



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS UBICADO EN EL  
MUNICIPIO DE LOS PATIOS – NORTE DE SANTANDER**

**Autor:**

**FABIAN ALEXIS SILVA ALBA**

**Director:**

**JESÚS ENRIQUE SALAMANCA JAIMES**

**M.sc (c)**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
26 mayo de 2021**

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS UBICADO EN EL  
MUNICIPIO DE LOS PATIOS – NORTE DE SANTANDER**

**Autor:**

**FABIAN ALEXIS SILVA ALBA**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**Director:**

**JESÚS ENRIQUE SALAMANCA JAIMES**

**M.sc (c)**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
26 mayo de 2021**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS Y**  
**TELECOMUNICACIONES**  
**PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR**  
**TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE**  
**INGENIERO ELÉCTRICO**

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS**  
**UBICADO EN EL MUNICIPIO DE LOS PATIOS – NORTE DE SANTANDER**

**FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: 1 de marzo del 2021**

**FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: 23 de junio del 2021**

**NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR**

**AUTOR: Fabian Alexis Silva Alba**

**DIRECTOR: Jesús Enrique Salamanca Jaimes**

**DIRECTOR DE PROGRAMA: Yesid Santafe Ramon**

**JURADO CALIFICADOR:**

**PRESIDENTE: ING. Ivonne Saray Florez Vera**

**OPONENTE: ING Erickson García**

**SECRETARIO: ING. Jesús Enrique Salamanca Jaimes**

**Cúcuta, Norte de Santander, COLOMBIA**

**26 mayo 2021**

## **DEDICATORIA**

### **A Dios,**

Quien como guía ha estado presente en el caminar de mi vida, bendiciéndome y dándome fuerzas para continuar con mis metas trazadas sin desfallecer.

### **A mis padres,**

FRANCELINA ALBA y LEOPOLDO SILVA, que, con su apoyo incondicional, amor y confianza permitieron que logre terminar mi carrera profesional.

### **A mis hermanos,**

LUIS SILVA, LIZANDRO SILVA y MIRIAM SILVA, que con sus consejos, apoyo y motivación me ayudaron a culminar con éxito esta meta de mi vida.

Por último y no menos importante, a todas las personas que en lo largo de este camino han puesto su granito de arena ayudándome a culminar esta etapa de estudio.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar un sincero agradecimiento, en primer lugar, a Dios por brindarme salud, fortaleza y capacidad durante este camino al profesionalismo.

A mis padres y hermanos por su apoyo incondicional pese a las adversidades e inconvenientes que se presentaron.

A los docentes del programa de ingeniería eléctrica de la universidad de pamplona, en especial a mí director de tesis, el ingeniero Jesús Enrique Salamanca Jaimes y a la ingeniera Ivonne Saray Flórez Vera quienes con sus conocimientos y experiencia me guiaron y ayudaron a culminar esta última etapa de la carrera.

## Contenido

1.	INTRODUCCIÓN .....	14
2.	OBJETIVOS .....	15
2.1	Objetivo general .....	15
2.2	Objetivos específicos .....	15
3.	Marco legal.....	16
4.	Marco de referencia .....	17
4.1	Planteamiento del problema y justificación.....	17
4.2	Clasificación de los niveles de tensión .....	17
4.3	Clasificación de los sistemas de distribución.....	18
4.3.1	Sistemas de distribución según su construcción .....	18
4.3.2	Sistemas de distribución según sus tensiones nominales .....	19
4.3.3	Redes de distribución según el tipo de carga .....	19
4.3.4	Características de la carga.....	21
4.4	Subestaciones.....	23
4.4.1	Subestación principal de potencia.....	23
4.4.2	Subestación de subtransmisión y distribución .....	23
4.4.3	Tipos de montaje.....	24
4.4.4	Subestaciones tipo poste .....	24
4.4.5	Subestaciones tipo pedestal o tipo jardín .....	24
4.5	Diseño mecánico.....	25
4.5.1	Hipótesis de diseño para líneas. ....	25
4.5.2	Cálculo de flechas y tensiones .....	26
4.5.3	Apoyos.....	26
4.5.4	Esfuerzos.....	26
4.5.5	Templetes .....	27
4.6	CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BT .....	27
4.6.1	Cliente.....	27
4.7	Sistema de puesta a tierra.....	27
4.7.1	Duración de la falla (tf) y duración de choque (ts) .....	28
4.7.2	Geometría de la malla.....	28
4.7.3	Resistividad de la capa superficial ( $\rho_s$ ) .....	28
4.7.4	Resistividad del terreno ( $\rho$ ) .....	29
4.7.5	Medidas de resistividad.....	29
4.7.6	Tensiones de paso y contacto.....	30
4.7.7	Diseño del Sistema de Puesta a Tierra .....	31

4.7.8	Evaluación de la resistencia de la puesta a tierra (Rg) .....	31
4.7.9	Materiales de los Sistemas de Puesta a Tierra.....	32
4.8	Conductores eléctricos.....	33
4.8.1	Tipos de conductores.....	34
4.9	distancias de seguridad.....	34
4.9.1	Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura .....	36
4.10	Reglas de oro .....	36
5.	DISEÑO ELÉCTRICO .....	37
5.1	Descripción del proyecto .....	37
5.2	Objeto .....	37
5.3	Número de usuarios.....	37
5.4	Características de la carga.....	38
5.5	Redes de media tensión.....	38
5.6	Subestación eléctrica .....	38
5.6.1	Subestación aérea .....	38
5.6.2	Subestación PAD MOUNTED .....	42
5.7	Redes de baja tensión.....	42
5.8	Medidores de energía y armario de medidores. ....	43
5.8.1	Medidor para red de alumbrado público .....	43
5.8.2	Celda de medición para fábrica de cerámica Italia .....	44
5.9	Red de alumbrado público.....	44
5.10	Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.....	45
5.10.1	Demanda Máxima Diversificada de la red de AP .....	45
5.10.2	Demanda máxima de la fabrica ceramica italia.....	45
5.10.3	Descripción de la carga .....	45
5.11	Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.....	49
5.12	Análisis del nivel de tensión requerido.....	49
5.13	Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas. ....	49
5.14	Distancias de seguridad requerida.....	49
5.15	Cálculos de regulación y pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de los armónicos y factor de potencia .....	50
5.15.1	Regulación .....	51
5.15.2	Regulación MT, nivel II.....	51
5.15.3	Pérdidas de potencia MT, nivel II .....	51
5.15.4	Regulación baja tensión .....	52

5.15.5	Pérdidas de potencia.....	53
5.16	Clasificación de áreas.....	55
5.17	Diagrama unifilar.....	55
5.18	Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.....	55
5.19	Apoyos en baja tensión.....	55
5.20	Herrajes.....	56
5.21	Análisis de cortocircuito y falla a tierra.....	56
5.22	Coordinación de protecciones contra sobre corrientes.....	58
5.23	Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).....	58
5.24	Selección de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.....	58
5.25	Cálculo del sistema de puesta a tierra.....	59
5.25.1	Sistema de puesta a tierra de la subestación de 45KVA.....	59
5.25.2	Sistema de puesta a tierra de la subestación de 2500KVA.....	59
5.25.3	Sistema de puesta a tierra de la subestación de 2000KVA.....	60
5.26	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.....	60
5.27	Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor.....	61
5.28	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.....	61
5.29	Selección de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.....	62
5.30	Análisis de coordinación de aislamiento.....	67
5.31	Análisis de riesgo de origen eléctricos y medidas para mitigarlos.....	68
5.32	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.....	71
5.33	Justificación técnica de desviación DE LA NTC 2050.....	71
5.34	Distancias mínimas de seguridad.....	71
6.	DISEÑO DE ILUMINACIÓN.....	72
6.1	Objeto del proyecto.....	72
6.2	Normativa.....	72
6.3	Identificación del proyecto.....	72
6.3.1	Alcance del proyecto.....	72
6.3.2	Categorización de los proyectos de iluminación.....	72
6.4	Criterios de iluminación según RETILAP.....	73
6.5	Niveles de iluminancia requeridos.....	74
6.6	Valores de uniformidad.....	75
6.6.1	IRC de la fuente luminosa.....	76

6.6.2	Temperatura del color de la fuente luminosa.....	76
6.6.3	Comando y control de las luminarias.....	77
6.6.4	Uso racional de la energía en iluminación.....	77
6.7	Parámetros del diseño .....	77
6.7.1	Características de la fuente luminosa.....	77
6.7.2	Luminaria seleccionada.....	78
6.8	Factor de mantenimiento.....	78
Cálculo del factor de mantenimiento.....		78
6.8.1	Depreciación por la suciedad acumulada en la luminaria (FE). .....	79
6.8.2	Depreciación del flujo luminoso de la fuente luminosa (DLB).....	80
6.8.3	La iluminación en el análisis de riesgo.....	80
6.9	Esquema de mantenimiento.....	82
7.	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU) .....	85
7.1	costos directos .....	85
7.1.1	Mano de obra.....	85
7.1.2	Material.....	85
7.1.3	Maquinaria y/o equipo.....	86
7.2	costos indirectos .....	86
7.3	Cargos adicionales.....	87
7.4	Matriz de costos unitarios.....	87
8.	CONCLUSIONES.....	91
9.	BIBLIOGRAFÍA .....	92

## Lista de tablas

Tabla 1.	Niveles de tensión de servicio.....	17
Tabla 2.	Sistemas de distribución secundaria.....	20
Tabla 3.	Constantes de regulación KG cable triplex AAAC, AAC, ACSR B.T.....	22
Tabla 4.	Límites de regulación de tensión.....	22
Tabla 5.	Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia. ....	23
Tabla 6.	Distancias horizontales de templetos postes. ....	27
Tabla 7.	Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra .....	30
Tabla 8.	Requisitos para electrodos de puesta a tierra.....	32
Tabla 9.	Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de C.A .....	33
Tabla 10.	Constantes de materiales de la norma IEEE80 .....	34
Tabla 11.	Código de colores para conductores. ....	34
Tabla 12.	Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.....	35
Tabla 13.	Distancia horizontal entre conductores en la misma estructura de apoyo.....	36
Tabla 14.	Sobretensión fase-tierra debido a una falla monofásica de acuerdo con el régimen del neutro..	39
Tabla 15.	Para los niveles de tensión 13.2, 13.8 kV y 34.5 kV se considera el 13.2 kV intercambiable con el de 7.6 kV.....	41
Tabla 16.	Características técnicas fusibles.....	41
Tabla 17.	Selección de transformador .....	42
Tabla 18.	Demanda alumbrado público .....	46

Tabla 19. Carga Cerámica Italia.....	48
Tabla 20. Calculo del transformador .....	49
Tabla 21. Distancias de seguridad .....	50
Tabla 22. Regulación y pérdidas de potencia acometidas MT .....	52
Tabla 23. Regulación y pérdidas de potencia BT .....	54
Tabla 24. Resistividades de conductores NORMA CENS. ....	57
Tabla 25. Corrientes de corto circuito .....	57
Tabla 26. Resumen SPT S/E 45KVA .....	59
Tabla 27. Resumen SPT S/E 2500KVA .....	59
Tabla 28. Resumen SPT S/E 2000KVA .....	60
Tabla 29. Análisis de riesgo eléctrico.....	62
Tabla 30. Niveles de aislamiento normalizados .....	67
Tabla 31. Tipos de aisladores .....	68
Tabla 32. Matriz para análisis de riesgos.....	69
Tabla 33. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.....	70
Tabla 34. Clases de iluminación para vías vehiculares .....	73
Tabla 35. Categorización de los proyectos de alumbrado publico .....	74
Tabla 36. Fotometría mínima en áreas críticas distintas a vías vehiculares .....	75
Tabla 37. Valores mínimos mantenidos de iluminancias promedio (lx) en vías motorizadas.....	75
Tabla 38. Datos ópticos de luminaria seleccionada.....	76
Tabla 39. Apariencia y temperatura de color .....	76
Tabla 40. Clasificación de los niveles de contaminación.....	79
Tabla 41. Factores de ensuciamiento de las luminarias, según el nivel de polución, índice de hermeticidad y el periodo de limpieza utilizado. ....	80
Tabla 42. Periodos máximos para realizar limpieza. ....	83
Tabla 43. Tipo de medidores de acuerdo a la corriente.....	109
Tabla 44. Medidores de energía y sus características eléctricas .....	109
Tabla 45. Factores de seguridad.....	110
Tabla 46. Relación de transformación para mediciones indirectas (NTC 5019 2007) .....	110
Tabla 47. Especificaciones técnicas de dispositivos de protección.....	111
Tabla 48. Dispositivos de protección subestación 45KVA .....	112
Tabla 49. Regulación y pérdidas de potencia BT .....	117
Tabla 50. Calculo de resistencia de malla.....	118
Tabla 51. Cálculo de tensiones de paso y toque subestación 45kva .....	119
Tabla 52. Tensión de malla, subestación 45kva .....	120
Tabla 53. Datos iniciales SPT subestación 2.5MVA .....	121
Tabla 54. Cálculo de conductor de malla subestación 2.5MVA.....	122
Tabla 55. Tensiones de toque y paso subestación 2.5MVA .....	122
Tabla 56. Cálculo de resistencia de la malla subestación 2.5MVA .....	123
Tabla 57. Cálculo del GPR subestación 2.5MVA.....	123
Tabla 58. Tensión de malla subestación 2.5MVA.....	123
Tabla 59. Datos iniciales SPT subestación 2MVA .....	124
Tabla 60. Cálculo de conductor de malla subestación 2MVA.....	125
Tabla 61. Tensiones de toque y paso subestación 2MVA .....	125
Tabla 62. Cálculo de resistencia de la malla subestación 2MVA .....	126
Tabla 63. Cálculo del GPR subestación 2MVA.....	126
Tabla 64. Tensión de malla subestación 2MVA.....	127
Tabla 65. Descripción de actividades y unidades constructivas.....	129

## Lista de figuras

<i>Figura 1. Nivel de tensión.....</i>	18
<i>Figura 2. Esquema de medición de resistividad aparente.....</i>	29
<i>Figura 3. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.....</i>	30
<i>Figura 4. Distancias de seguridad en zonas de construcciones.....</i>	36
<i>Figura 5. Curva TOV.....</i>	40
<i>Figura 6. Red de BT (alumbrado público) y MT.....</i>	43
<i>Figura 7. Distancias de seguridad en zonas de construcción.....</i>	50
<i>Figura 8. Interfaz aplicativo para selección de estructuras BT y MT.....</i>	64
<i>Figura 9. Configuración del cableado.....</i>	64
<i>Figura 10. Selección del municipio del proyecto.....</i>	65
<i>Figura 11. Comportamiento mecánico de las estructuras.....</i>	65
<i>Figura 12. Comportamiento mecánico de los conductores.....</i>	66
<i>Figura 13. Validación de los apoyos seleccionados.....</i>	66
<i>Figura 15. Vista de perfil del plano.....</i>	67
<i>Figura 16. Ficha técnica.....</i>	78
<i>Figura 17. Esquema de mantenimiento.....</i>	83
<i>Figura 18. Costos directos.....</i>	85

## Lista de anexos

ANEXO A. CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR DE 45 [KVA].....	95
ANEXO B. DETALLE DEL MONTAJE DEL TRANSFORMADOR 45KVA.....	96
ANEXO C. DETALLE RED AP.....	97
ANEXO D. FICHA TECNICA LUMINARIAS SELECCIONADAS.....	98
ANEXO E. DIAGRAMA UNIFILAR RED 13.2 KV Y AP.....	99
ANEXO F. PLANO ELÉCTRICO DE LA RED DE 13.2 KV Y AP.....	100
ANEXO G. PLANO DE ILUMINACIÓN RED AP (OBJETOS DE CÁLCULO).....	101
ANEXO H. RESULTADOS DE SIMULACION RED AP.....	102
ANEXO I. RESULTADOS DE SIMULACIÓN AP.....	103
ANEXO J. SUBESTACIÓN 7MVA.....	106
ANEXO K. RED DE MT, NIVEL III.....	107
ANEXO L. DIAGRAMA UNIFILAR AGUAS ABAJO DE LA SUBESTACIÓN.....	108
ANEXO M. TABLAS DE REFERENCIA.....	109
ANEXO N. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 45KVA.....	112
ANEXO O. REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA BT.....	113
ANEXO P. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	118
ANEXO Q. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES Y UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....	128
ANEXO R. APU DE LAS DIFERENTE UNIDADES CONSTRUCTIVA.....	130
ANEXO S. SALARIOS Y PRESTACIONES VIGENTES.....	139

## RESUMEN

El siguiente documento corresponde al informe final del trabajo de grado de la modalidad tesis, requisito para obtener el título de ingeniero eléctrico de la Universidad de Pamplona y ha dado origen al diseño eléctrico del PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS, esta incluye el diseño de las redes de media tensión en niveles II y III, el diseño de la red de baja tensión para el alumbrado público y el diseño de iluminación de las vías de acceso y urbanismo del proyecto. Así mismo se hizo el análisis de precios unitarios donde se analiza el costo total que tendría llevar a cabo la materialización de lo diseñado.

El objetivo del presente proyecto es realizar un diseño eléctrico fiable, que garantice al cliente disponibilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, rigiéndose por lo descrito en las normativas y reglamentos legales vigentes como lo son: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Norma Técnica Colombiana, Reglamento de Iluminación y Alumbrado Público, Norma Técnica CENS.

El desarrollo del proyecto comprende 3 momentos: 1) Identificar las características de la carga y la demanda máxima de la misma para así dimensionar las subestaciones encargadas de suministrar dicha energía 2) Realizar los diseños eléctricos y de iluminación del PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS y presentarlo en sus respectivas memorias de cálculo e iluminación y 3) Realizar el APU donde se especifique la cantidad de material necesario para llevar a cabo la obra y sus respectivos precios.

## 1. INTRODUCCIÓN

Con la expedición y entrada en vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el año 2005, el cual tiene como objeto fundamental establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico.

Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos.

En base a estas consideraciones el RETIE en su artículo 10.1 “DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS” estableció ciertos lineamientos para toda instalación eléctrica a la que le aplique el RETIE, debe contar con un diseño realizado por un profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad. Dicho diseño podrá ser detallado o simplificado según sea el tipo de instalación. Para este caso se realiza el diseño eléctrico del PARQUE RESIDENCIAL LOS VADOS de tal manera que cumpla con los criterios establecidos en el RETIE y la normativa vigente en Colombia, Norma Técnica CENS, NTC 2050 y RETILAP.

Los parámetros y especificaciones técnicas garantizan el cumplimiento del objeto fundamental del RETIE, ya que entregan el detalle constructivo con sus respectivas especificaciones para la construcción del sistema eléctrico.

Para este diseño particular se necesita diseñar la red de media tensión (niveles II y III), red de alumbrado público de las zonas/vías comunes y la subestación eléctrica.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar las redes eléctricas para el parque industrial los Vados ubicado en el municipio de los Patios – Norte de Santander

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar las características generales, demanda máxima y dimensionamiento de las subestaciones del proyecto parque industrial los vados.
- Diseñar la red de alimentación en niveles de tensión II y III, y la red de iluminación de las vías de acceso y urbanismos del parque industrial los vados.
- Desarrollar los planos y las memorias de cálculo eléctrico e iluminación del proyecto.
- Efectuar el análisis de precios unitarios y presupuesto de la red eléctrica e iluminación del proyecto parque industrial los vados.

### **3. MARCO LEGAL**

Las normativas empleadas para el desarrollo del presente proyecto son:

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE.
- Norma Técnica, CENS.
- Norma Técnica colombiana, NTC2050
- Reglamento técnico de iluminación y alumbrado público, RETILAP.

## 4. MARCO DE REFERENCIA

### 4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Durante la operación del sistema eléctrico de los centros industriales, se han detectado algunos problemas que se desean evitar con la realización del presente diseño eléctrico el cual lleva por objetivo cumplir con los requisitos de continuidad, confiabilidad y seguridad en la distribución de energía eléctrica.

De aquí nace la necesidad de diseñar un sistema de distribución eléctrico confiable, que garantice continuidad, buen funcionamiento y capacidad de carga para la fábrica de Cerámica Italia, ya que estos son factores importantes debido a las características de los procesos que llevan a cabo y a las pérdidas económicas que conlleva la salida de operación de sus plantas[1]. Se parte de una adecuada y correcta selección y dimensionamiento de los equipos a utilizar en el sistema, teniendo en cuenta la optimización de los costos.

### 4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

De acuerdo a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), un sistema eléctrico se clasifica por niveles, de acuerdo a la tensión nominal de operación, como sigue:

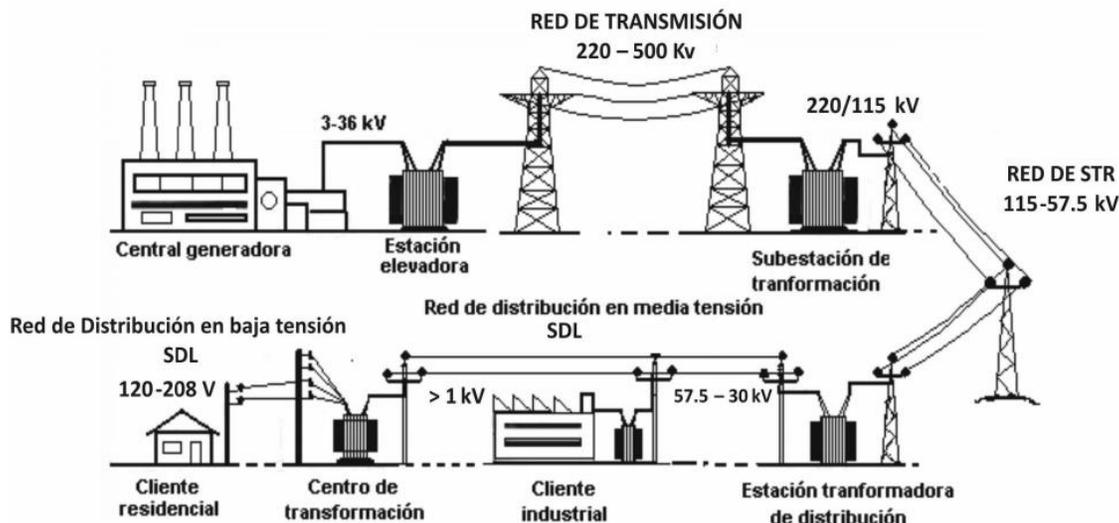
- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV. [2]

NIVEL DE TENSIÓN DE SERVICIO	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones superiores a 230 kV
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57.5 kV y menores o iguales a 230 kV
Media tensión (MT)	Tensiones mayores o iguales a 1000 V y menores a 57.5 kV
Baja tensión (BT)	Tensiones mayores o iguales a 25 V y menores a 1000 V
Muy baja tensión (MBT)	Tensiones menores de 25 V

**Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.**

**Fuente: CENS [3]**

De igual manera se pueden encasillar según su propósito: generación, transmisión y distribución, siendo relacionadas estas categorías con un nivel de tensión. Un sistema de alta y extra alta tensión es utilizado en la transmisión de energía hasta los puntos de distribución, por otra parte, los sistemas de media tensión son utilizados para la distribución y subtransmisión de energía y finalmente, las instalaciones eléctricas de baja tensión son aquellas usadas por los receptores finales comúnmente llamados usuarios finales o distribución secundaria. [4]



**Figura 1. Nivel de tensión**  
**Fuente: CREG [5]**

## 4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### 4.3.1 Sistemas de distribución según su construcción

#### 4.3.1.1 Distribución aérea

El conductor generalmente está desnudo soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de concreto.

Se encuentra conformado por:

- Postes: Generalmente son de concreto con alturas de 14, 12, 10 metros y resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.
- Conductores: Para circuitos primarios son de aluminio desnudo y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.
- Crucetas: Son de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV y 11.4 kV con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pie de amigo).
- Aisladores: Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).
- Herrajes: todos los herrajes de MT y BT son de acero galvanizado.
- Equipos de seccionamiento: El seccionamiento se hace efectivo con cortacircuitos y seccionadores monopoles para trabajar sin carga (100 A – 200 A).
- Transformadores y protecciones: Los transformadores monofásicos empleados poseen los siguientes valores de potencia o nominales: 25 – 37.5 – 50 – 75 kVA y para transformadores trifásicos serán de 30 - 45 – 75 – 112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusibles y pararrayos tipo válvula de 12 kV. [6]

#### **4.3.1.2 Distribución subterránea**

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Los conductores son aislados de acuerdo a la tensión de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras.

Se encuentra conformado por:

- Ductos: Pueden ser de asbesto cemento, PVC o Conduit metálicos con diámetro mínimo de 4"
- Cables: Pueden ser monopolares o tripolares aislados en polietileno de cadena cruzada XLPE, EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA en calibres de 500 – 400 – 350 -250 MCM, 4/0 y 2/0 AGW en sistemas 13.2 kV, 7.6 y 4.16 kV.
- Cámaras: las más comunes son las de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra.
- Empalmes, uniones y terminales: Que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos.[6]

#### **4.3.2 Sistemas de distribución según sus tensiones nominales**

##### **4.3.2.1 Redes de distribución secundarios.**

Los siguientes son las tensiones de diseño de redes urbanas y rurales que permiten abastecer al servicio residencial, comercial, a la pequeña industria y alumbrado público.

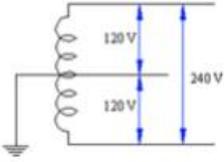
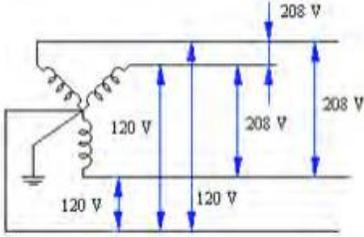
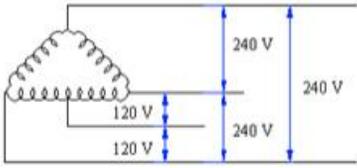
- Monofásico trifilar 240/120 V con punto central a tierra.
- Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra 2 220/127 con neutro a tierra.
- Trifásico en triangulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 V
- Para los sistemas industriales y de alumbrado público grandes, que requieren un transformador propio independiente de la red secundaria, son muy comunes las siguientes tensiones nominales.
- Trifásico 480/277 V en estrella
- Trifásico 480/277 en delta. [6]

#### **4.3.3 Redes de distribución según el tipo de carga**

##### **4.3.3.1 Cargas residenciales**

Abarcan básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas se clasifican en:

- Clase alta: usuarios con alto consumo de energía (estratos 5- 6)
- Clase media: Usuarios cuyo consumo de energía eléctrica es moderado (estrato 4).
- Clase baja: Usuarios populares que tienen un consumo de baja energía eléctrica (estratos 1,2 y 3)
- Tugurial: Usuarios de los asentamientos que no cuentan con una planeación urbana y que presentan un consumo muy bajo de energía.[6]

Voltaje secundario y tipo de sistema	Diagrama de conexiones y voltajes secundarios	Utilización y disposición recomendada
120 / 240 V. Monofásico trifilar Neutro sólido a tierra		Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales - Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas residenciales clase alta.
120 / 208 V Trifásico tetrafilar en estrella Neutro sólido a tierra		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas céntricas.
120 / 240 V Trifásico tetrafilar en $\Delta$ con devanado partido		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea según especificaciones.

