterior estará conformado por luminarias (tipo reflectores) con lámparas de Vapor de Sodio a Alta Presión (HPS) instaladas en postes metálicos, configuradas y enfocadas de manera tal de garantizar la máxima eficiencia de los haces luminosos de éstas hacia las áreas generales alrededor de los patio de tanques y despacho de productos. La disposición de los conjuntos de postes y reflectores estará dispuesta de forma tal que el nivel de luminosidad obtenido sea uniforme.

4.8.2. Método de iluminación

4.8.2.1. Cálculo de iluminación

El cálculo del Sistema de Iluminación Exterior está basado en el método de “Punto a Punto” que, con la ayuda del programa para cálculos de Iluminación “LUXICON” de la Empresa Cooper Crouse-Hinds, servirá para la comprobación de resultados en cuanto a cantidad de luminarias/postes y nivel luminoso obtenido.

4.8.2.2. Niveles de iluminación

Los Niveles de Iluminación utilizados para el diseño del Sistema de Iluminación Exterior son los indicados en la Norma COVENIN 2249-93, tabla 1D, “Áreas y Actividades Exteriores en la Industria”, Sección: “ELECTRICIDAD PLANTAS DE GENERACION. SUBESTACIONES Y SERVICIOS EXTERIORES”.

4.8.3. Procedimiento de cálculo

Se tomara un Factor de Mantenimiento y Pérdidas (FM) = 0.80

Según el Método Utilizado “Punto a Punto” el Nivel luminoso (en Lux) incidente sobre un punto en el plano de trabajo (en el caso de Áreas Exteriores= Piso o Terreno) donde incide el flujo luminoso con un cierto ángulo, es igual a [20]:

$$Lux = \frac{CPx \cos \varphi x FM}{d^2}$$

Donde:

CP= Candlepower de la Luminaria para un Angulo φ , Este valor se obtiene de la Curva de Datos Fotométricos de la Luminaria

φ = Angulo de incidencia del flujo luminoso sobre el punto en cuestión

FM= Factor de Mantenimiento y Perdidas

d= Distancia desde la luminaria hasta el punto en cuestión (en metros)

4.8.4. Resultado del cálculo

Con el programa “LUXICON” se evidenció la distribución adecuada de postes y luminarias se obtiene un Nivel Luminoso Promedio como los recomendados mostrados en la tabla 3.8.

La distribución de la ubicación de las luminarias se muestra en el anexo de planos y consiste en:

- Ochenta y siete (87) postes en el perímetro de la unidad de almacenaje que cuentan dos (02) y tres (03) reflectores de 400 W cada reflector (Ver plano en Anexo 5).
- Veintiuno (21) postes en el perímetro de la unidad de almacenaje y despacho de productos estos que cuentan dos (02) y tres (03) reflectores de 400 W cada reflector (Ver plano en Anexo 5).
- Ciento ochenta y dos (182) postes de brazo de 12 metros de altura para las escaleras de tanques y para alumbrado de bombas de las unidades de almacenaje y despacho de productos.
- 12 Tableros de iluminación para las unidades de almacenaje y despacho de productos.

- 12 Tableros de tomacorrientes para las unidades de almacenaje y despacho de productos.

Tabla 4.16 – Carga por iluminación exterior

	W
Fluorescente 2x36 W	9.792
Fluorescente 2x18 W	3132
HPS 400 W	110.000
Total	122.924

En el anexo 5 se presentan los planos asociados a la distribución de las luminarias.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este trabajo especial de grado, se logró diseñar un sistema capaz de suministrar la energía eléctrica necesaria para la operación de la unidad de almacenaje y despacho de productos de la RBSI.

Se elaboró un listado de cargas eléctricas y se determinaron las correspondientes demandas eléctricas. Se obtuvo una potencia estimada de 1341,81 kVA requerida por los grupos de bombas asociados al sistema de almacenaje y despacho de productos, para ello se consideró una demanda máxima para ocho (8) horas y para quince (15) minutos. La manera de obtener este valor fue utilizando una hoja de cálculo que se muestra en el Anexo 1, los factores de potencia de los motores fueron tomados de los datos suministrados por el fabricante. Se dimensionaron los equipos principales de la subestación satélite tales como: Transformadores, tableros y Centro de Control de Motores (CCM) lo cual se presenta en el capítulo IV de este trabajo, en el caso específico de los transformadores se seleccionaron con una potencia nominal de 1500 kVA lo cual brinda un incremento adicional al 15% ya establecido en las hojas de cálculo.

La potencia requerida por conceptos de iluminación y tomacorriente de las unidades de almacenaje de combustible y despacho de productos se estimó en 122,294 kW. Mediante el uso de este valor se seleccionó el tablero adecuado el cual contará con una capacidad adicional de 20% según lo establecido en la normativa PDVSA. Se utilizó una tensión de 480 V para las barras asociadas al CCM ya que corresponde al nivel de tensión requerido por los fabricantes de los motores que se utilizan para este proyecto, además los valores de corriente nominal y cortocircuito que son capaces de soportar las barras del CCM se presentan en los planos mostrados en el anexo 5.

En el Anexo 5 se muestra el diagrama unifilar correspondiente a la topología de la red eléctrica de la unidad de almacenaje de combustibles y despacho de productos, este diagrama se obtuvo usando valores nominales de los equipos que fueron seleccionados en el análisis de carga. En la elaboración de los diagramas se utilizó el programa AUTOCAD y los cuales probablemente sean sometidos a variaciones durante la fase de ingeniería de detalles ya que la carga eléctrica es dinámica y por lo tanto puede variar en algunas futuras consideraciones de expansión.

Los diagramas usados para representar cada equipo fueron extraídos de la normativa IEC – 60617. Es importante acotar que PDVSA en algunos casos utiliza diagramas unificables en función de los símbolos representados por el IEEE. En el caso específico de este diseño se propuso realizar el diagrama unifilar en función de normativa Europea por tratarse de un consorcio Italo-Venezolano.

Para la clasificación de áreas peligrosas se estudiaron las características químicas de los fluidos en función de su ubicación dentro de los grupos establecidos por la normativa API RP 505, posteriormente, estos datos relacionados a las características químicas se reflejaron en los planos de planta con una vista general. El trazado de la clasificación de áreas peligrosas se realizó en función de las figuras contenidas en la norma API RP 505 según fue cada caso (Tanques y Bombas). En el anexo 5 se presentan estos planos. Estos resultados fueron transferidos a los planos mediante el uso del AUTOCAD lo cual permitirá en la fase de ingeniería de detalles ubicar los equipos eléctricos en las diversas áreas incluyendo las áreas peligrosas.

La subestación satélite se requiere como centro de distribución de la energía eléctrica para los diversos equipos y tableros que estarán en las unidades de almacenaje y despacho de productos. El nivel de tensión en el cual se recibe la energía proveniente de la subestación principal es de 13,8 kV, por lo tanto, para dimensionar estos alimentadores y circuitos ramales, inicialmente se utilizó un nivel de temperatura del subsuelo basado en una investigación anual de la temperatura

reflejada en los criterios de diseño y tomando la más crítica (la más alta del año), además de la capacidad de corriente, cálculo de cortocircuito y caída de tensión, esto se muestra en el punto 4.5 de este trabajo. Una vez calculado los conductores es necesario seleccionar el conductor de mayor calibre ya que este cumplirá con todas las condiciones de diseño, el procedimiento se realizó mediante una hoja de cálculo en el que se aprecia los diferentes parámetros utilizados y la verificación tomando en cuenta las normativas aplicables (PDVSA N-201). Para los valores de resistencia y reactancia se usaron los recomendados por el CEN. En cuanto a la canalización se utiliza la recomendación de PDVSA que en este caso es trincheras (Directamente enterrados). Una vez dimensionado los conductores es necesario es necesario tabularlos tal como se muestra en las tablas 4.11 a la 4.13.

Para el sistema de puesta a tierra es fundamental medir la resistividad eléctrica del terreno en diferentes épocas del año, para de esta manera poder diseñar con los valores más críticos (la máxima resistividad del terreno) los cálculos realizados fueron: cálculo de resistencia de puesta a tierra y calibre de conductor. En cuanto a la resistencia de puesta a tierra de acuerdo a la guía de diseño PDVSA N-201 el valor de resistencia de puesta a tierra debe ser menor a 2Ω . Para obtener el valor de la resistencia de puesta a tierra, fue necesario calcular el calibre de los electrodos, el cual arrojó #1/0 AWG que es un valor inferior al sugerido por la guía de diseño de PDVSA [18] el cual es #2/0 AWG y el mismo se usó para el diseño, además del valor anterior fue necesario establecer un diseño inicial del sistema de puesta a tierra donde se propuso un área y longitud determinada de conductor, una vez definido estos parámetros se calculó con la ecuación de resistencia de puesta a tierra el valor, donde el resultado fue de $0,1 \Omega$ que está dentro de los rangos permitidos [18]. No fue necesario calcular tensiones de paso y toque ya que la corriente de cortocircuito de 15 kA en el caso de que existiera la misma regresaría a la subestación principal por los conductores de tierra de la gran malla de la refinería y esto garantiza que no existirá GRP (Ground Potential Rise) ya que la corriente por

tierra es cero. En el caso de los tanques se conectó en 3 puntos y para el caso de los motores en un punto según lo establecido en la normativa PDVSA N-201. La profundidad del conductor es de 0,65 metros según lo establecido en los criterios de diseño. Finalmente todos estos conductores son interconectados, formando así el sistema de puesta a tierra. Las normativas fundamentales para el diseño fueron la IEEE 80/142 y PDVSA N-201. En el anexo 5 se presentan los planos del sistema de puesta a tierra.