**Tabla 2. Sistemas de distribución secundaria.**  
**Fuente: S. Ramírez [6]**

#### 4.3.3.2 Cargas comerciales

Caracterizadas por ser resistivas y ubicadas en zonas céntricas de la ciudad donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. [6]

#### 4.3.3.3 Cargas industriales

Tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial.[6]

#### 4.3.3.4 Cargas de alumbrado público

Según RETILAP, el diseño de iluminación debe garantizar niveles y calidad de la energía lumínica requerida en la actividad visual, la seguridad en el abastecimiento energético, la protección del consumidor y la preservación del medio ambiente, minimizando o eliminando los riesgos originados por el uso del sistema de iluminación o por la iluminación propiamente dicha. [7]

#### 4.3.3.5 Alumbrado exterior y público

- a. Utilizar luminarias para alumbrado público con fotometrías que le permitan hacer diseños con la mayor interdistancia y menor altura de montaje.
- b. Instalar luminarias con el más bajo flujo hemisférico superior (FHS) posible.
- c. Usar conjuntos ópticos con el mejor factor de utilización y la mejor eficacia lumínica de la.
- d. Usar equipos para el conjunto eléctrico con bajas pérdidas, dimerizables o que permitan la reducción. de potencia.
- e. Elegir correctamente los ángulos de apertura para los proyectores.
- f. Seguir las recomendaciones sobre posiciones de instalación de proyectores.
- g. Usar controles temporizados para proyectores. [7]

#### 4.3.4 Características de la carga

##### 4.3.4.1 Factor de potencia

Un aspecto importante a tener en cuenta cuando se trabaja con cualquier tipo de carga mencionada anteriormente es el factor de potencia ( $\cos \theta$ ). Este se define como una unidad de medida de la eficiencia eléctrica y sirve para determinar el nivel de rendimiento de un equipo eléctrico. [8]

- Alumbrado incandescente: 1.0
- Zonas residenciales: 0.9-0.95
- Zonas comerciales: 0.80-0.90
- Zonas industriales: 0.75-0.80 [9]

##### 4.3.4.2 Carga instalada

Carga eléctrica total (W) de un sistema o circuito eléctrico si todos los aparatos se ponen en funcionamiento a la vez. También llamada carga conectada. Por su naturaleza las cargas que intervienen en una instalación pueden ser monofásicas o trifásicas, por su modo de operación permanente o transitoria. [10]

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$$

##### 4.3.4.3 Capacidad instalada

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema.[9]

##### 4.3.4.4 Regulación de tensión

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea. Al suministrar corriente a una carga por medio de un conductor, se experimenta una caída en la tensión y una disipación de energía en forma de calor. [11]

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M$$

**F<sub>c</sub>:** factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema como se indica en la tabla 10.

**M:** momento eléctrico. Se calculó como el producto de la potencia aparente en (kVA) y tramo en metro (m).

**V<sub>L</sub>:** Tensión de línea.

**K<sub>G</sub>:** Constante de regulación generalizada del conductor. [3]

La tabla presentada a continuación describe las constantes de regulación pertenecientes a los diferentes calibres de conductor según sea el factor de potencia de la instalación. La configuración es del tipo trenzado de aluminio.

Calibre (AWG)	Constante K <sub>G</sub> para distintos factores de potencia		
	0,80	0,90	0,95
6	186.22	209.75	221.34
4	117.05	131.81	139.08
2	73.79	83.07	87.64
1/0	46.44	52.25	55.11
2/0	36.93	41.53	43.79
3/0	29.19	32.87	34.68
4/0	23.23	26.15	27.58

**Tabla 3. Constantes de regulación K<sub>G</sub> cable tríplex AAAC, AAC, ACSR B.T**  
Fuente: CENS [3]

La tabla 7 del presente documento establece los límites de regulación exigidos por el operador de red para diferentes tipos de instalaciones en baja tensión y media tensión.

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de baja tensión	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%
Circuitos de media tensión	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1 % a partir del barraje de la subestación de distribución
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

**Tabla 4. Límites de regulación de tensión**  
Fuente: CENS [3]

#### 4.3.4.5 Perdidas máximas de potencia

Las pérdidas de potencia en un sistema trifásico se deben calcular para los diseños eléctricos de la siguiente manera:

$$PL\% = \frac{rM}{V_L^2 \cos \phi} * 100$$

Dónde:

- M:** Momento eléctrico en kVa\*m
- r:** Resistencia por unidad de longitud en Ohm/km
- φ:** Angulo del factor de potencia de la carga
- VL:** Tensión de línea en voltios.

La tabla 8 del presente documento establece los límites de pérdidas de potencia exigidos por el operador de red para diferentes tipos de instalaciones en baja tensión y media tensión.

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de distribución (M.T).	1 %
Redes de baja tensión.	2,35 %
Transformadores.	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954- última actualización.

**Tabla 5. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.**

**Fuente: CENS [3]**

#### 4.4 SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o conexiones de dos o más circuitos. Se ubican cerca de las centrales generadoras, en la periferia de las zonas de consumo o en el exterior e interior de los edificios. Por lo general, las subestaciones de las ciudades están dentro de los edificios para así ahorrar espacio y reducir la contaminación. En cambio, las instalaciones al aire libre se sitúan a las afueras de los núcleos urbanos. [12]

##### 4.4.1 Subestación principal de potencia

Es la encargada de recibir la potencia del sistema de transmisión y la transforma a tensión de subtransmisión. Estas tensiones pueden ser de 230 kV, 400 kV y mayores. Actualmente existen subestaciones de distribución de 230kV, normalmente la potencia de la subestación principal es de ciento de MW. [13]

##### 4.4.2 Subestación de subtransmisión y distribución

Son las líneas que salen de la subestación (SE) principal para alimentar a las SE de distribución. Las tensiones de subtransmisión son de 115 kV y menos, aunque ya 230 kV pueden considerarse como subtransmisión. Este sistema tiene generalmente potencias de cientos de MW. La subestación de distribución se encarga de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y de transformarla a la tensión de los alimentadores primarios. Su tensión va desde 66 kV hasta 230 kV. Maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA. [13]

### **4.4.3 Tipos de montaje**

- Subestaciones de patio de alta y extra alta tensión
- Subestaciones de alta y extra alta tensión tipo interior o exterior encapsulada.
- Subestaciones de patio de distribución de media tensión.
- Subestaciones de patio híbridas de media y alta tensión.
- Subestaciones en interiores de edificaciones
- Subestaciones tipo pedestal
- Subestaciones sumergibles
- Subestaciones semisumergibles. [14]
- Subestaciones de distribución tipo poste

### **4.4.4 Subestaciones tipo poste**

Se usan en redes aéreas en zonas rurales, industriales o en urbanizaciones. Generalmente los postes se instalan en los andenes de las vías públicas; no se permite el montaje de transformadores en las esquinas.[14]

#### **4.4.4.1 Requisitos de montaje**

- Se podrán instalar subestaciones en poste sin encerramiento siempre que no supere 250 kVA ni 800 kgf.
- Los transformadores deberán ser instalados en un solo poste que tenga una resistencia de rotura mínimo de 1050 kgf.
- El transformador deberá tener el punto neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra.
- Debe tener en el lado primario del transformador protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones (DPS). [14]

#### **4.4.4.2 Equipos de protección**

- Se utilizarán en media tensión cortacircuitos para instalación a la intemperie.
- En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusibles tipo H o similar seleccionados en forma general con un valor igual o el más próximo normalizados a la corriente nominal del transformador.
- Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán Dispositivos contra sobretensiones (DPS) tipo distribución con válvula de expulsión.[14]

#### **4.4.4.3 Barrajes y puesta a tierra del neutro.**

- En subestaciones aéreas el calibre de los bajantes de BT se seleccionará de acuerdo con la corriente nominal secundaria del transformador.
- El neutro del lado de baja tensión se pondrá a tierra con un bajante y un electrodo de puesta a tierra. El bajante de puesta a tierra de los DPS y del neutro del transformador se conectará equipotencialmente.[14]

### **4.4.5 Subestaciones tipo pedestal o tipo jardín**

Consiste en dos gabinetes independientes tipo intemperie, uno para el transformador internamente protegido contra cortocircuitos y sobrecarga, y el otro gabinete para el seccionador de maniobras con terminales de media tensión de frente muerto. Los gabinetes deben estar

provistos de puertas con cerraduras, de tal forma que los mandos, accesorios y conexiones eléctricas queden inaccesibles al público.

El compartimiento de alta tensión no debe ser accesible mientras la puerta del compartimiento de baja tensión este abierta. El pedestal será diseñado en concreto de acuerdo con las dimensiones y peso del transformador a instalar. En la base del pedestal se debe proveer in foso con capacidad de confinar el 100% del aceite del transformador.

#### **4.4.5.1 Equipos de protección**

- En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusibles adecuados, seleccionados de tal forma que garantice una correcta coordinación de protecciones.
- Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán DPS tipo distribución con válvula de expulsión.
- Como protección contra descargas atmosféricas se diseñará un sistema de apantallamiento que garantice un blindaje efectivo.
- Se diseñará una malla de tierra tipo cuadrícula, siguiendo el criterio de las tensiones de paso y de toques tanto permisibles como reales. A esta malla se conectarán los conductores del electrodo de puesta a tierra de los DPS, carcaza y neutro del transformador, cables de guarda, estructuras metálicas, crucetería, partes metálicas no conductoras del equipo utilizado en la subestación y malla de cerramiento.

#### **4.4.5.2 Barrajes**

- Se diseñarán barrajes suspendidos para media tensión en conductor de cobre o aluminio, soportados por aisladores tipo poste o con cadena de aisladores de disco según el caso.
- La capacidad de corriente necesaria determinara los calibres y secciones a utilizar. En baja tensión se diseñarán barrajes de cobre dimensionados para las corrientes nominales permanentes.

### **4.5 DISEÑO MECÁNICO**

#### **4.5.1 Hipótesis de diseño para líneas.**

##### **4.5.1.1 Condición inicial de tendido.**

- Velocidad del viento: 0 km/h
- Temperatura del conductor: Temperatura ambiente
- Tensión mecánica: Máximo 25% de tensión de rotura.

##### **4.5.1.2 Condición extrema de trabajo mecánico.**

- Velocidad del viento: 100 km/h
- Temperatura del conductor: Temperatura ambiente de la zona
- Tensión mecánica: Máximo 50% de tensión de rotura.

##### **4.5.1.3 Condición extrema de flecha.**

- Velocidad del viento: 100 km/h
- Temperatura del conductor: Temperatura ambiente del conductor a la máxima temperatura ambiente y máxima corriente de diseño.[15]

#### 4.5.2 Cálculo de flechas y tensiones

##### ❖ Líneas de MT

- Tablas de tensiones de tendido para intervalos de 5°C, para cada tramo de tendido, variando entre 10 y 40°C.
- Tensiones máximas de trabajo para cada tramo de tendido.
- Tabla de flechas para cada vano individual, para intervalos de 5 grados centígrados, variando entre 10 y 40 grados.
- Vano peso en metros y kilogramos, obtenidos del plantillado para cada estructura.
- Vano viento en metros y kilogramos para cada estructura.
- Separación horizontal de conductores en cada estructura para condición de máxima flecha.
- Verificación de vano crítico

#### 4.5.3 Apoyos

Se elegirán de tal manera que den cumplimiento a las condiciones establecidas a continuación:

- Se deben usar postes de dimensiones estandarizadas de 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18 m, con tolerancias de más o menos 50 mm.
- Los apoyos ubicados sobre autopistas y carreteras con velocidad de circulación alta y extra alta, deben ser pintados con franjas amarillas y negras para aumentar su visibilidad.
- Todo poste debe ser debidamente aplomado y alineado; la orientación de las perforaciones debe hacerse en el sentido de la dirección de las redes.
- El empotramiento de la postería se hará según la siguiente ecuación:

$$H1=0.1h+0.6 \text{ (m)}$$

Siendo H1 la longitud de empotramiento y H la longitud del poste (m).

- Las excavaciones para hincar la postería deberán ser circulares con un diámetro uniforme y como mínimo 30 cm mayor al diámetro de la base del poste, su ubicación será junto al sardinel de los andenes con el ánimo de cumplir las distancias de seguridad
- La postería de concreto a utilizar en las redes de baja y media tensión tendrá como mínimo una carga de rotura de 510 kg para estructuras de paso y de 750 kg y 1050 kg para retenciones y terminales de circuito respectivamente.[15]

#### 4.5.4 Esfuerzos

- **Verticales:** Corresponde al peso propio de los apoyos, conductores, cables de guarda, crucetas, aisladores, herrajes, empuje vertical de templetes, equipos y otros. En todos los puntos de cálculo que intervengan esfuerzos verticales, se supondrá una carga adicional de 100 kg por carga viva.
- **Por tensiones desequilibradas:** Los origina la diferencia de tensión horizontal en una estructura de los conductores de los vanos adyacentes, por lo tanto, su acción es en el sentido longitudinal de la línea.
- **Por cambio de dirección;** Los originan los cambios de dirección en el conductor en los apoyos de ángulo. Su sentido de aplicación se considera en el sentido de la bisectriz.
- **Por levantamiento:** Se presenta en apoyos localizados en puntos topográficos bajos con respecto a los dos apoyos que lo comprenden.

#### 4.5.5 Templetes

Se prohíbe la instalación de templetes directos a tierra en esquinas de calles o vías y en zonas donde interfieran con el tráfico peatonal o automotor.

Se clasifican en:

- Directo a tierra.
- Cuerda de guitarra
- Poste a poste (stop)
- Pie de amigo
- De amarre. [15]

La tabla 12 describe las distancias horizontales de templetes dependiendo de la longitud del poste.

LONGITUD DEL POSTE (m)	DISTANCIA HORIZONTAL (m)
8	3,0
10	4,0
12	5,0
14	6,0

**Tabla 6. Distancias horizontales de templetes postes.**

**Fuente: CENS [15]**

#### 4.6 CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BT

Una instalación eléctrica de baja tensión varía según el tipo de cliente y el entorno donde estas van a operar.

##### 4.6.1 Cliente

- Residencial: Se clasifica como cliente residencial toda edificación destinada a viviendas, apartamentos, edificaciones o de bajo consumo.
- Comercial: se clasifica como cliente comercial todo establecimiento con propósito mercantil o de entretenimiento: supermercados, parques recreacionales, etc.
- Industrial: Es aquella con un requerimiento elevado de energía eléctrica para su funcionamiento: talleres mecánicos, plantas de producción, etc.

Para instalaciones residenciales y comerciales se utilizan niveles de tensión de 120/208, 127/220 V monofásico o trifásico según la necesidad.

En instalaciones eléctricas industriales se encuentran comúnmente los siguientes niveles de tensión: 120/208, 127/220, 240/420, 277/480 V trifásico. [4]

#### 4.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones

de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos. [4]

#### 4.7.1 Duración de la falla ( $t_f$ ) y duración de choque ( $t_s$ )

La duración de la falla y la duración del choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla sea la suma de choques sucesivos, como lo producidos por los cierres automáticos de los reclosers. La selección de  $t_f$  y  $t_s$  puede resultar en la combinación más pesimista de factores de decremento de corrientes de falla y corrientes permitidas por el cuerpo humano. Valores típicos para  $t_f$  y  $t_s$  están en el rango de 0.25s a 1s.[16]

#### 4.7.2 Geometría de la malla

Las limitaciones de los parámetros físicos están limitadas por las restricciones físicas y económicas de la misma.

- Espaciamientos típicos entre conductores (D):

$$15\text{m} > D > 3\text{m}$$

- Profundidades típicas (h):

$$1.5\text{m} > h > 0.5\text{m}$$

- Calibres típicos de conductores:

$$500\text{MCM} > A_{CM} \geq 2/0 \text{ AWG}$$

- El área del SPT (A) es el factor más importante al momento de hallar la resistencia de malla ( $R_g$ ), ya que estos son inversamente proporcionales.

#### 4.7.3 Resistividad de la capa superficial ( $\rho_s$ )

La capa superficial es útil para retardar la evaporación de la humedad y así limitar el secado de las capas superiores durante los periodos de verano. Esta capa tiene una resistividad del orden de  $5000 \Omega - m > \rho_s > 2000 \Omega - m$ .

Se presenta a continuación el factor de disminución de la capa superficial ( $C_s$ ), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito.

$$C_s = \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Dónde:

$C_s$ : Factor de disminución de la capa superficial  
 $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega - m$ ).  
 $\rho_s$ : Resistividad de la capa superficial. ( $\Omega - m$ ).  
 $h_s$ : Espesor de la capa superficial.

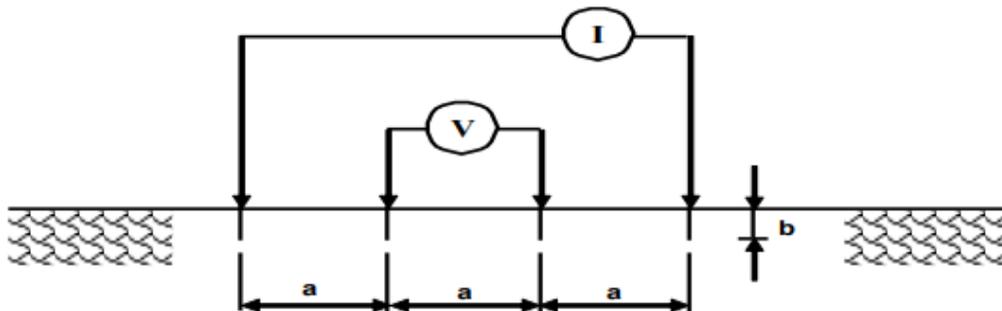
#### 4.7.4 Resistividad del terreno ( $\rho$ )

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno. Se deben reunir suficientes datos relacionados con el patio de la subestación, en base en mediciones directas de resistividad empleando un telurómetro.[16]

#### 4.7.5 Medidas de resistividad

Estas deben hacerse en muchos lugares dentro del área de la subestación. Típicamente existen varias capas y cada una tiene resistividad diferente. Las pruebas de resistividad del suelo deben hacerse para determinar si existen variaciones importantes de la resistividad con la profundidad.[16]

Existen diversas técnicas para medir la resistividad aparente del terreno. Para efectos del RETIE, se puede aplicar el método tetraelectródico de Wenner, que es el más utilizado para aplicaciones eléctricas y que se muestran en la figura 2. [4]



**Figura 2. Esquema de medición de resistividad aparente**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

Los cuatro electrodos son clavados en la tierra en línea recta a una profundidad “b”, separados a una distancia “a”. la tensión entre los dos terminales interior es luego medido y dividido por la corriente entre los dos terminales exteriores para dar el valor de la resistencia R, que aparece indicada en el termómetro. Luego se aplica la siguiente formula: [16]

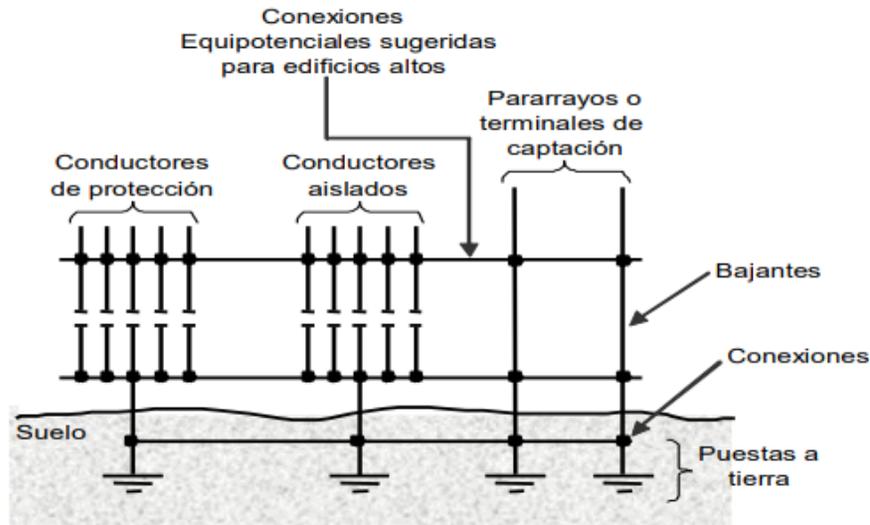
$$\rho = \frac{4\pi R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Dónde:

- $\rho$ : Resistividad aparente del suelo en ohmios metro.
- a: Es la distancia entre electrodos adyacentes en metros
- b: Es la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros.
- R: Es la resistencia eléctrica medida en ohmios, dada por V/I

Cuando b es muy pequeño comparado con a, se tiene la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi R$$



**Figura 3. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

**Tabla 7. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

#### 4.7.6 Tensiones de paso y contacto

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. Las tensiones máximas tolerables por el cuerpo humano de 50 [kg] de peso corporal, no debe exceder los siguientes límites:

- Tensión de paso:

$$Ep_{50} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

- Tensión de toque:

$$Et_{50} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

Dónde:

$R_B = 1000\Omega$  = Resistencia promedio del cuerpo humano.

$$I_n = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = \text{Corriente tolerable en función del tiempo por el cuerpo (A)}$$

$t_s$  = Duración del choque (s).

$6C_s\rho_s = 2R_f$  = Resistencia a tierra de los 2 pies separados 1m en serie sobre la capa superficial.

$1.5C_s\rho_s = \frac{R_f}{2}$  = Resistencia a tierra de los 2 pies juntos en serie sobre la capa superficial.

Para el cálculo se tuvieron en cuenta los criterios establecidos en la IEEE 80, tomando como base la siguiente ecuación, para un ser humano de 50 kilos. [16]

#### 4.7.7 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra

El diseñador de SPT para centrales de generación, líneas de transmisión de alta y extra alta tensión o subestaciones, debe verificar por medio de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto, no superen los umbrales de soportabilidad. Para dicho cálculo se toma como base una resistencia para el ser humano de 1000  $\Omega$ , y cada pie como una placa de 200  $cm^2$  aplicando una fuerza de 250 N.

el procedimiento que se sugiere es el siguiente:

- a. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
- b. Calcular la corriente máxima de falla a tierra, entregada por el OR.
- c. Calcular el tiempo máximo de despeje de la falla.
- d. Analizar el tipo de carga.
- e. Calcular en primera instancia la resistencia de puesta a tierra.
- f. Calcular en primera instancia las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- g. Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- h. Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
- i. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
- j. Presentar un diseño definitivo.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste, el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, pero deben tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.[16]

#### 4.7.8 Evaluación de la resistencia de la puesta a tierra (Rg)

Un SPT se considera bueno cuando proporciona una resistencia baja a tierra, con el objetivo de minimizar la elevación GPR, cuya expresión está dada por:

$$GPR = i_g R_g$$

La resistencia de una malla de puesta a tierra fue propuesta por Sverak como.

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

$L_T$  = Longitud total de conductores enterrados en m

$\rho$  = Resistividad del terreno  $\Omega - m$

A= Area ocupada por la malla en tierra  $m^2$

$h$  = Profundidad de la malla en m.

si el GPR del diseño preliminar es menor que la tensión tolerable de toque, no es necesaria realizar más cálculos.[16]

#### 4.7.9 Materiales de los Sistemas de Puesta a Tierra

##### 4.7.9.1 Electrodo de Puesta a Tierra

La tabla 15 del presente documento describe con exactitud las dimensiones de los electrodos de puesta a tierra en relación a tipo de material y forma del electrodo.

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento $\mu m$
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250000	1,5	
	Acero inoxidable		360000	6	

**Tabla 8. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

##### 4.7.9.2 Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o conductor a tierra

Es el conductor que interconecta el electrodo o malla de la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra. Para BT se debe seleccionar con la tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la siguiente ecuación de la IEC 60364-5-54:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{K} (mm^2)$$

La tabla 16 del presente documento y tomada de la norma técnica CENS, es de gran ayuda al momento de elegir el conductor del SPT en relación al conductor de fase utilizado en las instalaciones.

Para media tensión, alta tensión y extra alta tensión con la siguiente ecuación tomada de la norma ANSI/IEEE 80. [4]

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f\sqrt{t}}{1,9737}$$

Dónde:

$A_{mm^2}$  : Es la sección del conductor en  $mm^2$

$I$ : Es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA)

$K_f$ : Es la constante de la tabla 15.3, para diferentes materiales y valores de  $T_m$  ( $T_m$  es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor a una temperatura ambiente de 40°C)

$t_c$ : Es el tiempo de despeje de la falla a tierra. [4]

COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO REVESTIDO DE COBRE	
mm <sup>2</sup>	AWG O kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG O kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG O kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG O kcmil
33,62 o menor	2 menor	53,5 o menor	1/0 o menor.	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 a 177,34	4/0 o 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil.	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más.	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

**Tabla 9. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de C.A**

**Fuente: CENS [3]**

#### 4.8 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Son materiales con poca resistencia al paso de la electricidad al paso de la electricidad, debido a esta característica son capaces de transmitir la energía recibida a través de ellos.

A pesar de que por estos elementos circula la energía fácilmente, estos también deben poseer la capacidad de impedir el paso de la electricidad, ser flexibles y resistentes para su utilización.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T <sub>m</sub> (°C)	K <sub>F</sub>
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

**Tabla 10. Constantes de materiales de la norma IEEE80**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

#### 4.8.1 Tipos de conductores

- Cobre
- Plata
- Oro
- Aluminio
- Grafito
- Soluciones salinas

Con el objeto de unificar criterios de instalaciones se debe cumplir el código de colores para conductores establecido en la tabla 9 de la Norma Técnica CENS – Tomo 1 – Cap. 2

SISTEMA	1φ	1φ	3 φY	3φΔ	3φΔ-	3φY	3φY	3φΔ	3φΔ	3φY
<b>Tensiones nominales</b>	120 V	240 /120 V	208 /120 V	240 V	240/208 /120 V	380/220	480 V /277 V	480 - 440 V	Más de 1000 V	Más de 1000 V
<b>Conductores Activos</b>	1 Fase 2 Hilos	2 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases	3 Fases
<b>Fases</b>	Color Fase o Negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
<b>Neutro</b>	Blanco	Blanco	Blanco	No Aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No Aplica	No Aplica	No Aplica
<b>Tierra de Protección</b>	Desnudo o Verde	Desnudo O Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	No Aplica
<b>Tierra Aislada</b>	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	No aplica	No Aplica	No Aplica

**Tabla 11. Código de colores para conductores.**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [3]**

#### 4.9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

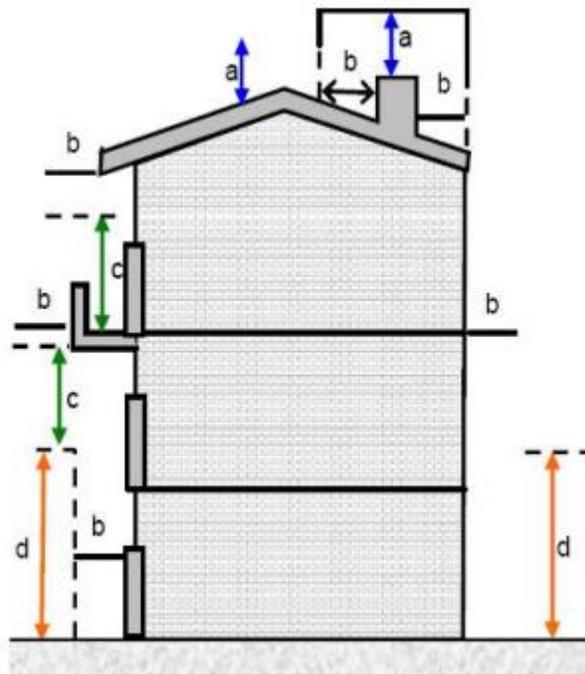
Según el RETIE en su artículo 13, la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante. A

continuación, se presentarán las distancias mínimas que deben respetarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su tendido. [4]

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, son las establecidas en la tabla 44 y para su interpretación se debe tener en cuenta la figura 7.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.		
DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. <b>Figura 7.</b>	44 - 34,5 - 33	3,8
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	3,8
	< 1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientes de la facilidad de accesibilidad de personas. <b>Figura 7.</b>	66 - 57,5	2,5
	44 - 34,5 - 33	2,3
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	2,3
	<1.	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. <b>Figura 7.</b>	44 - 34,5 - 33	4,1
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	4,1
	< 1	3,5
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. <b>Figura 7.</b>	115 - 110	6,1
	66 - 57,5	5,8
	44 - 34,5 - 33	5,6
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	5,6
	<1.	5

**Tabla 12. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.**  
Fuente: CENS [3]



**Figura 4. Distancias de seguridad en zonas de construcciones**  
**Fuente: CENS [3]**

#### 4.9.1 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Los conductores sobre apoyos fijos, deben conservar distancias mínimas horizontales y verticales como se establece en la tabla 22 y tabla 23. Estos valores son válidos hasta 1000 msmn, para alturas mayores deben aplicarse el factor de corrección por altura.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS.	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm).
Conductores de comunicación expuestos.	15 (1) 7,5 (2).
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V N°. 4/0 AWG o mayor calibre. 0 a 750 V calibre menor de N°. 4/0 AWG. Entre 750 kV y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. Hasta 8,7 kV. Entre 8,7 kV y 50 kV. Más de 50 kV.	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Ningún valor especificado.
Conductores de suministro de diferente circuito. (3) Hasta 8,7 kV. Entre 8,7 kV y 50 kV. Entre 50 kV y 814kV.	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV.

**Tabla 13. Distancia horizontal entre conductores en la misma estructura de apoyo.**  
**Fuente: CENS [3]**

#### 4.10 REGLAS DE ORO

Siempre que se trabaje en líneas des energizadas, se debe cumplir con las siguientes “reglas de oro”

- Realizar corte visible de las fuentes de tensión.
- Condenar, si es posible, los aparatos de corte: señalización en el mando de los aparatos indicando “No energizar”.
- Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases.
- Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que intervienen en la zona de trabajo.
- Señalizar la zona de trabajo. [3]

## **5. DISEÑO ELÉCTRICO**

### **5.1 Descripción del proyecto**

El diseño del proyecto contempla la construcción de la red de MT (nivel II y nivel III) quienes serán las encargadas de alimentar la subestación de tipo poste diseñada para atender la carga requerida por la red de alumbrado público y la subestación tipo PAD MOUNTED encargada de atender la demanda de la fábrica de cerámica Italia, respectivamente.

### **5.2 Objeto**

La clase de servicio para la cual ha sido diseñado el presente proyecto será de tipo alumbrado público y de tipo industrial.

### **5.3 Número de usuarios**

La instalación atenderá un (1) usuario para la red de alumbrado público atendido por la red de nivel de tensión II y un (1) usuario que será la fábrica de cerámica Italia atendido por la red de nivel de tensión III.

## 5.4 Características de la carga

El parque industrial Los Vados, comprende dos usuarios de diferente nivel de tensión, un usuario corresponde a la red de alumbrado público siendo éste alimentado por un transformador trifásico de 45KVA con relación 13200/220-127 V cuya demanda máxima según caracterización de la carga es de 29.846 KVA. Un segundo usuario tipo industrial alimentado por una subestación tipo PAD MOUNTED cuya capacidad total es de 7 MVA con relación 34500/440-220, demanda exigida por el cliente.

## 5.5 Redes de media tensión

Se proyecta un punto de conexión en MT trifásico en derivación de la red aérea de nivel de tensión II, mediante montaje E-730 para la prolongación de la red aérea cuya extensión será de 240m en cable 2/0 ACSR, el diseño del presente proyecto está definido en el plano 1/2 anexo al presente proyecto, cuya derivación se hace con 1 estructura de derivación trifásica, 1 poste con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal 14mx1500KgF, 1 poste de 14mx2000KgF con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal, 1 poste con estructura de paso doble trifásica disposición horizontal de 14x1500KgF, 1 poste con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal 14mx2000KgF y un poste con estructura terminal trifásica disposición horizontal de 12mx2000KgF para energizar la subestación tipo aérea con transformador de 45KVA.

Para la red de MT aérea de nivel de tensión III se utilizarán los mismos postes del nivel de tensión II a excepción del poste 101. Se hará la derivación trifásica mediante montaje E-730 para la prolongación de la red aérea cuya extensión será de 300m en cable 2/0 ACSR, el diseño del presente proyecto está definido en el plano 2/2 anexo al presente proyecto. La derivación se hace con una estructura de derivación trifásica, 1 poste (P51) con doble estructura de derivación trifásica, 1 poste (P50) con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal 14mx2000KgF, un poste (P46) con doble estructura de paso trifásica disposición horizontal de 14x1500KgF, un poste (P42) con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal 14mx2000KgF y un poste (P101) con doble estructura terminal trifásica disposición horizontal 14mx1500KgF para energizar la subestación tipo PAD MOUNTED.

## 5.6 Subestación eléctrica

### 5.6.1 Subestación aérea

Se ubicará en el poste P0 de 12mx2000kgF en estructura terminal en disposición horizontal como se muestra en el plano 1/2, se dispondrá de un transformador trifásico tipo poste de 45kVA, nivel de tensión 13200/220-127 V,  $\mu Z = 3\%$ ,  $I_n=118^a$ , BIL=95KV, Grupo de conexión Dyn5, refrigeración ONAN. En la *Tabla 17. Selección de transformador* del presente documento, observamos la descripción de la carga de alumbrado público, la selección del transformador y los criterios que se tuvieron en cuenta para seleccionar el calibre del conductor de MT nivel II. Dentro de los anexos se puede observar la ficha técnica del transformador seleccionado.

#### 5.6.1.1 Equipos de la subestación

##### Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) a instalar en las redes de distribución del grupo EPM deben cumplir con los requerimientos de la especificación técnica para descargadores de sobretensión DPS en media tensión y ser del tipo óxido de metal (Mo). [17]  
 Lo primero será definir la corriente de descarga del dispositivo, que, según guía metodológica de EPM, para un transformador en poste se debe usar un DPS de ciclo pesado de 10KA. Una vez determinada esta corriente de descarga, se procede a determinar la máxima tensión continua de operación, como sigue;

$$MCOV = \frac{V_m}{\sqrt{3}} = \frac{13.2 * 1.1}{\sqrt{3}} = 8.38KV$$

Dónde:

1.1 = máxima regulación permitida (10%)

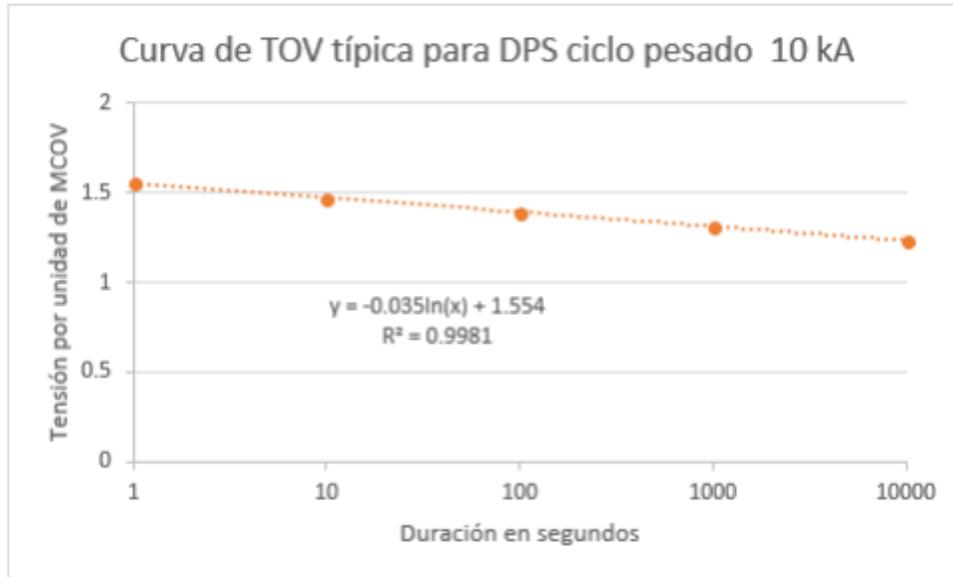
Paso seguido nos disponemos a hallar la máxima tensión de operación bajo condición de falla: Debido a que el sistema donde se instalara el DPS tiene 3 cables con baja resistencia a tierra y puesto a tierra en los extremos, el valor de  $E_{LG}$  es 1.4, según *Tabla 14. Sobretensión fase-tierra debido a una falla monofásica de acuerdo con el régimen del neutro* presente en el actual documento.

Sistema	Magnitud de la sobretensión sobre la tensión fase-tierra nominal de sistema, $E_{LG}$
Tres cables con alta resistencia a tierra o sistemas en delta	1.73
Cuatro cables con baja resistencia y múltiple conexión a tierra	1.25
Cuatro cables con alta resistencia y múltiple conexión a tierra	1.35
Tres cables con baja resistencia a tierra y puesto a tierra en los extremos	1.4

**Tabla 14. Sobretensión fase-tierra debido a una falla monofásica de acuerdo con el régimen del neutro**  
**Fuente: EPM [17]**

$$VTG = 1.4 * 8.38 = 11.74kV$$

El fabricante suministra la curva TOV que se muestra a continuación:



**Figura 5. Curva TOV**  
**Fuente: EPM [17]**

De la gráfica anterior se estima el valor  $k_t$  para 0.2s ya que en este tiempo se estima que la falla sea despejada.

$$k_t = -0.035 * \ln 0.2 + 1.554 = 1.61$$

Por lo tanto;

$$MCOV_2 = \frac{11.74}{1.61} = 7.29kV$$

El valor más alto es 8.38, por lo que se selecciona 15KV debido a coordinación con cortacircuitos presentado posteriormente.

## Cortacircuitos

Los Cortacircuitos deberán estar diseñados para ser instalados a la intemperie sobre crucetas y/o postes de madera, metálicas o fibra de vidrio mediante herrajes individuales que serán provistos con un soporte que formará parte del suministro. [18]. La selección de dicho dispositivo se realizó siguiendo lo indicado en la *Tabla 15. Para los niveles de tensión 13.2, 13.8 kV y 34.5 kV se considera el 13.2 kV intercambiable con el de 7.6 kV del presente documento, donde nos presenta las características de acuerdo al nivel de tensión en el que se instale.*

Ítem	Descripción	Unidades	13,2KV 13.8 KV	34,5 KV
1	Aislador		ANSI C29.9	ANSI C29.9
2	Acero galvanizado		NTC 2076 ASTM A153	NTC 2076 ASTM A153
3	Tensión nominal de servicio	KV	15.	38
4	Corriente nominal	A	≥100	≥100
5	Corriente máxima de interrupción simétrica	KA(rms)	≥10.6	≥5
6	Corriente máxima de interrupción asimétrica	KA(rms)	≥16	≥8
7	Relación X/R		8	15
8	Tensión de ensayo 60 Hz en seco	KV (rms)	35	70
9	Tensión de ensayo 60 Hz en húmedo	KV (rms)	30	60
10	Nivel básico de aislamiento (BIL)	KV	≥95	≥150
11	Distancia de fuga mínima del aislador	mm	≥266.7	≥609,6

**Tabla 15. Para los niveles de tensión 13.2, 13.8 kV y 34.5 kV se considera el 13.2 kV intercambiable con el de 7.6 kV**

**Fuente: EPM [17]**

### Fusibles

Un fusible es un dispositivo, con un filamento conductor de baja temperatura de fusión, que se utiliza en las instalaciones eléctricas para que se funda, por Efecto Joule, por un cortocircuito o un exceso de carga, que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos. [19]. La tabla presentada a continuación nos indica las características técnicas del fusible según sea su nivel de tensión y tipo de fusible (H, T y K).

Hay varios tipos de fusibles, según sus características constructivas y los valores nominales y de falla que manejan:

- Fusibles tipo K son llamados fusibles con elemento rápido. Tienen relación de velocidad\* que varía de 6 para regímenes de 6 amperios y 8 para los de 200 amperios;
- Fusibles tipo T son fusibles con elemento lento. Su relación de velocidad es, para los mismos regímenes, 10 y 13, respectivamente;
- Fusibles tipo H son llamados fusibles de elemento extrarápido. Las relaciones de velocidad son 4 y 6.
- Fusibles tipo DUAL son fusibles extralentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios, respectivamente)

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS					
			NIVELES DE TENSION					
1	NORMA		13.2 KV			34.5 KV		
2	VOLTAJE		TIPO H	TIPO T	TIPO K	TIPO H	TIPO T	TIPO K
3			1H	10T	25K	1H	20T	20K
4			2H	20T	30K	2H	30T	30K
5			3H	40T	40K	3H	40T	40K
6			5H	65T	50K	5H	50T	50K
7			6H	80T	60K	6H	65T	65K
8			8H		65K	8H		
9			10H		100K	10H		
10	CORRIENTE	A	15H			15H		
11			20H			20H		
12			25H			25H		
13			30H			30H		
14			40H			40H		
15			50H			50H		
16			60H			60H		
17			65H			65H		
18			DIAMETRO DE LA CABEZA TERMINAL SEGÚN NORMA NTC2133		12,7 CON ARANDELA/19,05 CON LA ARANDELA			
19	CABEZA		COBRE PLATEADO					
20	MATERIAL DE LA ARANDELA	mm	COBRE					
21	ESPESOR DE LA ARANDELA	mm	1					
22	TUBO DE FIBRA VULCANIZADA		ASTM D710					
23	DIAMETRO DE LA CABEZA TERMINAL SEGÚN NORMA NTC2133	mm	--					
24	LARGO TOTAL MINMO DEL ELEMENTO	mm	510/700					
25	TENSION MECANICA DE LA TRACCION	Kg-f	4,5					

**Tabla 16. Características técnicas fusibles**

**Fuente: CENS [19]**

En el ANEXO N. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 45KVA del presente documento se muestra la tabla resumen donde se especifica los dispositivos seleccionados para proteger el transformador de 45KVA.

## 5.6.2 Subestación PAD MOUNTED

Se ubicará dentro del predio perteneciente a la fábrica de Cerámica Italia, como se muestra en el plano. Se dispondrá de dos transformadores de 2.5 MVA y un transformador de 2 MVA, para un total de 7MVA. Cada subestación tendrá un sistema de puesta a tierra y se interconectarán entre sí, como lo sugiere el RETIE. Cada SPT se detalla posteriormente.

SELECCIÓN TRANSFORMADOR Y CALIBRE RED MT	
TOTAL USUARIOS	1
ALUMBRADO PÚBLICO	29,846
CARGA TOTAL REQUERIDA KVA	29,846
TRANSFORMADOR SELECCIONADO [kva]	45
Se selecciona un transformador de 45KVA el cual asumirá la carga del alumbrado publico	
CORRIENTE EN M.T	1,9682
Se da cumplimiento a lo establecido por la Norma CENS, capítulo 3, numeral 3.2 que establece. "Mantener un solo calibre de conductor para la troncal del circuito, en los cascos urbanos la troncal se debe proyectar en calibre 266.8MCM, y los ramales en 2/0 salvo que por cálculos se requiera de un conductor de mayor capacidad"	
ALIMENTADOR SELECCIONADO	CABLE ACSR 2/0 AWG

**Tabla 17. Selección de transformador**  
**Fuente: Autor**

## 5.7 Redes de baja tensión

Para el PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS se tiene la siguiente distribución para la red de B.T:

Existe un primer tramo de 1741.5m de red trenzada 2x1/0+1/0 AWG/AAAC, que se encarga de soportar la carga de 141 luminarias, un segundo tramo de 1348m de red trenzada 2x4+4 AWG/AAAC, que se encarga de soportar la carga de 99 luminarias, un tercer tramo de 1731m de red trenzada de 2x2+2 AWG/AAAC, que se encarga de soportar la carga de 167 luminarias.

Lo anterior está diseñado teniendo en cuenta las distancias mínimas de seguridad de la instalación de cada estructura a la fachada de la viviendas, oficinas y locales comerciales de acuerdo con el RETIE, ANSI C2, deberá ser de (2.3 m). A continuación, se detalla el plano eléctrico de la red de baja tensión perteneciente al alumbrado público del parque industrial Los Vados (Azul) y de igual manera se puede ver el diseño de la red de MT nivel II (13200V) encargada de alimentar la subestación tipo poste. (Fucsia).



**Figura 6. Red de BT (alumbrado público) y MT**  
*Fuente: Autor*

## 5.8 Medidores de energía y armario de medidores.

### 5.8.1 Medidor para red de alumbrado público

El parque industrial los vados comprende 407 luminarias correspondientes a una cuenta trifásica para dicho proyecto. Los medidores establecidos según el diseño para cada una de las correspondencias son los siguientes:

#### CARACTERISTICAS:

- Medidor de Energía activa.
- Trifásico.
- Conexión directa.

- Clase 1.
- 3x5/100, 127/220V.

El medidor se seleccionó de acuerdo a la *Tabla 43. Tipo de medidores de acuerdo a la corriente.*, descrita en el ANEXO M. TABLAS DE REFERENCIA del presente documento, donde nos describe la clase de medidores comerciales de acuerdo a su capacidad de corriente.

### 5.8.2 Celda de medición para fábrica de cerámica Italia

Debido a la magnitud y características de la carga, la medida se hará de manera indirecta, es decir, el medidor no estará conectado directamente a los conductores de la acometida sino a bordes de equipos auxiliares, tales como transformadores de corriente (TC's), transformadores de potencial (TP's) y medidor. Para la selección del medidor se tomó como referencia la Tabla 44. Medidores de energía y sus características eléctricas, descrita en el ANEXO M. TABLAS DE REFERENCIA del actual documento, donde nos indica las características del medidor de acuerdo al tipo de medición.

Ahora, para seleccionar el transformador de corriente adecuado para el sistema de medición requerido, tomamos la tabla 59 descrita en el presente proyecto, donde nos indica el tipo de relación de transformación de acuerdo a la capacidad instalada y el nivel de tensión de operación. El transformador de potencial se selecciona de acuerdo al nivel de tensión de la línea (34.5kV), como lo indica la norma técnica CENS.

#### CARACTERISTICAS:

- Medidor de Energía activa y reactiva.
- Trifásico
- Conexión indirecta
- Clase 0.5s Activa y 2 Reactiva
- TC 100/5 clase 0.5s
- TP 34.5 kV
- 3x120

### 5.9 Red de alumbrado público

Para este proyecto se instalarán lámparas LED sylvania de 66W a 220V, en los postes de concreto con red independiente en calibres distribuidos en diferentes tramos: 2x4 + 6, 2x2+6 AWG/AAAC y 2x1/0+6 AWG/AAAC. Un total de 407 Luminarias para el parque industrial siendo medidas por el medidor de alumbrado público.

Para este proyecto se instalarán los siguientes circuitos ramales:

- |                              |                |
|------------------------------|----------------|
| • Circuito ramal 1-3 salidas | Luces –ramal1  |
| • Circuito ramal 2-6 salidas | Luces – ramal2 |
| • Circuito ramal 4-5 salidas | Luces – ramal3 |
| • Circuito ramal 7-8 salidas | Reserva        |

El diseño, calculo y simulación de la red de alumbrado público se presente posteriormente y sus resultados se encuentran en los ANEXO G. PLANO DE ILUMINACIÓN RED AP (OBJETOS DE

CÁLCULO), ANEXO H. RESULTADOS DE SIMULACION RED AP, ANEXO I. RESULTADOS DE SIMULACIÓN AP del presente documento.

### **5.10 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.**

Debido a las características de la carga exigida por la fábrica de cerámica Italia (motores), por su naturaleza presentan distorsión armónica a la red, operando con un factor de potencia de 0.80, la fábrica tomara como medida instalar 2 bancos de transformadores para minimizar esta distorsión y suplir la potencia reactiva. Para la red de alumbrado público no se tiene en cuenta los armónicos debido al bajo contenido de los mismos que se presenta en este tipo de instalaciones eléctricas.

#### **5.10.1 Demanda Máxima Diversificada de la red de AP**

$$\text{DEMANDA MAX. DIVERSIFICADA} = 29.846 \text{ KVA}$$

Para la demanda maxima proyectada tenemos en cuenta el numero de años de la proyeccion, 8 para transformadores y 15 para redes.

$$\text{DMP} = \text{DMD} * (1,01^8)$$

Donde: DMP: Demanda Maxima Proyectada.

DMD: Demanda Maxima Diversificada.

n: Número de año de la proyección, 8 para transformadores y 15 para redes.

$$\text{DEMANDA MAXIMA PROYECTADA (8 AÑOS)} = 32.318 \text{ KVA}$$

$$\text{DEMANDA MAXIMA PROYECTADA (15 AÑOS)} = 34.650 \text{ KVA}$$

#### **5.10.2 Demanda máxima de la fabrica ceramica italia**

Para seleccionar la demanda máxima exigida por la fabrica de ceramica italia, se tomo como criterio principal las especificaciones y características de la carga descritas por el cliente, donde nos indica que la mayoría de elementos son motores y especifica la carga que necesita la fabrica para operar, siendo esta 7MVA distribuidos en 3 subestaciones como se indico en la seccion 5.6.2 del presente documento.

#### **5.10.3 Descripción de la carga**

En la *Tabla 18. Demanda alumbrado público* y *Tabla 19. Carga Cerámica Italia*. Presentadas a continuación, se describe la carga demandada por la red de alumbrado público del parque residencial los vados y la descripción de la carga que va a demandar la fábrica de cerámica Italia.

CUADRO DE CARGA - ALUMBRADO PUBLICO-VADOS																
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	LAMPARAS	CARGA	FASE 1	FASE 2	FASE 3	FP	S(VA)	CORRIENTE	CALIBRE Al 90°C	CAPACIDAD (A)	FACTOR DE	CORRIENTE	PROTECCION	CALIBRE Cu 90°C NEUTRO	CALIBRE Al 90°C S.P.T.
		SYLVANIA 66W								W					R(W)	S(W)
1-3	LUCES RAMAL 1	218	14388	7.194	7194		0,90	15986,67	72,67	1/0	135	121,5	90,83	2x100	1/0	6
2-6	LUCES RAMAL 2	186	12276	6138		6.138	0,90	13640,00	62,00	1/0	135	121,5	77,50	2x80A	1/0	6
4-5	LUCES RAMAL 3	3	198		99	99	0,90	220,00	1,00	4	75	67,5	1,25	2x15A	4	6
7-8	RESERVA															
TOTAL		407	26862	13.332	7293	6237	0,90	29846,67	78,34	2/0	150	135	97,92	3X100A	2/0	4

**Tabla 18. Demanda alumbrado público**  
Fuente: Autor

LINEA DE PRODUCCIÓN	Tablero preparación de pasta	Tablero línea certificada	Tablero planta	Tablero transformador administración	Celda transformador 3	Celda transformador 4
Prensa 3500	Tolva bascula	Línea rectificado	Horno 3 y mesa, Salida 3	Administración	Laboratorio	Tab. Distribución CAI pasta, alumbrado interno
Servicios auxiliares prensa (Desempolv + enfriamiento)	Despolvamiento		Compresor	Casa hotel	Laboratorio distribución tolva basculas	Tab. Distribución qualitron selección 2 y 5
Secadero EV993	Molino 7		Transformador para administración	Monitoreo	Tablero distribución 6 y 7 prensas y líneas	Tab. Distribución N°10, entre hornos 1 y 2
Línea esmaltado	Mod. Banda móvil, molino 4,5 y 7		Transformador 3	Tablero transferencia	Tablero de distribución banco mecánico pasta N°5	Tab. Distribución salida H2, ofic. 2do piso

Horno bicanal	Banda + 8 hilos		Compresor GA90	Bascula	Iluminación externa	Tab. Distribución salida horno 2
Selección automática			Transformador 4	A.A Samsung	Iluminación ATM 65	Tab. Distribución alumbrado, tomas, hornalla
Servicios auxiliares (Mesas ent - Sal - Línea de conexión)				Alumbrado		Tab. Distribución iluminación, esmaltes, tolva, bascula
				Casa lúdica		Tab. Mantenimiento ATE 090
				Iluminación exportación		Tab. Iluminación salida H1
				A.A. Ofic. Exportación		Iluminación ATE 090

Celda 4	Celda 6	Celda 8	Celda 10	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 13	Celda 18
Unidad 5, prensa 5, secadro 5, línea 5	Compresor de respaldo	Bandas arcilla	Banco de condensadores 1	Prensa 3	Bombas ATE 090	Secadero 2	Molino 6	ATE 090
Horno 1 y mesa de salida	Línea 1, refrigeración	Calentamiento ATE 90	Banco de condensadores 2	Secadero	Entrada hornos tarozzi	Mazanti	Molino 1	Prensa
	Atomizador ATM 35	Extractores subestación	Transformador planta de agua	Auxiliares prensa	Secadero horizontal hornos		Molino 2	Secadero

	Bombas contra incendios	Prensa 4	Horno 2	Prensa 2	Selección N°2, selección N°5		Molino 3	Esmaltes
	Selección horno 1	Bandas ATE 090	Línea 2	Auxiliar ATM	Horno 5		Molino 4	Banco de condensadores 400 kVArh
	Despolvamiento de prensa 1 y 2 y bascula	ATM 65	Hornalla	Refrigeración prensa 2	Transferencia y protocolo		Molino 5	
	Despolvamiento de tolva y bascula	Línea 4, secadero 4		Línea 3	Horno 4		Tab. Agitadores	
	Agitadores 5 y 6	Kerajet						

**Tabla 19. Carga Cerámica Italia.**  
**Fuente: Cerámica Italia**

### 5.11 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

Para la selección del transformador de la red de alumbrado público se tomó como criterio principal la demanda exigida por las luminarias del parque industrial Los Vados, ya que por la naturaleza de la carga no se tienen en cuenta la distorsión armónica. Para 407 luminarias de 66w, tendremos una carga de 29846.67 VA, más la carga proyectada expuesta anteriormente, se seleccionó un transformador normalizado tipo poste de 45KVA de la serie 13200/220-127V. El detalle de la subestación eléctrica se muestra en los anexos y acorde a los requerimientos de la sección 450 de la norma NTC 2050.