En cuanto a la protección contra descargas atmosféricas se utilizó la normativa NFPA 780, que establece, que para brindar protección contra descargas atmosféricas es necesario contar con un sistema de protección que consta de estructuras elevadas, elemento captador y conductores para drenar la corriente de rayo al sistema de puesta a tierra.

Para la iluminación, se efectuaron simulaciones que garantizaron los niveles de iluminación permitidos, todo esto para el patio de tanques, interior de subestación satélite y conjuntos de bombas. El método usado para el cálculo fue el punto por punto, y se utilizaron como referencia los luxes establecidos en los criterios de diseño que se muestran en la tabla 3.8 de este trabajo. La normativa usada fue la PDVSA N-201 y también se usó de referencia los criterios de diseño.

CONCLUSIONES

En este trabajo especial de grado se persigue diseñar un sistema eléctrico que sea capaz de suministrar la energía eléctrica necesaria para la operación de la unidad de almacenaje y despacho de productos en la refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) propiedad de PDVSA y la cual estará ubicada en el estado Barinas.

La unidad de almacenaje de combustibles y despacho de productos (LPG) es de vital importancia para entregar el crudo ya procesado, en esta unidad se concentran los productos ya refinados tales como; Diesel, Gasolina, Kerosene, entre otros, que serán bombeados a la planta de distribución para finalmente ser entregados al cliente. El equipo principal asociado a la operación de transporte de los combustibles son las bombas, ya que las mismas impulsarán los fluidos por tuberías hasta el destino final (Planta de Distribución), el elemento que entrega la energía mecánica a la bomba para producir dicha acción es un motor eléctrico, en el caso específico de la refinería Batalla de Santa Inés es del tipo Jaula de Ardilla.

Para llevar a cabo el diseño del sistema eléctrico fue necesario elaborar el listado de cargas eléctricas y determinar la correspondiente demanda eléctrica, seguidamente a esto se dimensionaron los equipos eléctricos principales que estarán ubicados en la subestación eléctrica satélite tales como; Transformador de potencia, tablero de potencia y centro de control de motores. Al tener ya dimensionados dichos equipos se procedió a elaborar el diagrama unifilar, que representa de manera general los equipos y tableros que alimentarán a la iluminación y tomacorriente de dichas unidades.

Por tratarse de una refinería se tienen algunos productos que pueden ser inflamables y por lo tanto fue necesario realizar una clasificación de áreas peligrosas que se ve reflejada en planos para que posteriormente en la ingeniería de detalles el ingeniero electricista pueda seleccionar los equipos adecuados y así puedan maniobrar sin ningún riesgo en estas zonas según sea su clasificación, dentro de la

subestación eléctrica satélite se realizaron las respectivas canalizaciones e iluminación y tomacorriente para brindar el servicio de electricidad a dicha subestación. También se seleccionó la canalización a usar en las unidades de almacenaje, se dimensionaron los alimentadores y circuitos ramales, específicamente el alimentador proveniente de la subestación principal y circuitos ramales que alimentarán a los motores. Se elaboraron los planos del sistema de puesta a tierra y se presentó la información pertinente a la protección contra descargas atmosféricas recomendada por la National fire protection association (NFPA) para la elaboración de planos de zona de protección contra descargas atmosféricas para la subestación satélite y para los tanques de almacenaje de techo fijo, techo flotante, esféricos así como grupo motor-bomba. Finalmente se elaboraron los planos de iluminación para completar el diseño del sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos durante el desarrollo de la ingeniería básica presentada en este trabajo especial de grado contribuirá con el completo diseño de la Refinería Batalla de Santa Inés (RBSI) la cual abastecerá las necesidades de combustible y asfalto del estado Barinas y estados adyacentes.