Número de usuarios	1
Demanda máxima AP [KVA]	29,8
Proyección a 15 años [kVA]	34,65
Transformador [kVA]	45

**Tabla 20. Cálculo del transformador**  
*Fuente: Autor*

### 5.12 Análisis del nivel de tensión requerido

Para las instalaciones eléctricas objeto del presente diseño se tendrán un **nivel de tensión I** 120/240/440 V, que es el nivel de tensión para operar en instalaciones residenciales y de alumbrado público e industrias de baja tensión. Un **nivel de tensión II** 13200 V que es el nivel de tensión de distribución que alimentara el transformador de 45 KVA y un **nivel de tensión III** 34500 V que es el nivel de tensión de distribución que alimentara la subestación de 7 MVA.

### 5.13 Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas.

Para el presente proyecto debido al alcance y el tipo de instalación, el cálculo de exposición de campos electromagnéticos no aplican, ya que donde se encuentran las redes diseñadas no se presenta concentración de personas por un tiempo prolongado.

### 5.14 Distancias de seguridad requerida

Acorde a la tabla 24. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones del capítulo 2 de la norma CENS se evidencia el cumplimiento de las distancias a saber:

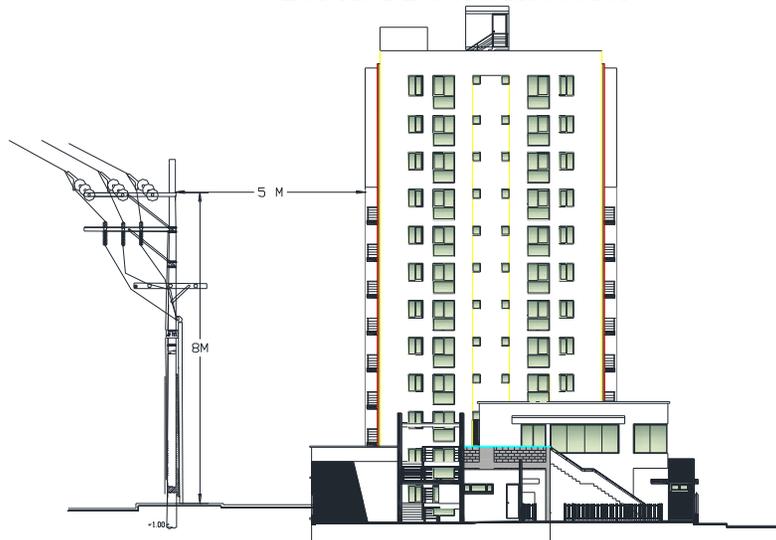
DESCRIPCION	TENSION NOMINAL	DISTANCIA ENTRE FASES	APLICA	NO APLICA	DISTANCIA REAL
DISTANCIA VERTICAL SOBRE TECHOS Y PROYECCIONES	13,2 KV	3.8 METROS		X	
DISTANCIA HORIZONTAL A MUROS, PROYECCIONES, VENTANAS	13,2 KV	2.3 METROS	X		5 METROS APROX
DISTANCIA VERTICAL SOBRE O DEBAJO DE BALCONES O TECHOS	13,2 KV	4.1 METROS		X	
DISTANCIA VERTICAL A CARRETERAS, CALLES Y ZONAS PEATONALES	13,2 KV	5.6 METROS	X		8 METROS APROX

**Tabla 21. Distancias de seguridad**

**Fuente: Autor**

El resto de distancias mínimas de la **tabla 24 del capítulo 2 de la norma CENS** no aplican

DISTANCIA DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CONSTRUCCION



**Figura 7. Distancias de seguridad en zonas de construcción**

**5.15 Cálculos de regulación y pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de los armónicos y factor de potencia**

### 5.15.1 Regulación

El cálculo de regulación se hizo por la metodología del momento eléctrico, a través de la siguiente expresión de la norma CENS del capítulo 3 numeral 3.5.1.

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M$$

Dónde:

**F<sub>c</sub>** Factor de corrección de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito según Tabla 83 del capítulo 9.

**M** Se calcula como el producto de la potencia aparente en KVA y longitud del tramo en mts.

**K<sub>g</sub>** constante de regulación generalizada del conductor.

**V<sub>L</sub>** Voltaje de línea

### 5.15.2 Regulación MT, nivel II

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo establecido por la Norma CENS, capítulo 3, numeral 3.2 que establece. "Mantener un solo calibre de conductor para la troncal del circuito, en los cascos urbanos la troncal se debe proyectar en calibre 266.8MCM, y los ramales en 2/0 salvo que por cálculos se requiera de un conductor de mayor capacidad" se selecciona el conductor de calibre 2/0 AWG/ACSR/AI.

De la *Tabla 3. Constantes de regulación KG cable triplex AAAC, AAC, ACSR B.T* del presente documento, obtenemos la constante para el conductor 2/0 con un fp de 0.9 = 41.53.

Para conocer el momento eléctrico, se multiplica los kVA nominales del transformador y la longitud del conductor desde el punto de conexión hasta el transformador.

$$M = (240)(45) = 10800 [kVA * m]$$

Para una conexión trifásica trifilar se tiene un factor de corrección de 1

Reemplazando se tiene;

$$R\% = 1 * \frac{41.48}{13200^2} * 10800 = 0.0026$$

Se cumple con lo establecido por la norma descrito en la *Tabla 4. Límites de regulación de tensión para red de MT (1%)*.

El plano de la red de media tensión, conexión y montaje de subestación se muestra dentro de los anexos del presente proyecto.

### 5.15.3 Pérdidas de potencia MT, nivel II

Los cálculos no se tienen en cuenta los armónicos debido al bajo contenido de distorsión armónica que se presenta en este tipo de instalaciones eléctricas. Las pérdidas de potencia se calcularon a través de la siguiente fórmula establecida en las Normas de diseño de CENS en el numeral 3.6.:

$$PL\% = \frac{rM}{V_L^2 \cos \phi} * 100$$

La resistencia del conductor 2/0 ACSR es  $0.424 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$  y un fp de 0.9, reemplazando tenemos:

$$PL\% = \frac{0.424 * 10800}{13200^2 * 0.9} * 100$$

$$PL\% = 0.0029$$

Por lo cual se cumple con lo establecido en la norma en la Tabla 5. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia. Para red de MT (1%)

Para el nivel de tensión III, se sigue el mismo procedimiento, se debe tener en cuenta el nivel de tensión, la longitud de la línea y la capacidad de la subestación. A continuación, en la Tabla 22. Regulación y pérdidas de potencia acometidas MT, describe la regulación y las pérdidas de potencia de cada red de alimentación donde se puede verificar el cumplimiento de los límites exigidos por la norma técnica CENS.

REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA DE ACOMETIDA MT - PARQUE RESIDENCIAL LOS VADOS											
DM KVA	LONG (ML)	MOMENTO ELECTRICO	CORRIENTE CARGA	CONDUCTO R	R (Ohm/km)	Fc	KG CONDUCTO R	REG PARCIA L %	REG PARCIA L %	PP PARCIA L %	PP TOTAL %
45	240	10800,00	1,97	2/0 ACSR	0,424	1	41,58	0,0026	0,0026	0,0029	0,0029
7.000	300	2100000,00	117,15	2/0 ACSR	0,424	1	41,58	0,0734	0,0734	0,0831	0,0831

**Tabla 22. Regulación y pérdidas de potencia acometidas MT**  
Fuente: Autor

#### 5.15.4 Regulación baja tensión

De los bornes de B.T. del transformador convencional tipo poste de 45KVA se derivan tres ramales en B.T. El primer ramal alimentará 141 luminarias, el segundo ramal alimentará 99 luminarias y el tercer ramal alimentará 167 luminarias.

El cálculo de regulación se hizo por la metodología del momento eléctrico, a través de la expresión de la norma CENS del capítulo 3 numeral 3.5.1. A continuación, se hará el cálculo tipo por ramal y en ANEXO O. REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA BT, se presentará la tabla detallada de cada ramal donde se verifica el cumplimiento tanto de regulación, perdidas de potencia y capacidad de corriente.

**Ramal 1:** El alimentador del ramal 1 sostiene la carga demandada por 218 luminarias LED de 66W, procedemos a reunir los datos necesarios:

- La longitud de este alimentador es de 17 [ml]
- Carga total [kW]:

$$P = 218 * 66 [W] = 14.38 [kW]$$

- Potencia (kVA):

$$S = \frac{14.38}{0.9} = 15.98 [kVA]$$

- El momento eléctrico: Es el producto de la potencia aparente y la longitud del alimentador

$$M = (15.98) * 17m = 276.56 [kVA * m]$$

- Factor de corrección: 1
- KG para conductor N°1/0 dúplex de acuerdo a la **Tabla 10. “Constantes de regulación  $K_G$  cable dúplex AAAC, AAC, ACSR B.T”** del presente documento es 52.33

Reemplazando, tenemos:

$$R\% = 1 * \frac{52.33}{220^2} * 276.56 = 0.299$$

La regulación máxima desde la acometida hasta el punto más lejano del circuito ramal debe ser inferior al 3% por lo tanto estamos cumpliendo a lo expresado en la norma CENS numeral 2.4 pagina 14 de 68.

### 5.15.5 Pérdidas de potencia

Para iniciar con el cálculo de las pérdidas de potencia lo primero es conocer la resistencia del conductor, esta se toma de fichas técnicas de conductores.

**Ramal 1:** De los datos obtenidos en el análisis de regulación se puede utilizar lo siguiente:

$$r = 0.656 \text{ } [\Omega/\text{km}]$$

$$M = 276.56 \text{ } [kVA * m]$$

$$fp=0.9$$

$$PL\% = \frac{rM}{V_L^2 \cos \phi} * 100$$

$$PL\% = 1 * \frac{(0.656)(276.56)}{220^2 * 0.9} * 100 = 0.4165$$

Por lo cual cumple con lo establecido en la norma, para la red de AP tiene un límite del 7%.

En la *Tabla 23. Regulación y pérdidas de potencia BT*, descrita a continuación se observa a detalle los valores de regulación y pérdidas de potencia para los diferentes finales de circuito (puntos más lejanos de la fuente de alimentación), constatando así el cumplimiento de los límites exigidos por la norma técnica CENS: 3% para las redes de AP y 7% para las pérdidas de potencia.

<b>REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA - RED DE ALUMBRADO PÚBLICO VIA DE ACCESO PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS</b>													
<b>TRAMO</b>	<b>ML</b>	<b>SYLVANIA 66W</b>	<b>(KW) VIAS</b>	<b>F.P</b>	<b>KVA (VIAS)</b>	<b>M</b>	<b>AAAC</b>	<b>F.C</b>	<b>KG</b>	<b>%R</b>	<b>TOTAL</b>	<b>%PP</b>	<b>TOTAL</b>
										<b>PARC</b>		<b>PARC</b>	
PA169-PA172	51,3	5	0,33	0,9	0,367	18,810	2x4+6	1	131,78	0,05121	0,051	0,08895	0,0890
PA228-PA238	187,5	11	0,726	0,9	0,807	151,250	2x4+6	1	131,78	0,41181	0,463	0,71528	0,8042
PA228-PA252	244,0	15	0,99	0,9	1,100	268,400	2x2+6	1	83,05	0,46055	0,512	0,64697	0,7359
PA195-PA197	46,6	6	0,396	0,9	0,440	20,504	2x1/0+6	1	52,33	0,02217	0,534	0,04942	0,7853
PA204-PA198	102,0	9	0,594	0,9	0,660	67,320	2x4+6	1	131,78	0,18329	0,717	0,31836	1,1037
PA256-PA253	35,9	4	0,264	0,9	0,293	10,531	2x2+6	1	83,05	0,01807	0,735	0,02538	1,1291
PA23-PA24	18,6	4	0,264	0,9	0,293	5,456	2x4+6	1	131,78	0,01486	0,750	0,02580	1,1549
PA35-PA85	236,0	13	0,858	0,9	0,953	224,987	2x1/0+6	1	52,33	0,24326	0,993	0,33882	1,4937
PA37-PA38	17,5	2	0,132	0,9	0,147	2,567	2x4+4	1	131,78	0,00699	1,000	0,01214	1,5058589
PA63-PA75	192,4	13	0,858	0,9	0,953	183,421	2x4+6	1	131,78	0,49941	1,500	0,86742	2,3732785
PA90-PA99	135,0	20	1,32	0,9	1,467	198,000	2x4+6	1	131,78	0,5391	2,039	0,93636	3,3096421
PA115-PA119	60,0	5	0,33	0,9	0,367	22,000	2x4+6	1	131,78	0,0599	2,099	0,10404	3,4136825
PA142-PA146	62,9	5	0,33	0,9	0,367	23,063	2x2+6	1	83,05	0,039574 58	2,138	0,05559	3,46928
PA129-PA134	76,7	12	0,792	0,9	0,880	67,496	2x2+6	1	83,05	0,115817	2,254	0,16270	3,63197
PA152-PA86	240,0	14	0,924	0,9	1,027	246,400	2x2+6	1	83,05	0,4228	2,677	0,59394	4,22591

**Tabla 23. Regulación y pérdidas de potencia BT**  
Fuente: Autor

### 5.16 Clasificación de áreas

Para el presente proyecto no existe clasificación de áreas.

### 5.17 Diagrama unifilar

Los diagramas unifilares pertenecientes a las redes del presente proyecto se encuentran en el ANEXO E. DIAGRAMA UNIFILAR RED 13.2 KV Y AP y ANEXO L. DIAGRAMA UNIFILAR AGUAS ABAJO DE LA SUBESTACIÓN.

### 5.18 Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Los planos eléctricos del parque industrial Los Vados se encuentran en el ANEXO K. RED DE MT, NIVEL III y ANEXO F. PLANO ELÉCTRICO DE LA RED DE 13.2 KV Y AP.

### 5.19 Apoyos en baja tensión

Los apoyos de baja tensión para el proyecto PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS se elegirán de acuerdo con lo establecido norma CENS de tal manera que se dé cumplimiento a las condiciones establecidas a continuación:

- No se permitirá la ubicación de postería o templetos en las esquinas de las calles o vías, ni en zonas donde interfieran el tráfico peatonal o automotor. Tampoco se deberá ubicar la postería frente a garajes.
- Todo poste debe ser debidamente aplomado y alineado; la orientación de las perforaciones debe hacerse en el sentido de la dirección de las redes.
- No se permite el uso de templetos en zonas urbanas, por tal razón los postes deben ser autosoportados y fundidos, para los casos que sea requerida.

El empotramiento de la postería se hará según la siguiente ecuación:

$$H1=0,1H+ K (m).$$

Siendo H1 = Longitud de empotramiento.

H = Longitud total del poste (m).

K = 0,40 para áreas urbanas y 0,60 para áreas rurales.

Teniendo en cuenta que para las redes de Baja Tensión del proyecto parque industrial los vados, se utilizarán postes de 8mx510KgF y de 8mx750KgF dentro del predio, y que para la red de MT ubicados dentro del proyecto los cuales son de 14m x2000KgF, 14x1500kgf se tiene la siguiente longitud de empotramiento según corresponde:

Para postes de 8m=

$$\begin{aligned} H1 &= 0,1H + K (m). \\ H1 &= 0,1 (8m) + (0,4) (m). \\ H1 &= 0,8m + 0,4m \\ H1 &= 1,2m \end{aligned}$$

Para postes de 12m=

$$\begin{aligned} H1 &= 0,1H + K \text{ (m).} \\ H1 &= 0,1 (12\text{m}) + (0,4) \text{ (m).} \\ H1 &= 1,2\text{m} + 0,4\text{m} \\ H1 &= 1,6\text{m} \end{aligned}$$

Para postes de 14m=

$$\begin{aligned} H1 &= 0,1H + K \text{ (m).} \\ H1 &= 0,1 (14\text{m}) + (0,4) \text{ (m).} \\ H1 &= 1,4\text{m} + 0,4\text{m} \\ H1 &= 1,8\text{m} \end{aligned}$$

La postería de concreto a utilizar en las redes de baja y media tensión tendrá como **mínimo** una carga de rotura de 510 kg para estructuras de paso y de 750 kg, 1500kgf, 2000kgf para retenciones y terminales de circuito. La postería que se instale debe cumplir con las normas ICONTEC aplicables debidamente certificada mediante protocolos correspondientes.

## 5.20 Herrajes

Todos los herrajes deberán ser galvanizados en caliente y su diseño soporta los esfuerzos en las condiciones más severas de trabajo; además cumplen las especificaciones técnicas del sistema de calidad y la norma ICONTEC aplicable para cada tipo de elemento. Para su selección da cumplimiento con los factores de seguridad del numeral 2.13. Capítulo 2 y de acuerdo al numeral 11.9. Capítulo 11. En el ANEXO M. TABLAS DE REFERENCIA, *Tabla 45. Factores de seguridad* se presenta la tabla que nos especifica los factores de seguridad según el material a utilizar.

## 5.21 Análisis de cortocircuito y falla a tierra

Para el presente proyecto el análisis de cortocircuito y falla a tierra se ha realizado para la selección de la capacidad de cortocircuito de las protecciones de distribución en el tablero eléctrico de alumbrado público. Teniendo en cuenta que el alimentador para cada ramal es bifásica bifilar en calibre # 1/0, 2 y 4 AWG/THHN/Al y con un promedio de 15m. Como se puede apreciar en la *Tabla 24. Resistividades de conductores NORMA CENS.*, la resistividad para el cable 4 es de 0.830 Ohm/Km.

Calibre		Área Nominal (mm <sup>2</sup> )	R <sub>NCC</sub> 20°C (Ω/Km)	Calibre		Área Nominal (mm <sup>2</sup> )	R <sub>NCC</sub> 20°C (Ω/Km)
kcmil	AWG			kcmil	AWG		
1 000		506,71	0,0348	66,36	2	33,63	0,522
900		456,04	0,0387	52,62	3	26,66	0,660
800		405,37	0,0433	41,74	4	21,15	0,830
750		380,03	0,0462	33,09	5	16,77	1,05
700		354,70	0,0495	26,24	6	13,30	1,32
600		304,03	0,0581	20,82	7	10,55	1,67
500		253,35	0,0695	16,51	8	8,37	2,10
400		202,68	0,0866	13,09	9	6,63	2,65
350		177,35	0,0991	10,38	10	5,26	3,35
300		152,01	0,116	6,53	12	3,31	5,35
250		126,68	0,139	4,11	14	2,08	8,46

**Tabla 24. Resistividades de conductores NORMA CENS.**

Para una longitud promedio de la acometida de 15m en caso de falla ésta retornaría a la red por el neutro eso quiere decir que la longitud del recorrido de la falla serían 45m, para la longitud anterior el conductor tendría una resistencia de 0,0373Ohm. En caso de una falla eléctrica la única resistencia que actuaría sería la del conductor, teniendo en cuenta la resistencia anterior se tendría una ICC = 220V/0,0373 Ohm.

I<sub>cc</sub> = 5898.12 A.

Teniendo en cuenta el valor de corriente de cortocircuito anterior, las protecciones de distribución del tablero eléctrico y el totalizador pueden ser de 10kA de corriente de corte.

La *Tabla 25. Corrientes de corto circuito* nos describe las diferentes corrientes de cortocircuito que soportaría cada ramal dependiendo del calibre del conductor, siendo la máxima corriente de falla de 10.8 KA, pudiendo así seleccionar la corriente de corte del totalizador y los breakers del tablero de distribución de 10KA

Conductor	R (Ohm/Km)	ML	R Total	I <sub>cc</sub>
4	0,83	45	0,03735	5890,22758
2	0,522	45	0,02349	9365,68753
1/0	0,452	45	0,02034	10816,1259

**Tabla 25. Corrientes de corto circuito**  
**Fuente: Autor**

Para las subestaciones pertenecientes a la fábrica de cerámica Italia se hace el cálculo de cortocircuito como sigue, debido al alcance del proyecto.

### **Corriente de falla de la subestación de 2.5MVA**

$$I_f = \frac{\left( \frac{2500KV}{\sqrt{3} * 0.15s} \right)}{6.5\%} = 50467.68A$$

### **Corriente de falla subestación 2MVA**

$$I_f = \frac{\left( \frac{2500KV}{\sqrt{3} * 0.15s} \right)}{6\%} = 43738.65$$

## **5.22 Coordinación de protecciones contra sobre corrientes**

De acuerdo al numeral 110.14c del Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 referentes a los límites de temperatura asociados a la capacidad de corriente de un conductor, se eligieron y coordinaron de manera que no supere la temperatura nominal más baja de cualquier terminación, conductor o dispositivo conectado, es decir en circuitos menores de 100 Amperios la temperatura de los conductores no debe ser mayor de 60°C y para circuitos mayores de 100Amperios no debe ser mayor a 75°C.

Para este proyecto se usó conductor calibre # 1/0 AWG/THHN/AI, 2 AWG/THHN/AI y 4 AWG/THHN/AI en el circuito de alumbrado público, con una protección principal de los diferentes circuitos es un breaker industrial de 3x100A con capacidad de corte de 25KA.

Para más detalle, se puede observar la Tabla 18. Demanda alumbrado público del presente documento, donde se especifica para cada ramal su protección correspondiente asociado a su corriente de corte.

## **5.23 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).**

Para el presente proyecto no aplican cálculo de canalizaciones debido a que las redes tanto de baja como de media tensión se harán de forma aéreas.

## **5.24 Selección de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.**

Para el cálculo económico de conductores eléctricos, se tuvo en cuenta la optimización del diseño en la selección de los conductores eléctricos para la energización de las diferentes cargas eléctricas.

Para el cálculo y selección de los diferentes alimentadores eléctricos se tuvieron en cuenta las capacidades de corriente establecidas en la tabla 8 de la CNS-NT-11 para cables de cobre a 90°C con aislamiento THHN – THWN, adicionalmente a estos valores se aplicaron los factores de corrección por números de conductores y temperatura establecidos es la tabla 2 de la CNS-NT-11.

## 5.25 Cálculo del sistema de puesta a tierra

### 5.25.1 Sistema de puesta a tierra de la subestación de 45KVA

El sistema de puesta a tierra del presente proyecto consiste en una malla de 9 electrodos de 9m x 9m con varilla cobrizada de 5/8" \*2,4m en cable de Cu # 2/0 Desnudo enterrado a una profundidad mínima de 70cm.

<b>S/E 45KVA</b>	
Varillas (2,4m)	9
P	200
Rg (Ohm)	11,3
E-toque (50kg)	947,07
E-paso (50kg)	2889,76
Em	315,26

**Tabla 26. Resumen SPT S/E 45KVA**  
**Fuente: Autor**

#### Como se puede apreciar en

Tabla 26. Resumen SPT S/E 45KVA, se tiene una tensión de malla (315.26V) y tensiones de toque (947.07V), tensión de paso (2889,76V), por lo se cumple con lo establecido en el IEEE 80, donde no establece que un sistema de puesta a tierra es efectivo si se cumple la siguiente condición:  $E_m < E_{toque}$ . El cálculo detallado se encuentra en el ANEXO P. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA, Tabla 50, Tabla 51, Tabla 52, del presente documento.

### 5.25.2 Sistema de puesta a tierra de la subestación de 2500KVA

El sistema de puesta a tierra del presente proyecto consiste en una malla de 39 electrodos de 20m x 20m cada varilla cobrizada es de 5/8" \*2,4m en cable de Cu # 2/0 desnudo enterrado a una profundidad mínima de 70cm.

<b>S/E 2500KVA</b>	
Varillas (2,4m)	39
P	200
Rg (Ohm)	4,7
E-toque (50kg)	947,07
E-paso (50kg)	2889,76
GPR	8832,85
Em	936,06

**Tabla 27. Resumen SPT S/E 2500KVA**  
**Fuente: Autor**

Como se puede apreciar en el cálculo anterior, la resistencia de malla (RG) ofrece una resistencia de 4.7 ohm, permitiendo soportar tensiones de paso hasta de 2889.7 V y tensiones de contacto de 947.07V, corroborando la efectividad del sistema de puesta a tierra al momento de comparar la tensión de malla (936.06V) y la tensión de contacto (947.07V). La tensión de malla debe ser menor a la tensión de contacto.

### 5.25.3 Sistema de puesta a tierra de la subestación de 2000KVA

El sistema de puesta a tierra del presente proyecto consisten en una malla de 39 electrodos de 20m x 20m cada varilla cobrizada es de 5/8" x 2,4m en cable de Cu # 2/0 desnudo enterrado a una profundidad mínima de 70cm.

<b>S/E 2000KVA</b>	
Varillas (2,4m)	39
P	200
Rg (Ohm)	4,7
E-toque (50kg)	947,07
E-paso (50kg)	2889,76
GPR	7655,13
Em	823,56

**Tabla 28. Resumen SPT S/E 2000KVA**  
*Fuente: Autor*

Como se puede apreciar en el cálculo anterior, la resistencia de malla (RG) ofrece una resistencia de 4.7 ohm, permitiendo soportar tensiones de paso hasta de 2889.7 V y tensiones de contacto de 947.07V, corroborando la efectividad del sistema de puesta a tierra al momento de comparar la tensión de malla (823.56) y la tensión de contacto (947.07V). La tensión de malla debe ser menor a la tensión de contacto, por lo tanto, se está cumpliendo con lo establecido por la normatividad (IEEE 80). El cálculo detallado del SPT de las subestaciones se encuentra en el ANEXO P. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA, del presente proyecto.

### 5.26 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Para el cálculo económico de conductores eléctricos, se tuvo en cuenta la optimización del diseño en la selección de los conductores eléctricos para la energización de las diferentes cargas eléctricas.

Para el cálculo y selección de los diferentes alimentadores eléctricos se tuvieron en cuenta las capacidades de corriente establecidas en la tabla 8 de la CNS-NT-11 para cables de cobre a 90°C con aislamiento THHN – THWN, adicionalmente a éstos valores se aplicaron los factores de corrección por números de conductores y temperatura establecidos en la tabla 2 de la CNS-NT-11.

### **5.27 Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor**

En la selección y verificación de los conductores eléctricos se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Corriente máxima que se puede transmitir en servicio continuo sin superar la temperatura máxima soportada por el aislante.
- Verificar que esta sección no supere la máxima caída de tensión permisible.
- Verificar que supere la sección necesaria para transmitir la corriente de cortocircuito admisible.
- Verificar que el conductor supere la sección mínima permitida por norma.
- Intensidad de corriente admisible.

En la selección de las protecciones del circuito se tendrá en cuenta aspectos como:

- Capacidad y tipo de los fusibles instalados en los puntos de conexión.
- Capacidad y tipo de los fusibles instalados en los transformadores de distribución.

La finalidad de este análisis es garantizar que una falla en el sistema aguas abajo del aparato de maniobra no ocasione daños ni a las personas ni a sus bienes.

- En la selección de los equipos de corte se tendrán en cuenta los criterios contenidos en la *Tabla 47. Especificaciones técnicas de dispositivos de protección* contenida en los anexos del presente documento.

### **5.28 Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos**

La siguiente tabla resume las medidas de protección contra riesgos de origen eléctrico, las causas y la clasificación de cada posible accidente, Tenerla en cuenta al momento de trabajar con electricidad ya que no estamos exentos a que algún accidente eléctrico ocurra.

<b>ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO</b>	
<b>CONTACTO INDIRECTO</b>	
<b>CAUSAS</b>	<b>MEDIDAS PARA MITIGARLOS</b>
Falla de aislamiento	Separación de circuitos
Falta del conductor de sistemas de puesta a tierra	Sistemas de puesta a tierra y conexiones equipotenciales
Falta de Mantenimiento	Mantenimiento correctivo y
<b>CORTOCIRCUITO</b>	
<b>CAUSAS</b>	<b>MEDIDAS PARA MITIGARLOS</b>
Falla de aislamiento	Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de
Accidentes externos	
<b>SOBRECARGA</b>	
<b>CAUSAS</b>	<b>MEDIDAS PARA MITIGARLOS</b>
Superar los límites nominales de los conductores	Dimensionamiento adecuado de conductores
Instalaciones que no cumplen las normas técnicas	Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de
	Cumplimiento de normas técnicas
<b>ELECTRICIDAD ESTATICA</b>	
<b>CAUSAS</b>	<b>MEDIDAS PARA MITIGARLOS</b>
Contacto intimo de materiales diferentes con la presencia de un aislante	Sistemas de puesta a tierra y conexiones equipotenciales

**Tabla 29. Análisis de riesgo eléctrico**

### **5.29 Selección de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.**

En el diseño o selección de los postes se tendrán en cuenta las estructuras normalizadas por CENS.

En términos generales, se aplicarán los siguientes criterios para la hincada, instalación y tendido de la red.

En el perímetro urbano la distancia máxima entre postes será de 70 m para MT, siempre y cuando no exista red de BT. Se deben hincar los postes en los linderos de las edificaciones y se deben conservar las distancias de seguridad establecidas en el RETIE.

Los postes de estructuras terminales con ángulo se deben diseñar autoportados y fundidos con el fin de no utilizar templetos o retenidas puestas a tierra en zonas urbanas, tanto en BT o en MT.

La postera de concreto a utilizar en las redes de baja y media tensión tendrá como mínimo una carga de rotura de 510 kg para estructuras de paso y de 750 kg y 1500 kg y 2000kg para retenciones y terminales de circuito respectivamente.

Los transformadores deberán ser instalados en un solo poste que tenga una resistencia de rotura mínimo de 1050 kgf, sin embargo, se podrá autorizar la instalación en postes de menor capacidad siempre y cuando se cuente con el cálculo mecánico que demuestre esta posibilidad y cumpla con lo establecido en el RETIE para estos casos.

Las crucetas utilizadas en los apoyos de las redes eléctricas de podrán ser de acero, fibra de vidrio y materiales poliméricos. Todos los herrajes deberán ser galvanizados en caliente y su diseño deberá soportar los esfuerzos en las condiciones más severas de trabajo; además deberán cumplir las especificaciones técnicas del sistema de calidad y la norma ICONTEC aplicable para cada tipo de elemento. Para su selección debe cumplir con los factores de seguridad de la tabla 43 del capítulo 2 y lo establecido en el capítulo 11.

Todos los aisladores a utilizar en redes de distribución urbana y rural de la Empresa deberán ser en porcelana esmaltada, vidrio, tipo sintético o poliméricos, que resistan las acciones de la intemperie, especialmente las variaciones de temperatura y la corrosión, debiendo ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a que estén sometidos. Deben tener una carga de rotura mínima del 80% del conductor utilizado y cumplir con las normas ANSI como se especifica en el Capítulo 11.

Para la validación de dicha elección de apoyos se tomó como base una macro programada en el software Excel utilizada por personal de CENS. El aplicativo se compone por una interfaz inicial que será el punto de partida para la configuración de la red diseñada inicialmente, cuya representación se encuentra en la *Figura 8. Interfaz aplicativo para selección de estructuras BT y MT* del presente documento.

La siguiente pestaña corresponde a la selección de los conductores utilizados en el tendido de la red, el tipo de estructura, la longitud del vano y la dirección de la misma. En la *Figura 9. Configuración del cableado* se observa la interfaz y los datos tabulados correspondientes al presente proyecto.



**Figura 8. Interfaz aplicativo para selección de estructuras BT y MT**  
**Fuente: CENS**

**DISEÑO DE LA RED**

**ESTRUCTURA TIPO**

CNS-03-730
Derivacion trifasica con cortacircuito 13.2 KV
CNS-03-550-02
Estructura terminal disposicion horizontal trifasica 13.2 KV
CNS-03-550-02
Estructura terminal disposicion horizontal trifasica 13.2 KV
CNS-03-513-2
Estructura de paso doble disposicion horizontal trifasica 13.2 KV
CNS-03-550-02
Estructura terminal disposicion horizontal trifasica 13.2 KV
CNS-03-550-02
Estructura terminal disposicion horizontal trifasica 13.2 KV

TIPO DE CONDUCTORES	COTA DEL TERRENO
VANO 1: Arranque 12	0
VANO 2: Terminal 15	0
VANO 3: Terminal 70	0,1
VANO 4: Suspensión 70	0,2
VANO 5: Terminal 60	0,3
VANO 6: Terminal	0,4

DESNIVEL ENTRE LOS TERMINALES (m) =	0,5
-------------------------------------	-----

Ángulo inicial (°) =	0	Dirección	Derecha
	120	Dejar celdas siguientes vacias	Derecha
	0	Dejar celdas siguientes vacias	Derecha
	0	Dejar celdas siguientes vacias	Derecha
	0	Dejar celdas siguientes vacias	Derecha

**Figura 9. Configuración del cableado**  
**Fuente: CENS**

Como bien se sabe, las condiciones climáticas varían de acuerdo a la ciudad donde esté ubicado el proyecto, es por esto que la siguiente pestaña nos permite elegir dicha ubicación con sus respectivos parámetros asociados. El presente proyecto se encuentra ubicado en el municipio de Los Patios – Norte de Santander.

**Figura 10. Selección del municipio del proyecto**  
**Fuente: CENS**

La pestaña mostrada en la *Figura 11. Comportamiento mecánico de las estructuras*, describe el comportamiento mecánico de los conductores como lo es el Momento dado en la cruceta y el momento de rotura de la misma, según sea la estructura seleccionada y su material.

ESTRUCTURA TIPO:	Con pieamigo	Momento en la cruceta (kgf*m)	Mtur Cruceta (kgf*m)	
CNS-03-730	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	0,0 589,6	701,1 701,1
CNS-03-550-02	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	113,9 695,7	701,1 701,1
CNS-03-550-02	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	113,9 695,7	701,1 701,1
CNS-03-513-2	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	131,5 114,8	701,1 701,1
CNS-03-550-02	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	113,9 695,7	701,1 701,1
CNS-03-550-02	Por Carga Vertical Por tensión	No falla No falla	113,9 641,2	701,1 701,1

**Material de la Cruceta**

- Metalica
- Fibra de vidrio
- Madera

**Figura 11. Comportamiento mecánico de las estructuras**  
**Fuente: CENS**

Se procede ahora a suministrar los datos de los apoyos (postes de concreto) seleccionados, como lo es altura y fuerza. Adicionalmente se puede observar si estamos cumpliendo o no con las distancias de seguridad y la altura real de los conductores.

ENTO MECÂNICO DE LOS CONDUCTORES						
Estructura Tipo	Distancia de seguridad	Clase de apoyo	Alturas de conductores			
CNS-03-730	11,27 Cumple	14m 1500kgf	Fase 1	12,00	Fase 2	12,12
			Fase 3	12,12	Guarda	0,00
CNS-03-550-02	11,27 Cumple	14m 2000kgf	Fase 1	11,90	Fase 2	11,90
			Fase 3	11,90	Guarda	0,00
CNS-03-550-02	11,27 Cumple	14m 2000kgf	Fase 1	11,90	Fase 2	11,90
			Fase 3	11,90	Guarda	0,00
CNS-03-513-2	11,27 Cumple	14m 1500kgf	Fase 1	12,12	Fase 2	12,12
			Fase 3	12,12	Guarda	0,00
CNS-03-550-02	11,27 Cumple	14m 2000kgf	Fase 1	11,90	Fase 2	11,90
			Fase 3	11,90	Guarda	0,00
CNS-03-550-02	9,47 Cumple	12m 2000kgf	Fase 1	10,10	Fase 2	10,10
			Fase 3	10,10	Guarda	0,00

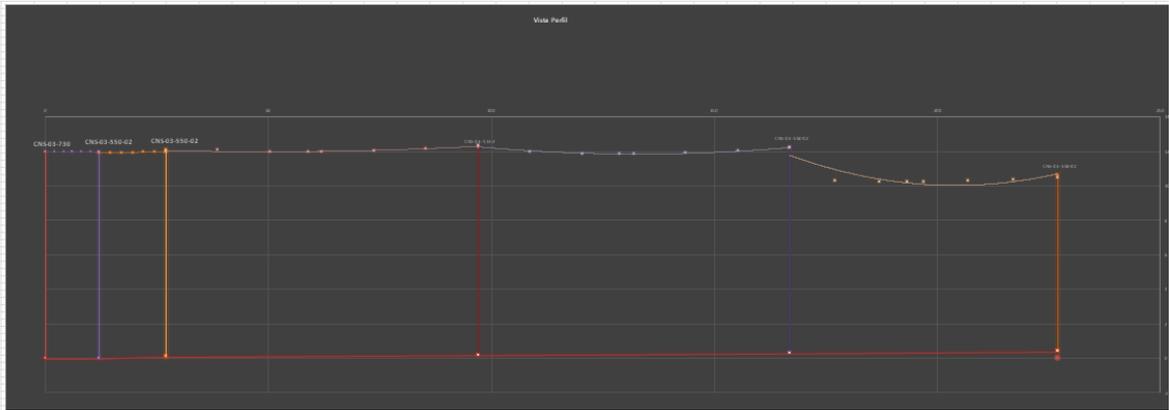
**Figura 12. Comportamiento mecánico de los conductores**  
Fuente: CENS

Finalmente, se puede observar los resultados de los datos tabulados y verificar el cumplimiento de las estructuras y apoyos. Para el presente proyecto se cumple con todos los parámetros exigidos, en cuanto a la selección de la postería y estructuras, dando así confiabilidad al cliente y personas que por allí transitan.

ENTO MECÂNICO DE LOS CONDUCTORES							
Anterior	Resistencia de los apoyos (Kg)	Momento máximo de los apoyos (Kg/m)	Esfuerzos Longitudinales (Kg)	Momento por Esfuerzos (Kg/m)	Esfuerzos por cargas verticales (Kg)	Momentos debido a cargas verticales (Kg/m)	Siguiente
✓	600 poste adecuado	7080,00	6956,73	589,55	0,00	0,00	
✓	800 poste adecuado	9440,00	8208,97	695,68	113,93	1344,33	
✓	800 poste adecuado	9440,00	8208,97	695,68	113,93	1344,33	
✓	600 poste adecuado	7080,00	1354,81	114,81	63,58	750,27	
✓	800 poste adecuado	9440,00	8208,97	695,68	113,93	1344,33	
✓	800 poste adecuado	8000,00	6412,19	641,22	113,93	1139,27	

**Figura 13. Validación de los apoyos seleccionados**  
Fuente: CENS

La Figura 14. Vista de perfil del plano describe el plano con una vista de perfil de la red de alimentación objeto de análisis.



**Figura 14. Vista de perfil del plano**  
**Fuente: CENS**

### 5.30 Análisis de coordinación de aislamiento

A continuación, se presenta la tabla que nos indica los diferentes niveles de aislamiento (BIL) dependiendo del nivel de tensión al cual trabaje la línea de alimentación. Estos niveles de aislamiento deben ser tomados como referencia para todos los equipos que formen parte del sistema de distribución. De todos los elementos de la línea, los aisladores son los que demandan el mayor cuidado, tanto en su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación, en efecto, frágiles por naturaleza, se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su destrucción. [20]

TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA (kV)	NIVEL DE AISLAMIENTO – BIL (kV)
13,2	110
34,5	200

**Tabla 30. Niveles de aislamiento normalizados**  
**Fuente: EBSA [20]**

Para la selección de los aisladores utilizados en la red de media tensión tanto de nivel II como de nivel III, se tomó como referencia Tabla 31. Tipos de aisladores del presente documento, donde nos clasifica los diferentes tipos de aisladores y a su vez nos describe la utilidad de estos según sea la topología de la red. En caso particular se utilizarán aisladores tipo pin, tipo disco y tipo tensor.

TIPO DE AISLADOR	CARACTERÍSTICAS
DE PIN	Se emplean como aisladores soporte y alineamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corriente de fuga. Aplicado en tensiones de distribución y subtransmisión, para ambientes normales y contaminados.
DE DISCO	Empleados en líneas eléctricas de transmisión (10") y distribución (6"). Sus características están normalizadas según el peso o fuerza soportable, el nivel de contaminación admisible y el diámetro.
POLIMERICO	Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo, el inconveniente es que tienen mayor costo.
TENSOR	Aislador de porcelana o sintético, de forma cilíndrica con dos agujeros y ranuras transversales. Se usa como soporte aislador entre el poste y el suelo en los cables tensores, y para tensar líneas aéreas y estructuras de distribución.  Es particularmente resistente a compresión.

**Tabla 31. Tipos de aisladores**  
**Fuente: EBSA [20]**

### 5.31 Análisis de riesgo de origen eléctricos y medidas para mitigarlos

Para el análisis del nivel de riesgo se basó en el artículo 9.2 del RETIE, el cual se transcribe a continuación.

“Para la elaboración del presente Reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo.

Para los efectos del presente Reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de **PELIGRO INMINENTE** o de **ALTO RIESGO**, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones, *Tabla 32. Matriz para análisis de riesgos*. La metodología a seguir en un caso en particular, es la siguiente:

- a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- b. Definir si quiere analizar consecuencias potenciales o reales.
- c. Determinar las consecuencias para cada clase, es decir, Personas, Económicas, Ambientales e Imagen de la Empresa. Estímelas dependiendo del caso particular que analiza.
- d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

- f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4.

RIESGO A EVALUAR:		por _____ (al) o (en) _____		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE				
		EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)				
POTENCIAL <input type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>		FRECUENCIA						
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Evaluador: \_\_\_\_\_ MP: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_

**Tabla 32. Matriz para análisis de riesgos**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	<b>Inadmisible para trabajar.</b> Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo.  Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	<b>Minimizarlo.</b> Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.  Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	<b>Aceptarlo.</b> Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).  Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	<b>Asumirlo.</b> Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP.  No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Qué puede salir mal o fallar?</li> <li>• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?</li> <li>• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?</li> </ul>
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

**Tabla 33. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.**

**Fuente: Ministerio de minas y energía [4]**

Para determinar la existencia de **alto riesgo**, la situación debe ser evaluada por una persona calificada en electrotecnia y debe basarse en los siguientes criterios:

**a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables,** especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.

**b. Que el peligro tenga un carácter inminente,** es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.

**c. Que la gravedad sea máxima,** es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes importantes de la instalación o de su entorno.

**Que existan antecedentes comparables,** el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

### **5.32 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.**

Los conductores no deberán operar a una temperatura mayor a la temperatura de diseño del elemento que soporte la menor temperatura de los diferentes elementos asociados al circuito eléctrico. Todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado.

Este proyecto y su construcción deben cumplir con toda la normativa de materiales homologados para RETIE, y el reglamento de construcción de redes de distribución de CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.

Las grapas de retención del conductor y los empalmes deben soportar una tensión mecánica en el cable del por lo menos el 90% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca deslizamiento.

### **5.33 Justificación técnica de desviación DE LA NTC 2050**

No existe ninguna desviación técnica a la norma técnica colombiana NTC 2050 en el presente diseño.

### **5.34 Distancias mínimas de seguridad**

Para el presente proyecto se tendrán en cuenta las distancias de seguridad señaladas en el Capítulo 13 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE puesto que su incumplimiento es fuente de riesgos que afectarán la integridad de las personas y sus bienes.

Teniendo en cuenta que la red de media tensión utiliza conductores desnudos, las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

## **6. DISEÑO DE ILUMINACIÓN**

### **6.1 Objeto del proyecto**

La iluminación contemplada en el proyecto PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS, es de un gran valor a la comunidad porque suministra a las personas que hacen uso de estos espacios una sensación de seguridad y comodidad, al contar en horas nocturnas con un nivel y calidad de iluminación adecuada, propios de la aplicación y cumplimiento de los niveles de iluminación establecidos en el RETILAP.

La Norma se fundamenta en cinco partes que describen su objeto de campo: aplicación, terminología empleada, requerimientos deseados por las distintas partes y las condiciones de iluminación general y localizada que deben tener las áreas de trabajo. La ejecución de esta norma busca salvaguardar la salud de las personas, estableciendo los niveles mínimos de iluminación en las áreas transitables

### **6.2 Normativa**

Para la redacción de este proyecto se han considerado la siguiente reglamentación y normativa vigente:

- Reglamento técnico de iluminación y alumbrado público (RETILAP) marzo 30 del 2010
- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), del ministerio nacional de minas y energía
- Publicaciones técnicas (CODENSA, MUAP, INDALUX).
- Publicaciones técnicas de la Comisión Internacional de Iluminación (CIE).
- Código Eléctrico NTC 2050.

### **6.3 Identificación del proyecto**

#### **6.3.1 Alcance del proyecto**

El proyecto contempla el diseño de la conexión en baja tensión de una acometida bifásica aérea de 45 [KVA] para la iluminación del proyecto vías de acceso del parque industrial los vados. El proyecto presenta un total de 407 luminarias sylvania de 66[W], las cuales iluminaran las vías de acceso y urbanismo del proyecto parque industrial los vados.

#### **6.3.2 Categorización de los proyectos de iluminación.**

Los proyectos de alumbrado público se categorizan conforme a los siguientes criterios:

- Clase de iluminación asignada a la vía o espacio público. El nivel del proyecto será mayor, en la medida en que se ejecute sobre la malla vial principal y arterial complementaria y será menor sobre otras áreas como alamedas, ciclo rutas, etc.
- Magnitud del proyecto. La categoría del proyecto, resulta de los parámetros “cantidad de puntos luminosos (cantidad)” o “longitud de excavación (m)”.

### 6.3.2.1 Clase de iluminación asignada

De acuerdo con las normas internacionales adoptadas por el RETILAP y concretadas en la *Tabla 34. Clases de iluminación para vías vehiculares*, la clase de iluminación asignada a este proyecto corresponde a la clase “M5” para estudio de iluminación de las vías de acceso al proyecto parque industrial los vados.

Clase de Iluminación	Descripción vía	Velocidad de circulación (km/h)		Tránsito de vehículos T (Veh/h)	
		Extra alta	V>80	Muy importante	T>1000
M1	Autopistas y carreteras	Alta	60<V<80	Importante	500<T<1000
M2	Vías de acceso controlado y vías rápidas.	Media	30<V<60	Media	250<T<500
M3	Vías principales y ejes viales.	Reducida	V<30	Reducida	100<T<250
M4	Vías primarias o colectoras	Muy reducida	Al paso	Muy reducida	T<100
M5	Vías secundarias	Muy reducida	Al paso	Muy reducida	T<100

**Tabla 34. Clases de iluminación para vías vehiculares**  
Fuente: Ministerio de minas y energía [7]

### 6.3.2.2 Categoría del proyecto

Para el caso del Parque industrial los vados se instalarán 267 postes certificados para la instalación y distribución de las luminarias en el Proyecto teniendo como referencia el cálculo lumínico previo elaborado, el número estimado de luminarias a utilizar serán 407 luminarias Sylvania LED ZD216 de 66W. E acuerdo a la Tabla 35. Categorización de los proyectos de alumbrado público del presente documento, el proyecto se designará como impacto alto o de NIVEL C.

## 6.4 Criterios de iluminación según RETILAP

Los Proyectos de alumbrado público, como aquellos relacionados con la iluminación de vías, plazoletas, alamedas, puentes peatonales, pasos subterráneos en cruce a desnivel, parques, ciclo rutas, andenes, senderos en zonas duras y en general la iluminación de espacios de libre circulación, son proyectos de inversión que buscan aumentar la seguridad, productividad y mejoramiento de la calidad de vida de la población.

PROYECTOS NUEVOS O REMODELACIÓN		Nivel A	Nivel B	Nivel C
		Bajo Impacto	Medio Impacto	Alto Impactos
SISTEMA VIAL	Clase de iluminación de la vía o Tipo de área			
	M1 – M2	$P \leq 25$ ó $L = 0$	$25 < P \leq 75$ ó $L \leq 1.000$	$P > 75$ ó $L > 1.000$
	M3 – M4	$P \leq 25$ ó $L \leq 1.000$	$25 < P \leq 100$ ó $1.000 < L \leq 2.000$	$P > 100$ ó $L > 2.000$
	M5	$10 < P \leq 25$ ó $L \leq 1.000$	$25 < P \leq 100$ ó $1.000 < L \leq 2.000$	$P > 100$ ó $L > 2.000$
OTRAS AREAS	Alamedas, ciclo rutas, parques, paseos, plazas, plazoletas, vías peatonales, puentes y túneles peatonales.	$10 < P \leq 25$ ó $L \leq 1.000$	$25 < P \leq 50$ ó $1.000 < L \leq 2.000$	$P > 50$ ó $L > 2.000$
ESPECIALES [2']	Zonas históricas de conservación, y otros que por sus características revista de un especial interés para el municipio.	$P \leq 25$	$25 < P \leq 50$	$P > 50$

**Tabla 35. Categorización de los proyectos de alumbrado publico**  
Fuente: Ministerio de minas y energía [7]

## 6.5 Niveles de iluminancia requeridos

Ambientes iluminados Las condiciones de servicio de los sistemas de iluminación están directamente relacionadas con las actividades y necesidades visuales de las personas que ocupan los. Si bien es cierto que el sistema visual humano posee una notable capacidad de adaptación, más allá de esa sorprendente capacidad del ojo humano, hay un vínculo perfectamente demostrado entre el bienestar y la productividad cuando las condiciones de iluminación son adecuadas.

El valor de la iluminancia horizontal necesaria para un determinado proyecto depende de:

- La cantidad de incidencia de personas en ciertos lugares
- El nivel del proyecto será mayor, en la medida en que se ejecute sobre la malla vial principal y arterial complementaria y será menor sobre otras áreas como alamedas, ciclo rutas, etc.

La Tabla 36. Fotometría mínima en áreas críticas distintas a vías vehiculares nos ilustra sobre los niveles de iluminancia horizontal en luxes y la uniformidad recomendados para zonas peatonales bajas y aledañas a puentes peatonales y vehiculares

Clasificación	Clase de iluminación	Iluminancia promedio (luxes)	Uniformidad general $U_0 \geq \%$
Canchas múltiples recreativas	C0	50	40
Plazas y plazoletas	C1	30	33
Pasos peatonales subterráneos	C1	30	33
Puentes peatonales	C2	20	33
Zonas peatonales bajas y aledaños a puentes peatonales y vehiculares	C2	20	33
Andenes, senderos, paseos y alamedas peatonales en parques	C3	15	33
Ciclo-rutas en parques	C2	20	40
Ciclo-rutas, senderos, paseos, alamedas y demás áreas peatonales adyacentes a rondas de ríos, quebradas, humedales, canales y demás áreas distantes de vías vehiculares iluminadas u otro tipo de áreas iluminadas	C4	10	40

**Tabla 36. Fotometría mínima en áreas críticas distintas a vías vehiculares**  
Fuente: Ministerio de minas y energía [7]

El reglamento de iluminación y alumbrado público (RETILAP), establece que se debe asegurar el cumplimiento de los niveles de Iluminancia Promedio (20 luxes) y Uniformidad General ( $U_0 > 33\%$ ) presentes en la *Tabla 36*, bajo la consideración de que la clase de iluminación seleccionada es “C2” para zonas peatonales bajas y aledaños a puentes peatonales y vehiculares. Así mismo especifica los valores de iluminancia (9 luxes) y Uniformidad (18%) para vías motorizadas según la clase de iluminación seleccionada “M5” presente en la *Tabla 37*.

Clase de iluminación	Valor promedio (mínimo mantenido) de iluminancia según tipo de superficie de la vía [Luxes]			Uniformidad de la Iluminancia $E_{min} / E_{prom} (\%)$
	R1	R2 y R3	R4	
M3	12	17	15	34%
M4	8	12	10	25%
M5	6	9	8	18%

**Tabla 37. Valores mínimos mantenidos de iluminancias promedio (lx) en vías motorizadas**  
Fuente: Ministerio de minas y energía [7]

Este proyecto cumple con los parámetros de diseño establecidos en la *Tabla 510.3 b* del RETILAP y los resultados se pueden encontrar en el estudio de iluminación contenido en el ANEXO G, ANEXO H, ANEXO I.

## 6.6 VALORES DE UNIFORMIDAD

Con el fin de evitar las molestias debido a los cambios bruscos de iluminancia, el área o lugar en donde se va a desarrollar la tarea visual deberá ser iluminada de la forma más uniforme posible.

El valor de la uniformidad (Emin/Emax) será tomado de la Tabla 36. Fotometría mínima en áreas críticas distintas a vías vehiculares, el cual establece para senderos y plazoletas una relación de (33%) o 0.33, y de la Tabla 37. Valores mínimos mantenidos de iluminancias promedio (Ix) en vías motorizadas, una uniformidad de 18% respectivamente.

### 6.6.1 IRC de la fuente luminosa

El color no es una cualidad de los objetos, ya que no se genera en ellos como tal, sino que es una interpretación que el cerebro realiza de las radiaciones electromagnéticas que inciden sobre el objeto y que el ojo es capaz de percibir.

El índice de reproducción cromática (IRC) es una medida de la calidad que tiene las fuentes luminosas para reproducir los colores de los objetos iluminados, Mientras más alto sea este valor más fidedigno será la reproducción del color de los objetos.