En la elaboración de este trabajo especial de grado fue un buen momento para materializar muchas definiciones y conceptos adquiridos durante la carrera de ingeniería eléctrica que son fundamentales para comprender y diseñar de manera adecuada, tales como; cálculo de cortocircuito, análisis de carga, sistema de puesta a tierra, canalizaciones, por mencionar algunos, fue de vital importancia la asistencia tutorial, la infraestructura y paquetes computacionales disponibles en la empresa VEPICA así como también con la asistencia tutorial del profesorado de la escuela de ingeniería eléctrica de la universidad central de Venezuela. En este trabajo especial de grado se plasma un gran aporte a mi persona ya que permitió poner en práctica los conocimientos adquiridos en la Universidad Central de Venezuela así como también permitió adquirir importante aprendizaje de técnicas operacionales de la industria, ya que se pudo entrar en contacto con la práctica de la ingeniería donde se estila usar

herramientas tales como; normativas, paquetes computacionales y criterios de diseño elaborados en fases previas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Electrical Design Basis And Criteria*, Consorcio SAIVEP “Santa Inés”, 2010.
- [2] Harper, Enríquez. *Elementos de diseño de las instalaciones eléctricas industriales*. México: LIMUSA, 2008.
- [3] Electrical Installations in petroleum processing plants, API RP 540, 4th edition, 1999.
- [4] Manual de Ingeniería de Diseño N-201 (Volumen 4-I), *Obras Eléctricas*. Caracas: PDVSA.
- [5] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.057 (Volumen 4-II), *Selección de cables*. Caracas: PDVSA.
- [6] CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL, FONDONORMA 200:2004, (7^a revisión).
- [7] Viloría, Victor. *Fundamentos básicos del diseño eléctrico: Venezolana de proyectos integrados*, 2008.
- [8] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.053 (Volumen 4-II), *Subestaciones Unitarias*. Caracas: PDVSA. 1993.
- [9] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.054 (Volumen 4-II), *Control de motores*. Caracas: PDVSA. 1993.
- [10] Viloría, Victor. *Fundamentos de clasificación de áreas: Venezolana de proyectos integrados*, 2008.
- [11] Recommended practice for classification of location for electrical installations at petroleum facilities classified as Class I, Zone 0, and Zone 2, API RP 505, 1st edition, 1997.
- [12] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.050 (Volumen 4-II), *Transformadores para subestaciones unitarias*. Caracas: PDVSA. 1993.
- [13] COVENIN “TENSIONES NORMALIZADAS DE SERVICIO” 159:1997, 1997.
- [14] Electrical Installations in petroleum processing plants, API RP 540, 4th edition, 1999.

- [15] Form- Wound Squirrel Cage induction motors, API 541, 3th edition, 1995 .
- [16] Brushless Synchronous Machines – 500 kVA and larger, API 546, 1997.
- [17] IEEE Guide for safety in AC substation grounding, IEEE Std 80, 2000.
- [18] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.091 (Volumen 4-II), *puesta a tierra y proteccion contra sobretensiones*. Caracas: PDVSA. 1998
- [19] Standard for the installation of lighting protection systems, NFPA 780, 2011 Edition.
- [20] Martinez, Carlos. *Fundamentos Básicos de Iluminación: Venezolana de proyectos integrados*, 2008.
- [21] Manual de Ingeniería de Diseño 90619.1.050 (Volumen 4-II), *Análisis de Cargas*. Caracas: PDVSA.
- [22] Graphical Symbols for diagrams, IEC 60617, 2005.
- [23] Manual de Ingeniería de Diseño IE-R-01 (Volumen 2), *Clasificación de áreas*. Caracas: PDVSA. 1993
- [24] Oswaldo A. Penissi F., “Canalizaciones Eléctricas Residenciales”, 10ma Edición, 2006.
- [25] Recommended Practice for lightning protection of aboveground storage tanks for flammable or combustible liquids, API 545, 1st edition, 2009.
- [26] Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems, IEEE 142, corrected 3th edition, 1996.

BIBLIOGRAFÍA

Ereú Miguel. *Alumbrado Público, Criterios, Diseños y Recomendaciones*. Caracas: 2008.

Grainger J., Stevenson W. *Análisis de sistemas de potencia*. U.S.A: Mac Graw Hill, INC,1996.

H. Lee Willis. *Power Distribution Planning Reference Book*. North Carolina: Marcel Dekker, INC, 2004.

Harper, Enríquez. *El ABC de la instalaciones eléctricas industriales*. Mexico: LIMUSA, 2008.

Irving L, Kosow. *Máquinas eléctricas y transformadores*. Mexico: Prentice-Hall, 1993.

Naranjo, Alberto. *Proyecto del sistema de distribución eléctrico*. Caracas: Equinoccio, USB, 2004.

ANEXOS