En el caso de la luminaria que escogimos tiene un factor IRC > 70%

#### DATOS ÓPTICOS

Temperatura de color	4000K (NW)
Flujo luminoso	8910 lm
Tipo de distribución	Tipo II S
Reproducción de color (IRC)	≥70
Vida útil	100000 h *
Eficacia	135 lm/W
Chip LED	SMD (CREE 3030)
Numero de Chips LED	63pcs

**Tabla 38. Datos ópticos de luminaria seleccionada**  
**Fuente: ficha técnica**

### 6.6.2 Temperatura del color de la fuente luminosa

La temperatura de color de las fuentes luminosas puede incidir en las condiciones psicológicas y la percepción estética de los objetos cuando se realiza una tarea visual, tal factor puede acentuarse en función del nivel de iluminación.

La apariencia del color de las fuentes luminosas, viene determinado por la correlación de la misma con la temperatura de color, dentro de este ítem se definen tres grupos de apariencia según su tonalidad, la luz fría que tiene un tono de blanco azulado, la luz neutra que tiene un tono de blanco día y la luz cálida que tiene una tonalidad de blanco rojizo.

Grupo de apariencia de color	Apariencia de color	Temperatura de color (K)
1	Calida	Por debajo de 3.300
2	Intermedio	De 3.300 a 5.300
3	Frio	Por encima de 5.300

**Tabla 39. Apariencia y temperatura de color**

Para este proyecto en particular el criterio de escogencia de la temperatura de color de la fuente luminosa se basó en el hecho de que el fabricante para este tipo de potencia (66W), la fuente luminosa LED viene con una temperatura de color Intermedio (3300 o 5300 K). Este criterio será seleccionado en concordancia con el responsable de la construcción del proyecto.

### **6.6.3 Comando y control de las luminarias**

Las luminarias que se van a instalar en el proyecto no contarán con un sistema de control especial que permita hacer ajustes a la intensidad luminosa según sea la presencia de personas, la importancia de la competición o de determinada hora de la noche, mediante la emisión selectiva del flujo luminoso. El control de las luminarias se hará por medio de elementos fotoeléctricos de manera automática.

### **6.6.4 Uso racional de la energía en iluminación**

Los diseños de iluminación de Zonas Comunes deben incorporar el concepto del uso racional y eficiente de energía sin que ello conlleve a desatender las demandas visuales, razón por lo cual los sistemas de iluminación de instalaciones en zonas comunes deben cumplir con el concepto valor de eficiencia energética de la instalación (VEEI).

Esto requiere que se tengan en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Se utilizarán luminarias que permitan la mayor inter-distancia posible.
- Se utilizarán fuentes luminosas con alta eficiencia lumínica.
- Se utilizarán luminarias con la más baja emisión de flujo hemisférico superior (FHS) posible.
- Se utilizarán luminarias cuyo conjunto óptico tenga el mejor factor de utilización.
- Los equipos eléctricos que utilicen las luminarias, deberán tener bajas pérdidas y en lo posible permitirán la reducción selectiva del flujo luminoso.

## **6.7 Parámetros del diseño**

### **6.7.1 Características de la fuente luminosa.**

De acuerdo con la política del uso racional y eficiente de la energía URE, el RETILAP establece los criterios en cuanto a cuáles deberían ser las eficacias mínimas de las fuentes luminosas para los proyectos de iluminación.

Para este proyecto en particular como la fuente luminosa previamente seleccionada es de tecnología LED, el RETILAP aún no tiene especificado las eficacias mínimas de estas fuentes luminosas.

## 6.7.2 Luminaria seleccionada.

- LUMINARIA LED STREET LIGHT ZD216 66W



DATOS ÓPTICOS		DATOS FÍSICOS		DATOS ELÉCTRICOS	
Temperatura de color	4000K (NW)	Acabado	Pintura gris	Potencia de entrada	66 W
Flujo luminoso	8910 lm	Grado de protección IP   IK	IP65 / IK08	Tensión de operación	100-240V 50/60Hz
Tipo de distribución	Tipo II S	Dimensiones (WxLxH)	400x190x86 mm	Corriente de entrada	0.3 A @ 220 V
Reproducción de color (IRC)	≥70	Tipo de montaje	Brazo horizontal	Factor de potencia	0.95
Vida útil	100000 h *	Chasis	Aluminio inyectado	Distorsión armónica (THD)	<20%
Eficacia	135 lm/W	Material óptica	Lente PMMA	Tipo de driver	Independiente CC
Chip LED	SMD (CREE 3030)	Temperatura de operación Ta	-25°C ~ +40°C	Protección Transitorios	DPS 10KV
Numero de Chips LED	63pcs	Diámetro soporte	60 mm	Atenuable	No - (Opcional S/P)
				Base Fotocelda	Nema 3 Pin

**Figura 15. Ficha técnica**

**Fuente: Sylvania**

## 6.8 Factor de mantenimiento

El Factor de Mantenimiento (FM) desde el punto de vista del diseño de iluminación, se puede considerar como el sobre dimensionamiento que se debe considerar en los valores iniciales de iluminancia horizontal promedio calculada, para poder cumplir con los valores de iluminancia promedio horizontal mínima mantenida durante su funcionamiento.

Todo proyecto de iluminación debe considerar un factor de mantenimiento, este factor depende básicamente de la fuente luminosa utilizada, del tipo de luminaria y del medio ambiente en donde opere el sistema de iluminación.

### Cálculo del factor de mantenimiento

El cálculo del factor de mantenimiento está dado por la siguiente fórmula:

$$FM = FE \times DLB \times FB$$

En donde:

- FM Factor de mantenimiento de la instalación.
- FE Depreciación de la luminaria por ensuciamiento.
- DLB Depreciación por disminución del flujo luminoso de la bombilla.
- FB Factor de balasto.

### 6.8.1 Depreciación por la suciedad acumulada en la luminaria (FE).

Con el paso del tiempo, la suciedad que se va depositando sobre las luminarias varía considerablemente con el tipo y construcción de la luminaria (abierta o cerrada), la altura de montaje y sobre todo de las condiciones medio ambientales que rodean las vías (el grado de humedad y polución), el cual depende a su vez de otros factores como el: (volumen y naturaleza del tráfico vehicular, condición climática de la zona, ubicación de la instalación “zonas aledañas destapadas”, etc.), estos factores hacen que con el tiempo el nivel de iluminación inicial descienda sensiblemente.

La mayor pérdida de los niveles de iluminación en una instalación, proviene de la suciedad que se deposita o acumula sobre la superficie de las luminarias, en este caso en específico sobre el lente que forma parte del encapsulado que protege al chip o diodo semiconductor emisor de luz.

Para este proyecto en particular el grado de contaminación que se espera es moderado, el área circundante alrededor del proyecto no presenta tráfico vehicular importante que puedan generar un alto grado de polución.

El grado de polución que se espera básicamente proviene del material del humo de los vehículos que por allí transitan, sin embargo, la altura de montaje en promedio de las luminarias (>6m) ayuda a mitigar en parte este inconveniente.

El valor del FE seleccionado para el proyecto será de 0,95 (ambientes poco polucionados) según la tabla 59 del RETILAP con periodo de limpieza del conjunto óptico de 36 meses o reemplazo de la misma por fallo, teniendo en cuenta:

- Según la Tabla 40, la clasificación de los niveles de contaminación será categoría (I)
- La hermeticidad de las luminarias de acuerdo con los datos suministrados por el fabricante es IP65
- Según la *Tabla 41*, para seleccionar el factor de ensuciamiento de las luminarias del RETILAP, según el nivel de polución, índice de hermeticidad y el periodo de limpieza utilizado para la clase de vía del proyecto será de 36 meses.

Categoría	Descripción	Nivel de partículas	Observaciones
I	Ambientes poco polucionados	Bajo Menor 80 µg/m <sup>3</sup>	No existen actividades generadoras de polvo o humos en la cercanía, tráfico ligero, generalmente limitado a áreas residenciales o rurales
II	Ambientes medianamente polucionados	Medio 80 – 150 µg/m <sup>3</sup>	Existen actividades generadoras de polvo o humos en la cercanía, tráfico pesado, generalmente limitado a áreas residenciales e industriales ligeras.
III	Ambientes muy polucionados y zonas industriales	Alto 150 – 400 µg/m <sup>3</sup>	Existen actividades generadoras de nubes de polvo o humos en la cercanía, que pueden envolver ocasionalmente las instalaciones. Áreas altamente industriales
IV	Ambientes excesivamente polucionados	Excesivo Superior a 400µm <sup>3</sup>	Como la categoría anterior pero las instalaciones están envueltas en humo y polvo

**Tabla 40. Clasificación de los niveles de contaminación**  
Fuente: Ministerio de minas y energía [7]

Tipo de vía o clase de iluminación	Nivel de contaminación	Índice de hermeticidad (IP) de la luminaria	Periodo, en meses, de limpieza del conjunto óptico de la luminaria	Factor de Ensuciamiento $F_E$
Avenidas en el centro de algunas ciudades (*)	IV	6X (a)	6	0,91
		6X (b)	6	0,93
M2 y M3	III	6X (a)	12	0,91
		6X (b)	12	0,93
M4 y P1 a P3	II	6X (a)	24	0,89
		6X (b)	24	0,91
M5, P4 a P7 y parques	I	6X (a)	36 o cambio de la bombilla	0,90
		6X (b)		0,95

**Tabla 41. Factores de ensuciamiento de las luminarias, según el nivel de polución, índice de hermeticidad y el periodo de limpieza utilizado.**

**Fuente: Ministerio de minas y energía [7]**

### 6.8.2 Depreciación del flujo luminoso de la fuente luminosa (DLB).

Uno de los factores a tener en cuenta en todo proyecto de iluminación es la vida útil de las fuentes luminosas, El flujo luminoso de las fuentes luminosas decrece en función del tiempo de funcionamiento por el desgaste normal de sus componentes, En el caso de las fuentes luminosas, la vida útil de la fuente se considera cuando su flujo luminoso llega al 70% del flujo inicial.

Otro factor a tener en cuenta en este ítem es la VIDA PROMEDIO de las fuentes luminosas, el fabricante deberá informar sobre la duración de la fuente luminosa, publicando la curva de mortalidad correspondiente. Con base en esta curva se puede calcular la probabilidad de falla dependiendo del número de horas de servicio.

Para este proyecto en particular y teniendo en cuenta que la fuente luminosa que utilizaremos es en base a tecnología LED, el valor del DLB seleccionado será de 0,91 para entornos normales conforme a CIE 97 2005. Para el factor de balastro (driver) FB tomaremos un valor de 1 según fabricante.

### 6.8.3 La iluminación en el análisis de riesgo.

Todo diseño de un proyecto de iluminación debe resolver los factores de riesgo propios del sistema de iluminación, para lo cual el diseñador deberá hacer una evaluación de tales factores.

En el análisis se deben considerar todos los aspectos de la iluminación relacionados con la salud y seguridad de las personas, el medio ambiente y la vida animal y vegetal, en este sentido debe considerarse los requerimientos de iluminación de emergencia, en caso de falla en las instalaciones de alumbrado normal o del suministro de energía.

Una iluminación inadecuada, por exceso o defecto, puede llevar a patologías asociadas como dolores de cabeza, irritación de los ojos, trastorno músculo-esquelético, debido a posiciones constantes y generalmente inadecuadas, asociadas a la utilización rápida y

repetitiva de ciertos grupos musculares, que se traducen en cansancio muscular que lleva a malas posturas con alteraciones dolorosas de columna vertebral, principalmente en la región cervical y lumbar.

El cansancio visual por variaciones en la acomodación del ojo puede llevar a la presentación de mareos, originados por el efecto cebra y el efecto parpadeo.

El efecto cebra se produce por la aparición sucesiva de zonas claras y oscuras ante el conductor que puede llegar a sentir una sensación de molestia e incluso mareo debido a una baja uniformidad de las luminancias.

El efecto de parpadeo o flicker se produce por cambios periódicos de los niveles de luminancia en el campo de visión, según unas frecuencias críticas, entre 2,5 y 15 ciclos/segundo, que provocan incomodidad y mareos.

Utilizar fuentes de iluminación con un color de luz no apropiado para la actividad que se desarrolla en sitios con iluminación artificial, puede producir discromatopsias, que son alteraciones que implican trastornos en la discriminación de colores.

La inadecuada disposición física de los equipos de iluminación puede llevar a que se presenten deslumbramientos perturbadores o molestos, debido a la luz que emiten directamente las fuentes luminosas o reflejadas; por ello el deslumbramiento es un factor importante a considerar en el análisis de riesgos.

Por tales razones la evaluación de las condiciones bajo las cuales se desplazan los peatones y los vehículos en los espacios públicos y las condiciones de los puestos de trabajo, donde se llevan a cabo labores industriales, comerciales, educativas o se realizan actividades recreativas o del hogar, deben considerar los siguientes aspectos, para minimizar el riesgo de inseguridad, accidentalidad y deterioro de la salud visual:

- a) Niveles adecuados de iluminación, dependiendo del lugar, actividad y edad de las personas que van a utilizar dicho alumbrado.
- b) Uniformidad de los niveles de iluminación.
- c) Control del deslumbramiento.
- d) Temperatura de color de las fuentes luminosas y su índice de reproducción del color, dependiendo de la actividad que se desarrolla en el sitio iluminado.
- e) Temperatura asociada a la operación de las fuentes, propiedades de luminarias y sitios de montaje, incluyendo las de ignición de los productos aledaños.) Condiciones de localización para la operación y el mantenimiento.

En el análisis de riesgos se debe considerar el rendimiento visual, que es el término usado para describir la velocidad con la que funciona el ojo, así como la precisión con la cual se puede llevar a cabo una tarea visual. El valor del rendimiento visual para la percepción de un objeto se incrementa hasta cierto nivel.

Para este proyecto en particular se realizó cálculo de deslumbramiento, uniformidad, nivel de iluminación de tal manera que cumpla con el tipo de iluminación requerido para este mismo. Véase en los anexos de esta memoria.

### **Cálculo del factor de mantenimiento:**

$$FM = 0,91 \times 0,95 \times 1$$

$$FM = 0,86$$

### **6.9 Esquema de mantenimiento**

Para garantizar que en el transcurso del tiempo se mantengan los parámetros luminotécnicos adecuados y la eficiencia energética de la instalación, se deberá elaborar un plan de mantenimiento de las instalaciones de iluminación que contemple los factores que influyen en la eficiencia del sistema de iluminación.

El esquema de mantenimiento deberá ser consecuente con el factor de mantenimiento utilizado para realizar el cálculo lumínico.

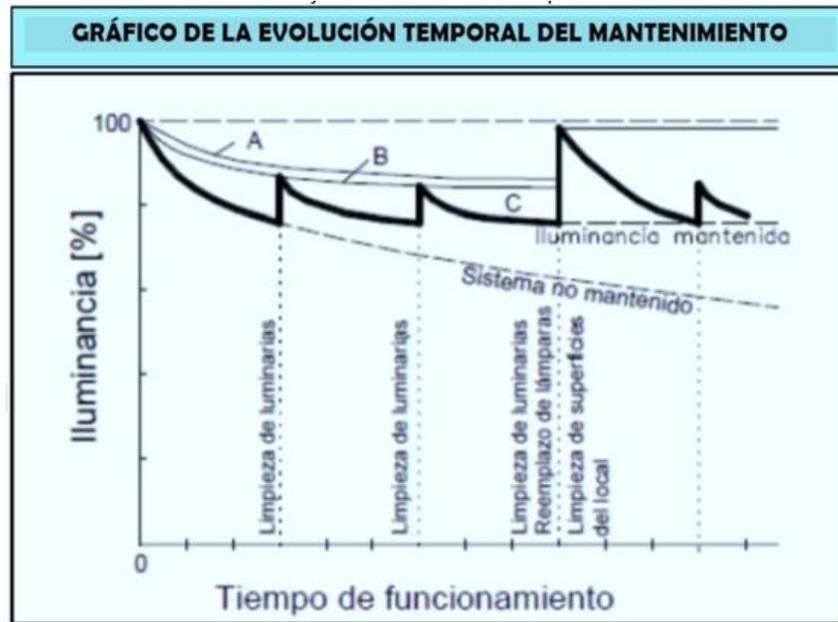
El esquema de mantenimiento para este proyecto de iluminación consta básicamente dos tipos de acciones, una de carácter preventivo y otra de carácter correctivo.

Las acciones de carácter correctivo están enfocadas básicamente a reponer los elementos del sistema de iluminación que por algún motivo se deterioraron antes de lo previsto.

Las acciones de carácter preventivo están enfocadas a realizar labores periódicas y preestablecidas con el fin de mantener en óptimas condiciones el sistema de iluminación, entre estas labores tenemos:

- Limpieza de la fuente luminosa (conjunto óptico).
- Limpieza de la luminaria (disipador de calor).
- Reposición de las fuentes luminosa (fin de la vida útil).
- Revisión de los componentes eléctricos (drivers, cables, borneras).
- Revisión de los componentes mecánicos (soporte, enfoque.)
- Mediciones eléctricas y lumínicas (tensión, luxes).

Con la finalidad de obtener el máximo beneficio del sistema de iluminación, se deberán efectuar mediciones eléctricas y fotométricas de forma periódica



**Figura 16. Esquema de mantenimiento**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [7]**

La curva A indica la reducción de la iluminancia si solo actuara la depreciación de la fuente luminosa (DLB).

La curva C indica la variación real de los niveles de iluminancia como resultado del mantenimiento.

Como se puede apreciar en la figura anterior, aunque se realicen todas las labores de mantenimiento nunca se restablecerán las condiciones iniciales, por cuanto hay factores que no se pueden controlar como la degradación paulatina de los materiales que componen la luminaria, en especial el sistema óptico.

La *Tabla 42*, nos muestra los periodos máximos estimados para realizarla limpieza al conjunto óptico de las luminarias dependiendo del nivel de contaminación de la zona en donde se vaya a instalar las luminarias.

Categoría		Nivel de partículas	Periodo de limpieza (meses)
I	Ambientes poco polucionados	< 80 µg/m <sup>3</sup>	36 o cambio de bombilla
II	Ambientes medianamente polucionados	80 – 150 µg/m <sup>3</sup>	24
III	Ambientes muy polucionados y zonas industriales	150 – 300 µg/m <sup>3</sup>	12
		300 – 400 µg/m <sup>3</sup>	6
IV	Ambientes excesivamente polucionados	400 – 600 µg/m <sup>3</sup>	6
		> 600 µg/m <sup>3</sup>	3

**Tabla 42. Periodos máximos para realizar limpieza.**  
**Fuente: Ministerio de minas y energía [7]**

En la *Tabla 41* nos muestra los valores recomendados del factor de ensuciamiento según el índice de protección IP del conjunto óptico de la luminaria y de la categoría de contaminación.

- (a) Cierre del conjunto óptico mediante ganchos u otros elementos que cumplan esa función.
- (b) Conjunto óptico completamente sellado.
- (\*) Para avenidas del centro de algunas ciudades con categorías de contaminación II el factor de ensuciamiento es el mismo, pero con un periodo de limpieza cada 12 meses.

## 7. ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)

### 7.1 Costos directos

El costo directo es el resultado de la sumatoria de los costos de materiales, mano de obra, equipos, herramientas y todos los elementos necesarios para la puesta en marcha de una obra.[21]



**Figura 17. Costos directos**  
**Fuente: análisisdepreciosunitarios.com [22]**

#### 7.1.1 Mano de obra

Para determinar el costo por mano de obra lo primero será determinar 2 salarios:

- Salario base: Corresponde a la remuneración obtenida por un empleado debido a un trabajo realizado.
- Salario real: Incluye pagos directos al empleado, como lo son prestaciones, pagos de impuestos[22]

La expresión la cual se utilizará para el cálculo por concepto de mano de obra es la siguiente:

$$M_o = \frac{S_r}{R}$$

Donde:

$M_o$ =Costo horario por mano de obra

$S_r$ =Salario real

R= Rendimiento del personal[22]

#### 7.1.2 Material

El costo por materiales es el consecuente a las negociaciones que hace el contratista para adquirir o producir los materiales solicitados en la ejecución de la obra.

Dicho costo se podrá obtener como sigue:

$$M = P_m \times C_m$$

Donde:

M=Costo por materiales

$P_m$ =Costo unitario vigente

$C_m$ =Consumo de materiales por unidad de medida.[22]

### 7.1.3 Maquinaria y/o equipo

Este tipo de costo resulta del correcto uso de los equipos necesarios en la puesta en marcha del proyecto.

El costo lo podemos hallar a partir de la siguiente expresión:

$$M_o = \frac{P_h}{R_h}$$

Donde:

$M_o$ =Costo horario por maquinaria o equipo

$P_h$ =Costo directo por hora efectiva

$R_h$ =Rendimiento horario.[22]

#### 7.1.3.1 Herramientas menores

El costo por herramienta de mano hace referencia al desgaste de estas utilizadas en la ejecución de la obra y se obtiene de la siguiente manera:

$$H_m = K_h M_o$$

Donde:

$H_m$ =Costo por herramienta menor.

$K_h$ =coeficiente que depende del tipo de trabajo

$M_o$ =Costo por mano de obra.[22]

## 7.2 Costos indirectos

A grandes rasgos, se puede definir el costo indirecto son aquellos gastos que no pueden aplicarse a una partida determinada sino a todo el conjunto de la obra.

Los costos indirectos se clasifican según:

- Gastos generales
  - No relacionados con el tiempo de ejecución de la obra
    - a. Gastos de licitación y contratación (visitas a obra, gastos sobre el contrato principal, entre otros)
    - b. Gastos indirectos varios. (licitaciones no otorgadas, legales y notariales, entre otros)
  - Relacionados con el tiempo de ejecución de la obra.
    - a. Administración de obra.
    - b. Administración en oficina.
    - c. Financieros relativos a la obra.[21]

- Utilidad

Hace referencia a la ganancia que recibe el contratista por el trabajo realizado. Este cargo será fijado por el propio contratista y se representará como un porcentaje sobre la suma de los costos directos e indirectos, generalmente se toma del 10%.

Se recomienda usar la siguiente formula como método de cálculo de utilidad, aunque cabe aclarar que no es obligatoria.

$$U = \frac{Uneta}{1(ISR + PTU)}$$

Donde:

*U*=Utilidad

*Uneta*=Utilidad neta

*ISR*=Impuesto sobre la renta

*PTU*=participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa.[22]

### 7.3 Cargos adicionales

Son las maniobras que debe hacer el contratista, ya que están convenidas como obligaciones adicionales que se aplican luego de la utilidad del precio.

Los cargos adicionales deberán incluirse al precio unitario después de la utilidad y solo podrán ser ajustados cuando se presente un incremento o decremento para los mismos.[22]

### 7.4 Matriz de costos unitarios

Los presupuestos de un proyecto comprenden los precios unitarios totales de todas las unidades constructivas pertenecientes a la obra. Para esto se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Listado de actividades.
- El valor de los costos unitarios del ítem anterior.

El software el cual sirvió como herramienta en la ejecución del APU fue EXCEL. En la matriz se especifica ítem, descripción, unidad, cantidad, precio unitario, precio parcial y precio total.

Las actividades se encuentran descritas en la Tabla 65. Descripción de actividades y unidades constructivas del ANEXO Q. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES Y UNIDADES CONSTRUCTIVAS

A continuación, se presenta el procedimiento a seguir al momento de calcular el presupuesto en cada actividad.

- Material

Se procede a enumerar cada elemento necesario para la instalación de la cruceta de protecciones con todos sus accesorios y sus respectivos precios unitarios.

- DPS 15kV:  
3 unidades  
PU: \$ 105.350 pesos

$$P. parcial = 3 \times 105350 = \$ 316.050$$

- Cortacircuito 15kV  
3 unidades  
PU: \$144.700 pesos

$$P. parcial = 3 \times 144700 = \$ 434.100$$

- Fusible 2H  
3 unidades  
PU: \$ 3.307 pesos

$$P. parcial = 3 \times 3307 = \$ 9.921$$

- Cruceta galvanizada  
1 unidad  
PU: \$ 197.043 pesos

$$P. parcial = 1 \times 197043 = \$ 197043$$

- Dado metálico 76,2 mm x 76,2mm(3"x3") acero inoxidable  
1 unidad  
PU: \$ 33.000 pesos

$$P. parcial = 1 \times 33000 = \$ 33.300$$

- Perno maquina galvanizado con tuerca, 2 arandelas, 2 guazas  
1 unidad  
PU: \$ 1.200 pesos

$$P. parcial = 1 \times 1200 = \$ 1.200$$

$$P. total = 316.050 + 434.100 + 9.921 + 197043 + 33.300 + 1.200$$

$$P. total = \$ 991.314 pesos$$

- Mano de obra

Para realizar el cálculo de mano de obra se parte de la idea que el rendimiento será de 2unid/jornal.

- Capataz

$$Cant. pers = cuadrilla \frac{jornal}{rendimiento}$$

$$Cant. pers = 1 \frac{8}{2} = 4$$

$$HH = 9090 \times 1.85\% = \$ 16.818$$

- Técnico electricista

$$Cant. pers = cuadrilla \frac{jornal}{rendimiento}$$

$$Cant. pers = 1 \frac{8}{2} = 4$$

$$HH = 10227 \times 1.85\% = \$ 18.920$$

- Auxiliar eléctrico

$$Cant. pers = cuadrilla \frac{jornal}{rendimiento}$$

$$Cant. pers = 1 \frac{8}{2} = 4$$

$$HH = 4545 \times 1.85\% = \$ 8.409$$

- Operador camión - grúa

$$Cant. pers = cuadrilla \frac{jornal}{rendimiento}$$

$$Cant. pers = 1 \frac{8}{2} = 4$$

$$HH = 7647 \times 1.85\% = \$ 14.147$$

$$P. total = 16.818 + 18.920 + 8.409 + 14.147$$

$$P. total = \$ 233.181 pesos$$

- Herramientas y equipos

Se tendrán en cuentas las maquinarias de tipo pesado que se van a involucrar en el proyecto. Para herramientas menores se tendrá un porcentaje de consideración de 5%

$$Pt He = 233181 \times 5\% = \$ 11659 pesos$$

- Costos indirectos

Para los costos indirectos se considera un porcentaje del 25% con el objetivo de cubrir todos los gastos.

$$Pt Ci = (233181 + 11659 + 991314) * 25\%$$

$$Pt Ci = \$309.038 \text{ pesos}$$

- Utilidades

Será la ganancia del contratista y se estima como el 10% de resultando entre la suma de los costos directos e indirectos.

$$U = \$ 154.519 \text{ pesos}$$

- Cargos adicionales.

Se toma en cuenta el impuesto denominado, siendo este del 19% sobre el costo total.

$$C. adi = \$ 32.294 \text{ pesos}$$

Con los datos obtenidos anteriormente, se puede proceder a calcular el valor total de la unidad constructiva

$$P Total = \$ 1.732.007 \text{ pesos}$$

Dentro del anexo del presente documento se encuentra la tabla que describe las actividades y sus respectivos precios unitarios.

El APU de las actividades involucradas en el presente proyecto se hicieron discriminado cada una de ella con una unidad de medida especial, permitiendo así facilitar y comprender el presupuesto de una manera mas clara y pedagógica.

## 8. CONCLUSIONES

- El dimensionamiento de una instalación eléctrica y todo lo que esto conlleva, varía y depende en gran medida del tipo de usuario y/o características propias de la carga a instalar, esto debido a la producción de distorsión armónica, la criticidad de la carga, factores de diversificación y la demanda máxima requerida por el cliente. Se recomienda contar con el apoyo de un experto o conocedor de la instalación para determinar una aproximación de la demanda real.
- Las subestaciones diseñadas para el PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS están en la capacidad de suministrar la energía eléctrica y atender la demanda requerida, teniendo en cuenta una posible expansión y/o proyección de aumento de carga en los próximos años.
- Con el fin de obtener un diseño eléctrico confiable y seguro tanto para el cliente como para la vida de los seres vivos, se siguieron los lineamientos establecidos por el operador de red (CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, CENS) descritos en la Norma Técnica Cens, apoyado por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, la Norma Técnica Colombiana 2050, garantizando así niveles de regulación y pérdidas de potencia admitidos para el correcto funcionamiento de los equipos conectados a la instalación y un diseño de iluminación óptimo, seguido por lo establecido en el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, RETILAP, cumpliendo con los valores de uniformidad, y cantidad de luxes mínimos permitidos.
- Se profundizó en la investigación de las principales normativas y reglamentos técnicos, cuyos contenidos sugieren lineamientos para el diseño de instalaciones eléctricas teniendo como objeto principal la preservación y protección de la vida, previniendo y minimizando los riesgos de origen eléctrico.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Moya, "Problemática y Soluciones en Sistemas Eléctricos de la Industria del Petróleo," 2017. <https://www.isamex.org/intechmx/index.php/2017/09/27/problematyca-y-soluciones-en-sistemas-electricos-de-la-industria-del-petroleo/>.
- [2] Comisión de regulación de Energía y Gas, "Resolución CREG 082 de 2002," *Resolución CREG-082*. p. 74, 2002.
- [3] CENS S.A. E.S.P., "PARÁMETROS DE DISEÑO CNS-NT-02," in *NORMA TECNICA CENS TOMO I*, 2016, pp. 1–63.
- [4] Ministerio de minas y energía, "REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)," *Resoluc. 90708*, p. 211, 2013.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, "Cartilla Distribución de Energía Eléctrica," *Com. Regul. Energía y Gas -CREG*, pp. 1–32, 2008, [Online]. Available: [https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/distribucion\\_energ\\_electrica.pdf](https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/distribucion_energ_electrica.pdf).
- [6] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*. 2009.
- [7] Ministerio de minas y energía, *RETILAP*, vol. 1, no. marzo 30. 2010.
- [8] SEAS, "Factor de potencia, qué es y como calcularlo," *BlogSEAS*, 2021. <https://www.seas.es/blog/produccion-mantenimiento/factor-de-potencia-que-es-y-como-calcularlo/>.
- [9] A. Naranjo, *Proyecto del sistema de distribución eléctrico*, Equinoccio. Estado de Miranda, 2008.
- [10] N. Vivas, "DETERMINACIÓN DE LA CARGA INSTALADA," *SlideShare*, 2017. <https://es.slideshare.net/norenelson/determinacin-de-la-carga-instalada>.
- [11] sector electricidad, "RETIE: Regulación de tensión en instalaciones eléctricas," *SectorElectricidad*, 2018, [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/20762/retie-regulacion-de-tension-en-instalaciones-electricas/>.
- [12] Fundación Endesa, "Subestaciones Eléctricas," *Fundación Endesa*. <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-subestaciones-electricas>.
- [13] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, vol. 52, no. 1. MÉXICO, 1995.
- [14] CENS S.A. E.S.P, "SUBESTACIONES CNS-NT-04," in *NORMA TECNICA CENS TOMO I*, 2016, pp. 1–44.
- [15] CENS S.A. E.S.P., "REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN CENS - CNS-NT-03," in *NORMA TECNICA CENS TOMO I*, 2016, pp. 1–44.
- [16] J. Samuel and R. Castaño, *SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA : Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. 2010.
- [17] EPM, "Selección de dispositivos de proteccion contra sobretensiones ( DPS )," 2019, pp. 1–15.
- [18] CENS S.A. E.S.P, "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS CORTACIRCUITOS," in *NORMA TECNICA CENS TOMO I*, pp. 1–16.
- [19] CENS S.A. E.S.P., "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS FUSIBLES CENS," in

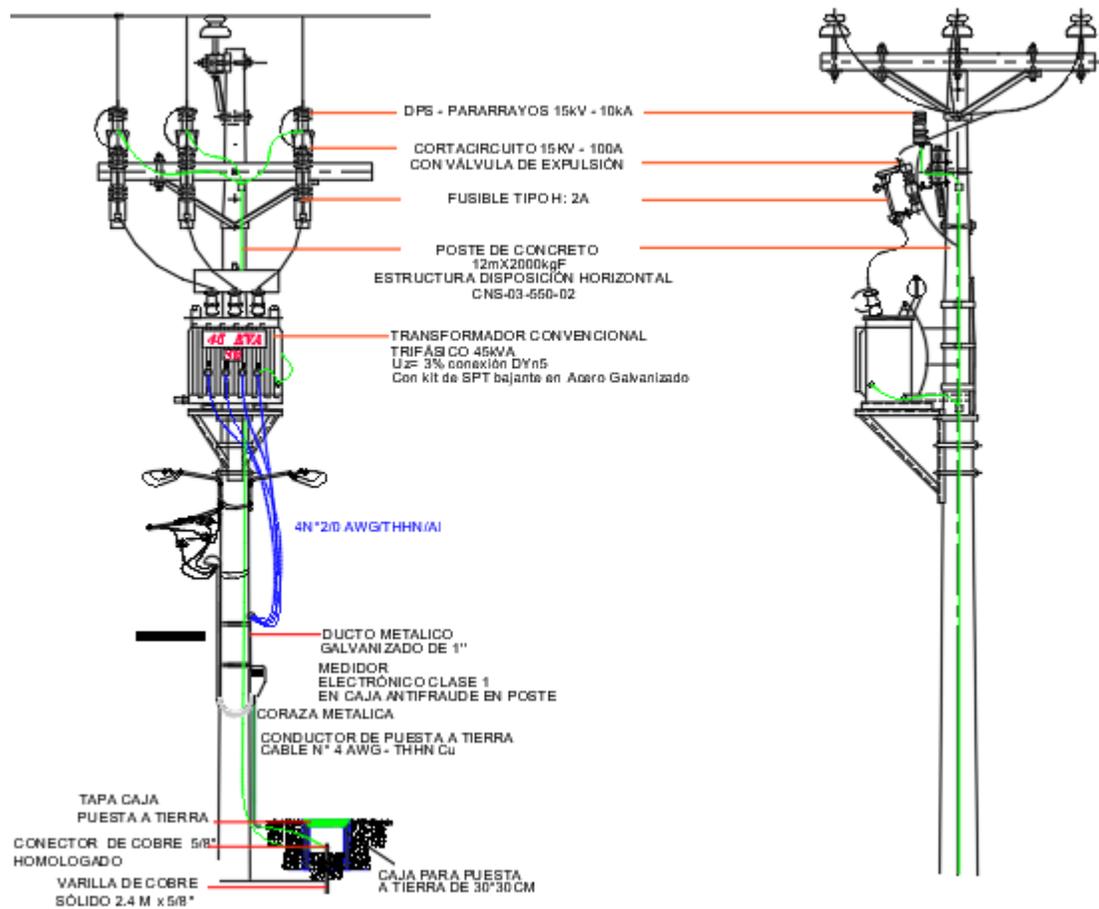
- NORMA TECNICA CENS TOMO I*, pp. 1–20.
- [20] Empresa de Energía de Boyacá - EBSA, “Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica,” pp. 1–161, 2010, [Online]. Available: [http://www.ebsa.com.co/wps/docs/normas/NORMAS\\_DE\\_DISENO\\_EBSA\\_ESP.pdf](http://www.ebsa.com.co/wps/docs/normas/NORMAS_DE_DISENO_EBSA_ESP.pdf).
- [21] J. Zegarra Russo and J. Ramos Salazar, *COSTOS Y PRESUPUESTOS EN EDIFICACIÓN*. Lima.
- [22] TECNO GROUP, “Análisis de Precios Unitarios de Construcción 2021,” 2021.
- [23] CENS S.A. E.S.P., “SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA CENS- CNS-NT-06,” in *NORMA TECNICA CENS TOMO I*, 2016, pp. 1–20.

# **ANEXOS**

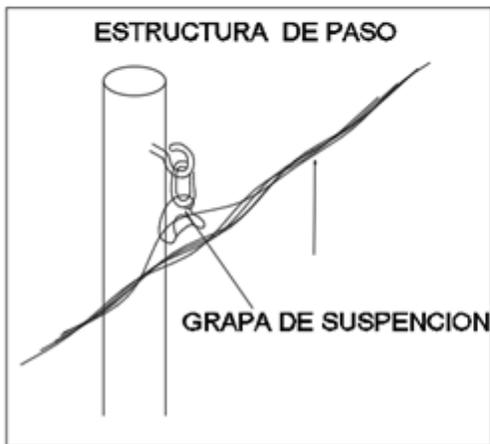
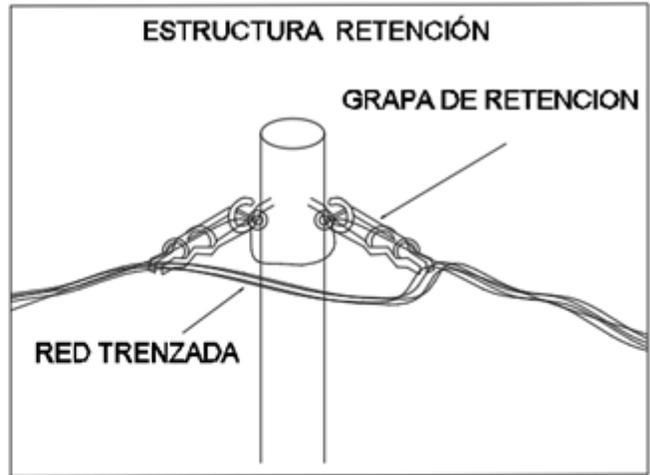
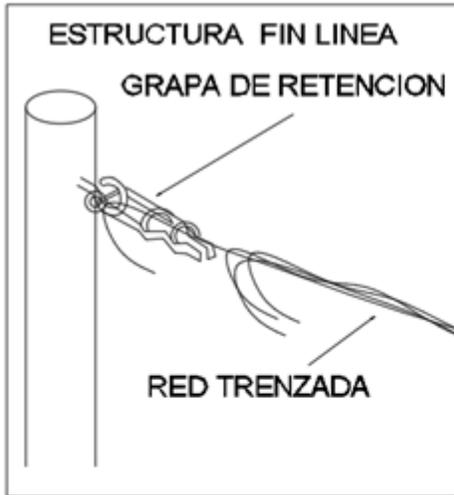
## ANEXO A. CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR DE 45 [KVA]

Marca		MAGNETRON
Potencia	kVA	45
Tipo		CONVENCIONAL
Normas de fabricación		NTC
Grupo de conexión		Dyn5
Número de fases		3
Tension Primaria	kV	13,2
Conexión del primario		Delta
Tension secundaria a PLENA CARGA	kV	0,22/0,127
Conexión del secundario		Estrella
Cambiador de derivaciones		+1, -3 x 2.5%
Clase		Ao
Tipo de refrigeración		ONAN
Nivel básico de aislamiento (BIL) del primario	kV	95
Nivel básico de aislamiento (BIL) del secundario	kV	30
Frecuencia	Hz	60
Pérdidas en el hierro a tensión y frecuencia nominal	W	180
Pérdidas bajo carga a voltaje nominal, referidas a 85°C	W	710
Corriente de excitación a tensión y frecuencia nominal máxima	%	3,5
Impedancia máxima	%	3,0

## ANEXO B. DETALLE DEL MONTAJE DEL TRANSFORMADOR 45KVA



**ANEXO C. DETALLE RED AP**



## ANEXO D. FICHA TECNICA LUMINARIAS SELECCIONADAS

### LED Street Light

LED STREET LIGHT ZD216 66W NW V2

P27998



Luminaria LED para iluminación vial y exterior, con diseño moderno y robusto, driver de corriente constante integrado en la luminaria. Montaje en brazo horizontal. Proyección uniforme de la luz, reduce los costos de consumo de energía y de mantenimiento.

#### CARACTERÍSTICAS

Diseño moderno con fuente LED SMD y lentes en policarbonato

Chasis robusto en aluminio inyectado, liviano con disipador de calor integrado

Driver de alta precisión con salida de corriente constante y protección de sobrecalentamiento

Certificación RETILAP

#### APLICACIONES

Alumbrado público en vías

Iluminación general en exteriores

Parques y plazoletas



Ultra Robusta

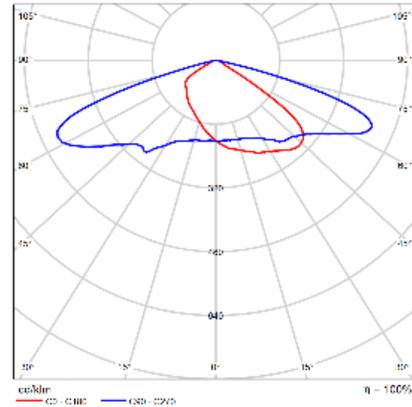


### Ficha de producto

SYLVANIA P27998 LED STREET LIGHT ZD216 66W NW V2

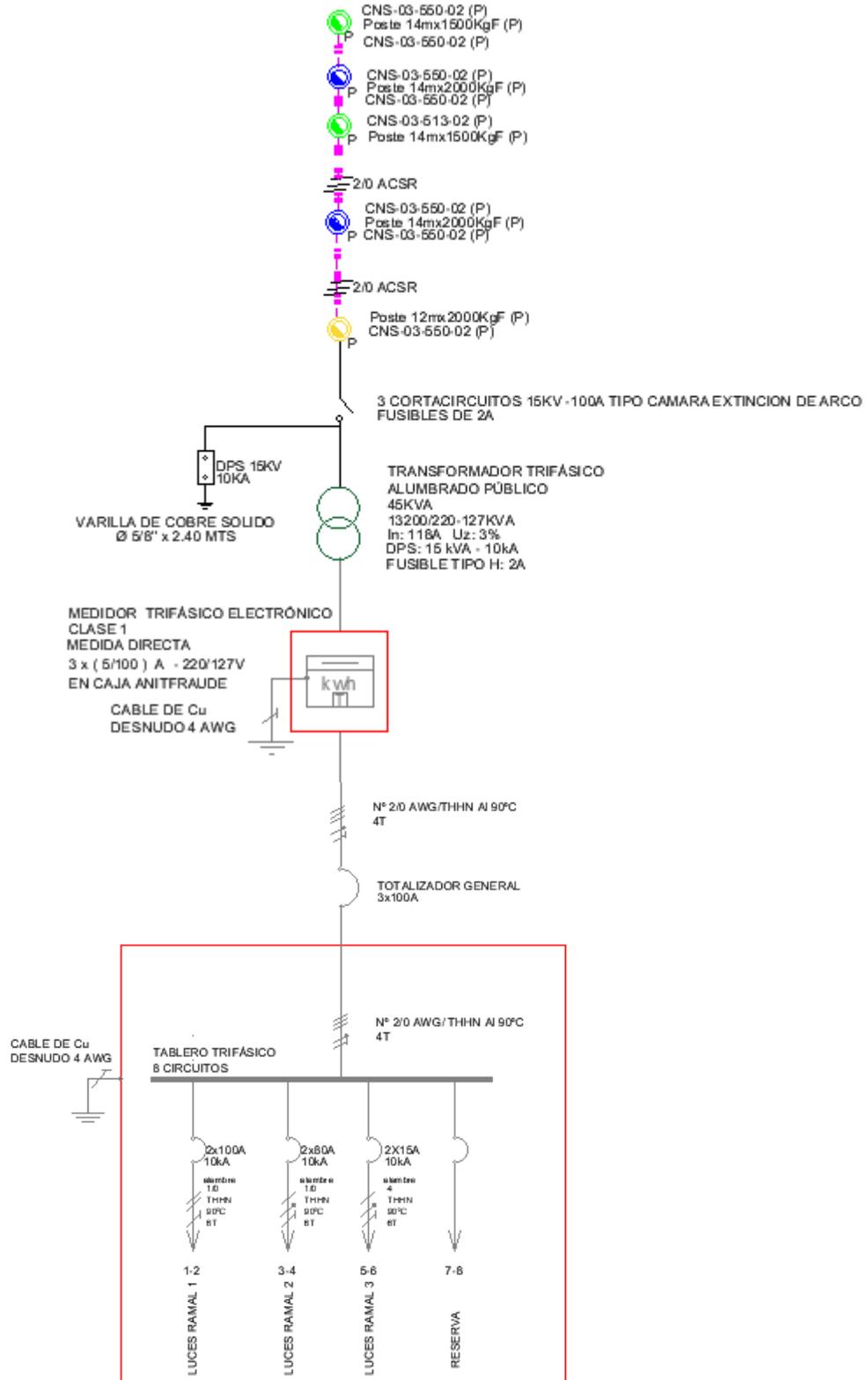


P	66.5 W
$\Phi_{\text{Lámpara}}$	8492 lm
$\Phi_{\text{Luminaria}}$	8481 lm
$\eta$	99.87 %
Rendimiento lumínico	127.5 lm/W
CCT	4000 K
CRI	100



CDL polar

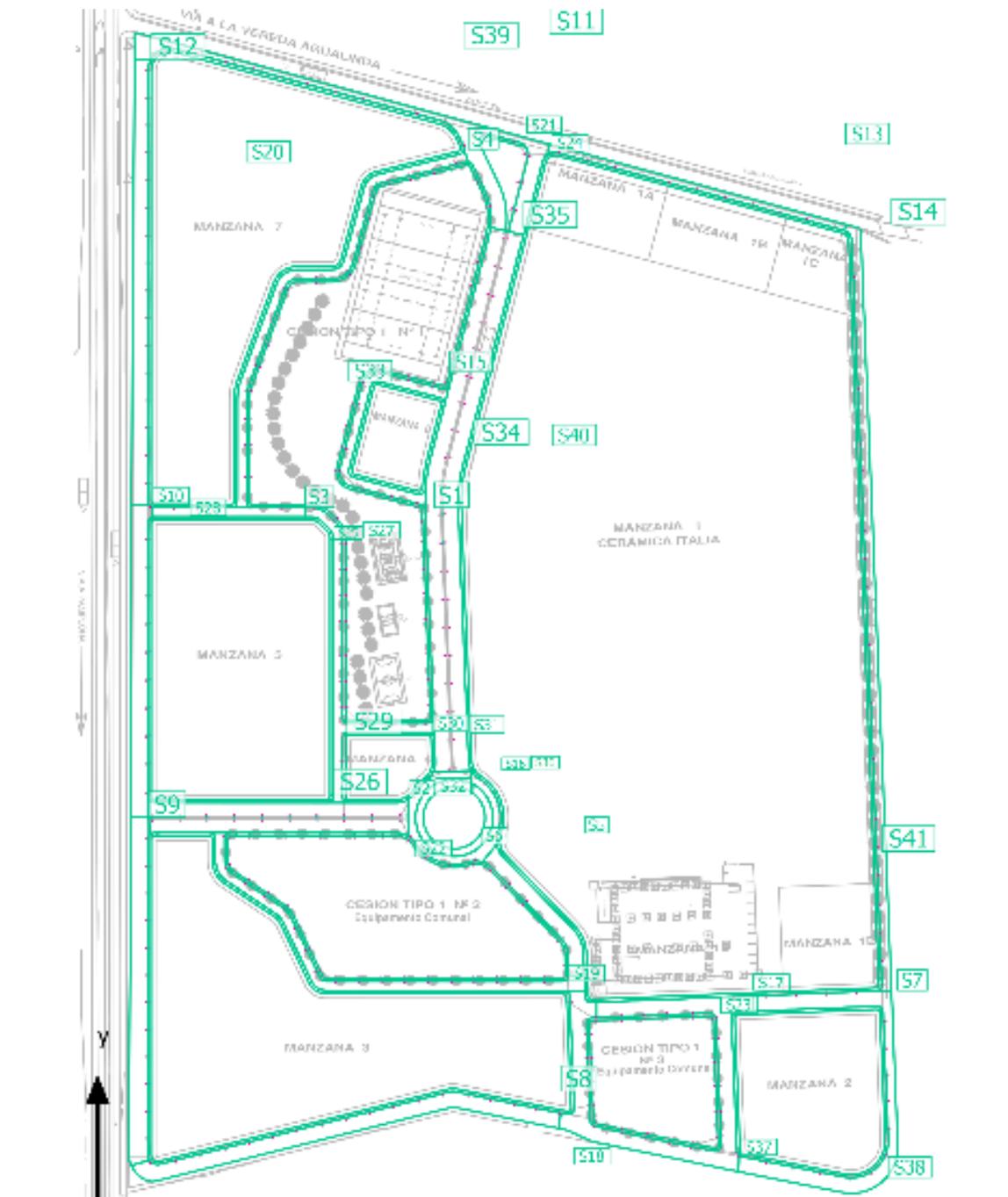
# ANEXO E. DIAGRAMA UNIFILAR RED 13.2 KV Y AP



ANEXO F. PLANO ELÉCTRICO DE LA RED DE 13.2 KV Y AP



## ANEXO G. PLANO DE ILUMINACIÓN RED AP (OBJETOS DE CÁLCULO)



ANEXO H. RESULTADOS DE SIMULACION RED AP



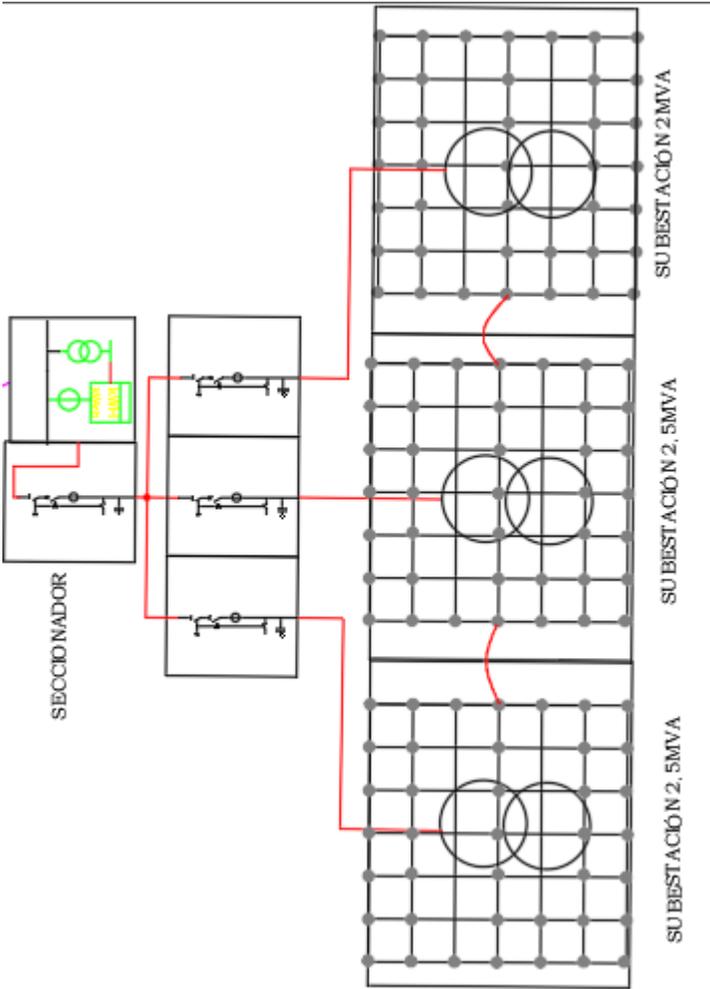
## ANEXO I. RESULTADOS DE SIMULACIÓN AP

MANZANA 7 - EXTERIOR Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	25.0 lx	6.97 lx	41.8 lx	0.28	0.17	S12
Superficie de cálculo 16 Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	32.7 lx	18.5 lx	45.8 lx	0.57	0.40	S13
EXTERIOR CERAMICA ITALIA Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	31.6 lx	12.7 lx	45.9 lx	0.40	0.28	S14
MANZANA 6 Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	46.2 lx	25.2 lx	69.6 lx	0.55	0.36	S15
ROTONDA Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	38.1 lx	16.5 lx	61.5 lx	0.43	0.27	S16
CESION No 3 Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	33.2 lx	9.04 lx	62.9 lx	0.27	0.14	S17
ANDEN MANZ 3 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	24.2 lx	19.3 lx	29.6 lx	0.80	0.65	S18
ANDEN CESION No 2 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	54.8 lx	25.7 lx	71.7 lx	0.47	0.36	S19
ANDEN CESION 1 INTERIOR Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	45.7 lx	23.7 lx	66.5 lx	0.52	0.36	S20
Superficie de cálculo 27 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	51.2 lx	30.8 lx	72.2 lx	0.60	0.43	S21
ANDEN ROTONDA Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	18.8 lx	4.78 lx	41.0 lx	0.25	0.12	S22
Superficie de cálculo 30 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	47.9 lx	26.6 lx	70.3 lx	0.56	0.38	S23

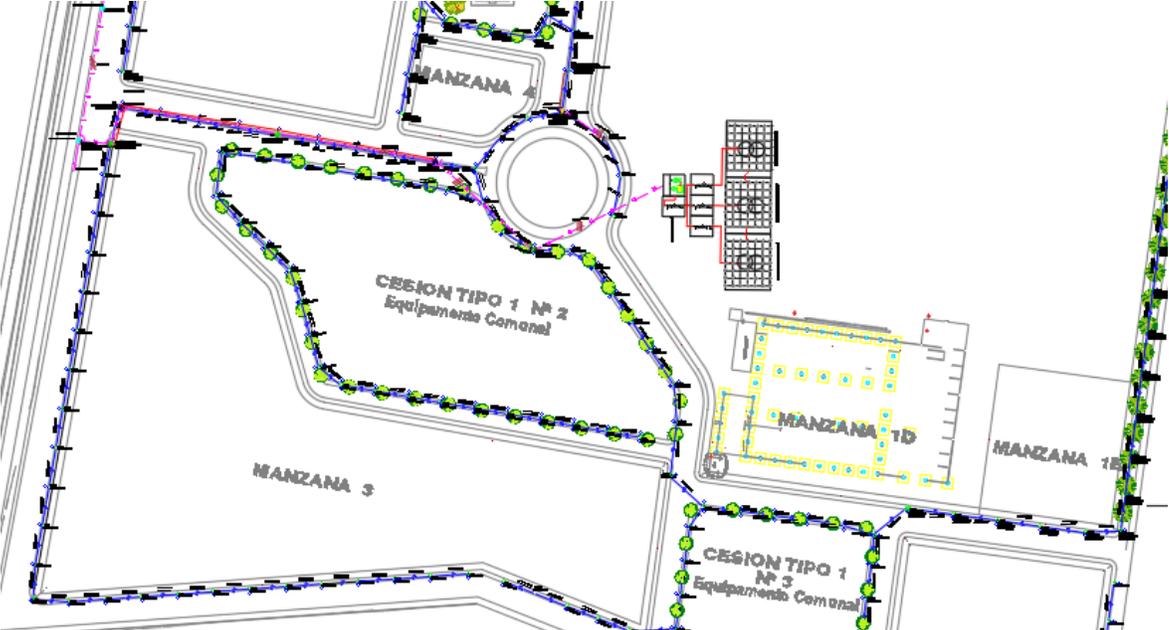
ANDEN-CERAMICA-EXTERIOR Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	20.4 lx	12.1 lx	36.1 lx	0.59	0.34	S24
Superficie de cálculo 35 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	24.6 lx	14.9 lx	37.6 lx	0.61	0.40	S25
Superficie de cálculo 36 Iluminancia perpendicular Altura: 0.050 m	15.6 lx	12.2 lx	35.7 lx	0.78	0.34	S26
Superficie de cálculo 37 Iluminancia perpendicular Altura: 0.050 m	22.9 lx	10.1 lx	34.7 lx	0.44	0.29	S27
Superficie de cálculo 38 Iluminancia perpendicular Altura: 0.050 m	20.6 lx	9.97 lx	36.4 lx	0.48	0.27	S28
Superficie de cálculo 39 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	23.8 lx	10.4 lx	44.6 lx	0.44	0.23	S29
Superficie de cálculo 40 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	22.5 lx	13.1 lx	43.5 lx	0.58	0.30	S30
Superficie de cálculo 41 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	20.7 lx	9.67 lx	38.9 lx	0.47	0.25	S31
Superficie de cálculo 42 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	16.2 lx	12.3 lx	28.5 lx	0.76	0.43	S32
ANDEN_MNZ-6 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	20.3 lx	9.78 lx	34.5 lx	0.48	0.28	S33
Superficie de cálculo 46 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	11.5 lx	8.92 lx	14.6 lx	0.78	0.61	S34
DOBLE VIA_CERAMICA Iluminancia perpendicular Altura: 0.000 m	31.3 lx	13.6 lx	56.2 lx	0.43	0.24	S35

Superficie de cálculo 48 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	24.1 lx	10.2 lx	39.1 lx	0.42	0.26	S36
Superficie de cálculo 49 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	15.6 lx	9.06 lx	64.7 lx	0.58	0.14	S37
Superficie de cálculo 50 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	19.1 lx	8.00 lx	36.8 lx	0.42	0.22	S38
ANDEN MNZ 7 Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	18.6 lx	8.89 lx	24.5 lx	0.48	0.36	S39
Superficie de cálculo 51 Iluminancia perpendicular Altura: 0.050 m	11.6 lx	9.16 lx	14.6 lx	0.79	0.63	S40
ANDEN -MNZ 1D Iluminancia perpendicular Altura: 0.150 m	12.1 lx	7.67 lx	25.8 lx	0.63	0.30	S41

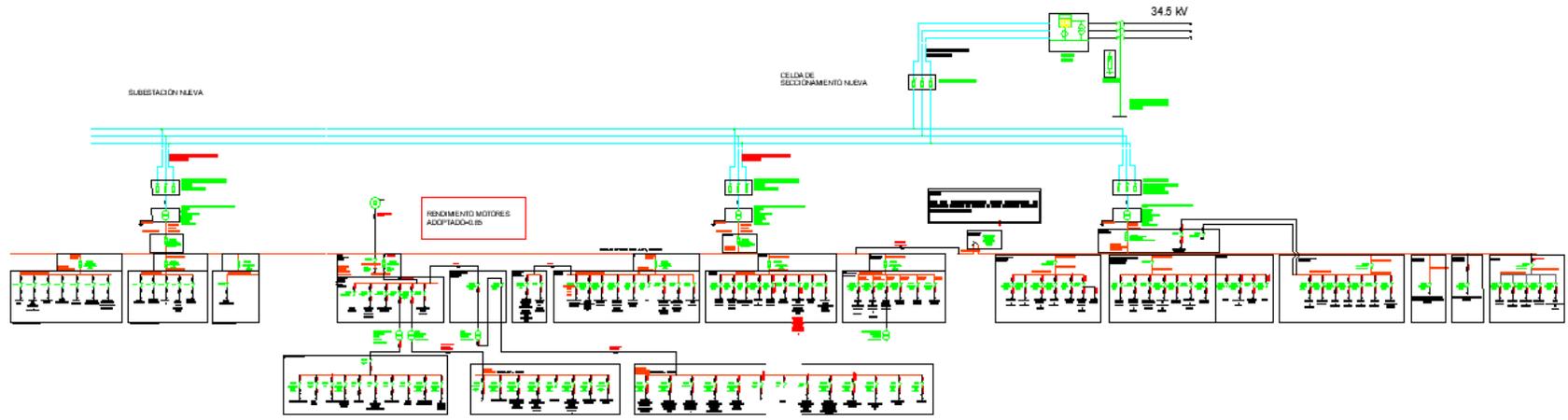
ANEXO J. SUBESTACIÓN 7MVA



ANEXO K. RED DE MT, NIVEL III



# ANEXO L. DIAGRAMA UNIFILAR AGUAS ABAJO DE LA SUBESTACIÓN



**ANEXO M. TABLAS DE REFERENCIA**

TIPO DE MEDIDOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE. (A)
Monofásicos.	1x5/80
Bifásicos.	2 x 5/100
	2 x 1/10
	2 x 5/10
Trifásico	3 x 5/100
	3 x 1/10
	3 x 5/10

**Tabla 43. Tipo de medidores de acuerdo a la corriente.  
Fuente: [3]**

Tipo de medición	Medidor de energía	Características del medidor									
		N°F	N°H	N°E	Vr (V) <sup>1)</sup>	Fr (Hz)	lb (A)	In <sup>2)</sup> (A)	Imáx <sup>3)</sup> (A)	CM (%)	
							Medidor estático			Medidor estático	
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	2	120	60	≤ 10	-	≥ 60	≥ 600	
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1 <sup>1/2</sup>	240						
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2x120/208						
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208						
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1 <sup>1/2</sup>	240	60	-	5	≥6	≥120	
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120						
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208						
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120	60	-	5	≥6	≥120	
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x69.2/120						

- |       |                          |       |                          |
|-------|--------------------------|-------|--------------------------|
| No. F | Numero de fases          | No. H | Numero de hilos          |
| Vr    | Tension de referencia    | Fr    | Frecuencia de referencia |
| In    | Corriente nominal        | Imáx  | Corriente máxima         |
| CM    | Cargabilidad del medidor | No. E | Numero de elementos      |
| lb    | Corriente basica         |       |                          |

**Tabla 44. Medidores de energía y sus características eléctricas  
Tomado de [23]**

DESCRIPCIÓN.	FACTOR DE SEGURIDAD.
Apoyos en concreto	≥2,5
Dispositivos de soporte para colgar transformadores en poste*	5
Aisladores para estructuras en suspensión y retención	≥2,5
Estructura metálica	1,5
Estructuras en acero o en fibra reforzada en vidrio	≥2
Cables para templetes	2,0
Anclajes para templetes	2,5
Herrajes en general.	3
Herrajes para transformadores	5
Elementos de fijación del transformador	≥ 2,5 veces el peso de este
Flexión para espigo.	1,5
Dispositivo para levantar transformadores refrigerados en aceite	5
Dispositivo para levantar transformadores secos	3

**Tabla 45. Factores de seguridad**  
**Fuente CENS**

Circuitos a 13.2kV		Circuitos a 44kV	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los TC
-	-	305 A 457	5/5
138 A 274	10/5	610 A 914	10/5
275 A 411	15/5	915 A 1372	15/5
412 A 503	20/5	1373 A 1715	20/5
504 A 617	25/5	1716 A 2058	25/5
618 A 823	30/5	2059 A 2743	30/5
824 A 1029	40/5	2748 A 3658	40/5
1030 A 1234	50/5	3659 A 4572	50/5
1235 A 1554	60/5	4573 A 5487	60/5
1555 A 1829	75/5	5488 A 6859	75/5
1830 A 2743	100/5	6860 A 9145	100/5
2744 A 4115	150/5	10288 A 13717	150/5
4116 A 5144	200/5	13718 A 18290	200/5

**Tabla 46. Relación de transformación para mediciones indirectas (NTC 5019 2007)**  
**Tomado de [23]**

Parámetros	Un	Cortacircuitos		Seccionadores bajo carga e interruptores (uso exterior)		Seccionadores bajo carga (uso interior)		DPS	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15,0	36,0	15,0	36,0	15,0	36,0	12,0	30,0
Corriente nominal	A	100,0	100,0	400,0	400,0	400,0	400,0	-	-
Nivel básico de aislamiento BIL	kV	110,0	200,0	110,0	200,0	95,0	150,0	110,0	195,0
Tensión sostenida	kV	36,0	70,0	36,0	70,0	34,0	70,0	36,0	70,0

**Tabla 47. Especificaciones técnicas de dispositivos de protección  
Tomado de [3]**

**ANEXO N. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 45KVA**

<b>C O R T A C I R C U I T O</b>	<b>PARAMETRO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
	CANTIDAD	C/U	3
	FRECUENCIA	Hz	60
	TENSION DE SERVICIO	kV	13,2
	TENSION NOMINAL	kV	15
	CORRIENTE NOMINAL	A	100
	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (BIL)	kV	110
	TENSION SOSTENIDA	kV	36
	CORRIENTE DE CORTACIRCUITO SIMETRICA	kA	5
	CORRIENTE DE CORTACIRCUITO ASIMETRICA	kA	12,5
<b>D P S</b>	<b>PARAMETRO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
	CANTIDAD	C/U	3
	FRECUENCIA	Hz	60
	TENSION DE SERVICIO	kV	13,2
	TENSION NOMINAL	kV	15
	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (BIL)	kV	110
	TENSION SOSTENIDA	kV	36
	CAPACIDAD NOMINAL DE DESCARGA	kA	10
	MAXIMA TENSION DE CEBADO	kV	68
	FACTOR DE PUESTA A TIERRA	-	0,8
	FACTO DE SEGUIMIENTO MINIMO DE AISLAMIENTO	-	1,4
	<b>F U S I B L E</b>	<b>PARAMETRO</b>	<b>UNIDAD</b>
POTENCIA TRAFO		KVA	45
TENSION POR ALTA		KV	13,2
CORRIENTE POR ALTA		A	1,97
CORRIENTE DE FUSIBLE		A	2
TIPO DE FUSIBLE		TIPO H	2H

**Tabla 48. Dispositivos de protección subestación 45KVA**

## ANEXO O. REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA BT

REGULACIÓN Y PERDIDAS DE POTENCIA - RED DE ALUMBRADO PÚBLICO VIA DE ACCESO PARQUE INDUSTRIAL LOS VADOS													
TRAMO	ML	SYLVANIA 66W	(KW)	F.P	KVA	M	AAAC	F.C	KG	%R	TOTAL	%PP	TOTAL
										PARC		PARC	
P0-PA1	17,3	218	14,388	0,9	15,987	276,569	2x1/0+6	1	52,33	0,29903	0,299	0,41650	0,4165
PA1-PA2	17,0	216	14,256	0,9	15,840	269,280	2x1/0+6	1	52,33	0,29115	0,590	0,40553	0,8220
PA2-PA165	12,5	92	6,072	0,9	6,747	84,333	2x1/0+6	1	52,33	0,09118	0,681	0,12700	0,9490
PA165-PA166	11,0	90	5,94	0,9	6,600	72,600	2x1/0+6	1	52,33	0,07850	0,760	0,10933	1,0584
PA166-PA168	41,5	89	5,874	0,9	6,527	270,857	2x1/0+6	1	52,33	0,29285	1,053	0,40790	1,4663
PA168-PA169	13,0	85	5,61	0,9	6,233	81,033	2x1/0+6	1	52,33	0,08761	1,140	0,12203	1,5883
PA169-PA172	51,3	5	0,33	0,9	0,367	18,810	2x4+6	1	131,78	0,05121	1,192	0,08895	1,6773
PA169-PA178	106,5	80	5,28	0,9	5,867	624,800	2x1/0+6	1	52,33	0,67553	1,816	0,94093	2,5292
PA178-PA179	15,4	68	4,488	0,9	4,987	76,795	2x1/0+6	1	52,33	0,08303	1,899	0,11565	1,7929
PA179-PA180	14,5	66	4,356	0,9	4,840	70,180	2x1/0+6	1	52,33	0,07588	1,975	0,10569	1,8986
PA180-PA182	42,0	64	4,224	0,9	4,693	197,120	2x1/0+6	1	52,33	0,21313	2,188	0,29686	2,1955
PA182-PA228	63,7	30	1,98	0,9	2,200	140,140	2x2+6	1	83,05	0,24047	2,428	0,33780	2,5333
PA228-PA238	187,5	11	0,726	0,9	0,807	151,250	2x4+6	1	131,78	0,41181	2,840	0,71528	3,2485
PA228-PA252	244,0	15	0,99	0,9	1,100	268,400	2x2+6	1	83,05	0,46055	2,889	0,64697	3,1802
PA182-PA186	73,8	32	2,112	0,9	2,347	173,184	2x1/0+6	1	52,33	0,18725	2,375	0,41745	2,6129
PA186-PA190	69,8	24	1,584	0,9	1,760	122,848	2x1/0+6	1	52,33	0,13282	2,508	0,29612	2,9090
PA190-PA192	41,0	16	1,056	0,9	1,173	48,107	2x1/0+6	1	52,33	0,05201	2,560	0,11596	3,0250
PA192-PA195	59,3	12	0,792	0,9	0,880	52,184	2x1/0+6	1	52,33	0,05642	2,616	0,12579	3,1508
PA195-PA197	46,6	6	0,396	0,9	0,440	20,504	2x1/0+6	1	52,33	0,02217	2,639	0,04942	3,2002
PA2-PA3	17,3	124	8,184	0,9	9,093	157,315	2x1/0+6	1	52,33	0,17009	0,760	0,23691	1,0589
PA3-PA4	17,3	122	8,052	0,9	8,947	154,777	2x1/0+6	1	52,33	0,16734	0,928	0,23309	1,2920
PA4-PA5	17,3	120	7,92	0,9	8,800	152,240	2x1/0+6	1	52,33	0,16460	1,092	0,22927	1,5213
PA5-PA6	17,3	118	7,788	0,9	8,653	149,703	2x1/0+6	1	52,33	0,16186	1,254	0,22545	1,7467
PA6-PA7	17,3	116	7,656	0,9	8,507	147,165	2x1/0+6	1	52,33	0,15911	1,413	0,22163	1,9684
PA7-PA8	17,4	114	7,524	0,9	8,360	145,464	2x1/0+6	1	52,33	0,15728	1,570	0,21906	2,1874
PA8-PA9	17,3	112	7,392	0,9	8,213	142,091	2x1/0+6	1	52,33	0,15363	1,724	0,21398	2,4014
PA9-PA204	12,0	56	3,696	0,9	4,107	49,280	2x1/0+6	1	52,33	0,05328	1,777	0,07421	3,3786
PA204-PA198	102,0	9	0,594	0,9	0,660	67,320	2x4+6	1	131,78	0,18329	1,961	0,31836	3,6969

PA204-PA205	10,5	48	3,168	0,9	3,520	36,960	2x1/0+6	1	52,33	0,03996	1,817	0,05566	3,4342
PA205-PA207	9,0	47	3,102	0,9	3,447	31,020	2x1/0+6	1	52,33	0,03354	1,851	0,04672	3,4809
PA207-PA208	19,9	43	2,838	0,9	3,153	62,751	2x1/0+6	1	52,33	0,06785	1,919	0,09450	3,5754
PA208-PA212	59,8	39	2,574	0,9	2,860	171,028	2x1/0+6	1	52,33	0,18492	2,104	0,25756	3,8330
PA212-PA213	13,6	31	2,046	0,9	2,273	30,917	2x1/0+6	1	52,33	0,03343	2,137	0,04656	3,8796
PA213-PA215	35,0	29	1,914	0,9	2,127	74,433	2x2+6	1	83,05	0,12772	2,265	0,17942	4,0590
PA215-PA216	8,8	23	1,518	0,9	1,687	14,843	2x2+6	1	83,05	0,02547	2,290	0,03578	4,0948
PA216-PA222	96,3	25	1,65	0,9	1,833	176,550	2x2+6	1	83,05	0,30294	2,593	0,42557	4,5203
PA222-PA224	35,9	19	1,254	0,9	1,393	50,021	2x2+6	1	83,05	0,08583	2,679	0,12057	4,6409
PA224-PA265	26,0	16	1,056	0,9	1,173	30,507	2x2+6	1	83,05	0,05235	2,731	0,07354	4,7144
PA265-PA264	17,0	14	0,924	0,9	1,027	17,453	2x2+6	1	83,05	0,02995	2,761	0,04207	4,7565
PA264-PA256	183,0	13	0,858	0,9	0,953	174,460	2x2+6	1	83,05	0,29936	3,061	0,42053	5,1770
PA256-PA253	35,9	4	0,264	0,9	0,293	10,531	2x2+6	1	83,05	0,01807	3,079	0,02538	5,2024
PA9-PA10	17,7	56	3,696	0,9	4,107	72,688	2x1/0+6	1	52,33	0,07859	1,803	0,10947	2,5109
PA10-PA11	17,4	54	3,564	0,9	3,960	68,904	2x1/0+6	1	52,33	0,07450	1,877	0,10377	2,6147
PA11-PA12	17,3	52	3,432	0,9	3,813	65,971	2x1/0+6	1	52,33	0,07133	1,948	0,09935	2,7140
PA12-PA13	17,3	50	3,3	0,9	3,667	63,433	2x1/0+6	1	52,33	0,06858	2,017	0,09553	2,8095
PA13-PA14	16,7	48	3,168	0,9	3,520	58,784	2x1/0+6	1	52,33	0,06356	2,081	0,08853	2,8981
PA14-PA15	17,4	46	3,036	0,9	3,373	58,696	2x1/0+6	1	52,33	0,06346	2,144	0,08839	2,9865
PA15-PA16	17,2	44	2,904	0,9	3,227	55,499	2x1/0+6	1	52,33	0,06001	2,204	0,08358	3,0700
PA16-PA17	17,2	42	2,772	0,9	3,080	52,976	2x1/0+6	1	52,33	0,05728	2,261	0,07978	3,1498
PA17-PA18	17,5	40	2,64	0,9	2,933	51,333	2x1/0+6	1	52,33	0,05550	2,317	0,07731	3,2271
PA18-PA19	18,4	38	2,508	0,9	2,787	51,275	2x1/0+6	1	52,33	0,05544	2,372	0,07722	3,3043
PA19-PA20	17,8	36	2,376	0,9	2,640	46,992	2x1/0+6	1	52,33	0,05081	2,423	0,07077	3,3751
PA20-PA21	17,3	34	2,244	0,9	2,493	43,135	2x1/0+6	1	52,33	0,04664	2,470	0,06496	3,4401
PA21-PA22	17,3	32	2,112	0,9	2,347	40,597	2x1/0+6	1	52,33	0,04389	2,514	0,06114	3,5012
PA22-PA23	11,0	6	0,396	0,9	0,440	4,840	2x4+6	1	131,78	0,01318	2,527	0,02289	3,5241
PA23-PA24	18,6	4	0,264	0,9	0,293	5,456	2x4+6	1	131,78	0,01486	2,542	0,02580	3,5499
PA22-PA25	19,8	26	1,716	0,9	1,907	37,752	2x1/0+6	1	52,33	0,04082	2,554	0,05685	3,5581

PA25-PA26	17,5	24	1,584	0,9	1,760	30,800	2x1/0+6	1	52,33	0,03330	2,588	0,04638	3,6044
PA26-PA27	17,5	23	1,518	0,9	1,687	29,517	2x1/0+6	1	52,33	0,03191	2,620	0,04445	3,6489
PA27-PA28	17,4	22	1,452	0,9	1,613	28,072	2x1/0+6	1	52,33	0,03035	2,650	0,04228	3,6912
PA28-PA29	17,5	21	1,386	0,9	1,540	26,950	2x1/0+6	1	52,33	0,02914	2,679	0,04059	3,7318
PA29-PA30	17,6	20	1,32	0,9	1,467	25,813	2x1/0+6	1	52,33	0,02791	2,707	0,03887	3,7706
PA30-PA31	17,2	19	1,254	0,9	1,393	23,965	2x1/0+6	1	52,33	0,02591	2,733	0,03609	3,8067
PA31-PA32	17,5	18	1,188	0,9	1,320	23,100	2x1/0+6	1	52,33	0,02498	2,758	0,03479	3,8415
PA32-PA33	17,3	17	1,122	0,9	1,247	21,567	2x1/0+6	1	52,33	0,02332	2,781	0,03248	3,8740
PA33-PA34	17,3	16	1,056	0,9	1,173	20,299	2x1/0+6	1	52,33	0,02195	2,803	0,03057	3,9046
PA34-PA35	17,0	15	0,99	0,9	1,100	18,700	2x1/0+6	1	52,33	0,02022	2,823	0,02816	3,9327
PA35-PA85	236,0	13	0,858	0,9	0,953	224,987	2x1/0+6	1	52,33	0,24326	3,067	0,33882	4,2715
P0-PA36	21,0	5	0,33	0,9	0,367	7,700	2x4+4	1	131,78	0,02097	0,021	0,03641	0,0364
PA36-PA37	16,5	3	0,198	0,9	0,220	3,630	2x4+4	1	131,78	0,00988	0,031	0,01717	0,0536
PA37-PA38	17,5	2	0,132	0,9	0,147	2,567	2x4+4	1	131,78	0,00699	0,038	0,01214	0,0657
P0-PA39	15,0	186	12,276	0,9	13,640	204,600	2x1/0+6	1	52,33	0,22121	0,221	0,30812	0,3081
PA39-PA40	15,0	184	12,144	0,9	13,493	202,400	2x1/0+6	1	52,33	0,21883	0,440	0,30481	0,6129
PA40-PA41	16,0	183	12,078	0,9	13,420	214,720	2x1/0+6	1	52,33	0,23215	0,672	0,32336	0,9363
PA41-PA42	17,0	45	2,97	0,9	3,300	56,100	2x2+6	1	83,05	0,09626	0,768	0,13523	1,0715
PA42-PA43	17,0	43	2,838	0,9	3,153	53,607	2x2+6	1	83,05	0,09198	0,860	0,12922	1,2007
PA43-PA44	16,7	41	2,706	0,9	3,007	50,211	2x2+6	1	83,05	0,08616	0,947	0,12103	1,3218
PA44-PA45	17	39	2,574	0,9	2,860	48,620	2x2+6	1	83,05	0,08343	1,030	0,11720	1,439
PA45-PA46	17,0	37	2,442	0,9	2,713	46,127	2x2+6	1	83,05	0,07915	1,109	0,11119	1,5502
PA46-PA47	16,6	35	2,31	0,9	2,567	42,607	2x2+6	1	83,05	0,07311	1,182	0,10270	1,6529
PA47-PA48	16,9	33	2,178	0,9	2,420	40,898	2x2+6	1	83,05	0,07018	1,252	0,09858	1,7514
PA48-PA49	16,9	31	2,046	0,9	2,273	38,419	2x2+6	1	83,05	0,06592	1,318	0,09261	1,844
PA49-PA50	16,9	29	1,914	0,9	2,127	35,941	2x2+6	1	83,05	0,06167	1,380	0,08663	1,9307
PA50-PA51	13,0	27	1,782	0,9	1,980	25,740	2x4+6	1	131,78	0,07008	1,450	0,12173	2,0524
PA51-PA62	194,0	25	1,65	0,9	1,833	355,667	2x4+6	1	131,78	0,96838	2,419	1,68199	3,7344
PA62-PA63	14,0	14	0,924	0,9	1,027	14,373	2x4+6	1	131,78	0,03913	2,458	0,06797	3,8024

PA63-PA75	192,4	13	0,858	0,9	0,953	183,421	2x4+6	1	131,78	0,49941	2,957	0,86742	4,6698
PA41-PA76	13,8	141	9,306	0,9	10,340	142,692	2x1/0+6	1	52,33	0,15427835	0,826	0,21489	1,28641
PA76-PA77	16,0	43	2,838	0,9	3,153	50,453	2x4+6	1	131,78	0,13737067	0,964	0,23860	1,525
PA77-PA82	101,3	41	2,706	0,9	3,007	304,575	2x4+6	1	131,78	0,82927557	1,793	1,44037	2,9654
PA82-PA83	17,8	36	2,376	0,9	2,640	46,992	2x4+6	1	131,78	0,1279464	1,921	0,22223	3,1876
PA83-PA86	46,4	34	2,244	0,9	2,493	115,691	2x4+6	1	131,78	0,31499413	2,236	0,54711	3,7347
PA86-PA89	45,6	28	1,848	0,9	2,053	93,632	2x4+6	1	131,78	0,2549344	2,491	0,44280	4,1775
PA89-PA90	12,0	22	1,452	0,9	1,613	19,360	2x4+6	1	131,78	0,052712	2,544	0,09156	4,2691
PA90-PA99	135,0	20	1,32	0,9	1,467	198,000	2x4+6	1	131,78	0,5391	3,083	0,93636	5,2054
PA76-PA100	15,5	98	6,468	0,9	7,187	111,393	2x1/0+6	1	52,33	0,12043829	0,335	0,16775	1,45416
PA100-PA101	14,4	96	6,336	0,9	7,040	101,376	2x1/0+6	1	52,33	0,10960756	0,445	0,15267	1,6068
PA101-PA102	15,6	94	6,204	0,9	6,893	107,536	2x1/0+6	1	52,33	0,11626775	0,561	0,16195	1,7688
PA102-PA103	11,5	92	6,072	0,9	6,747	77,587	2x1/0+6	1	52,33	0,08388658	0,645	0,11684	1,8856
PA103-PA107	63,0	90	5,94	0,9	6,600	415,800	2x1/0+6	1	52,33	0,44956227	1,095	0,62618	2,5118
PA107-PA108	16,0	82	5,412	0,9	6,013	96,213	2x2+6	1	83,05	0,16509333	1,260	0,23192	2,7437
PA108-PA109	23,0	80	5,28	0,9	5,867	134,933	2x2+6	1	83,05	0,23153333	1,491	0,32525	3,069
PA109-PA110	19,0	78	5,148	0,9	5,720	108,680	2x2+6	1	83,05	0,186485	1,678	0,26197	3,3309
PA110-PA111	10,0	38	2,508	0,9	2,787	27,867	2x4+6	1	131,78	0,07587333	1,754	0,13178	3,4627
PA111-PA114	45,7	36	2,376	0,9	2,640	120,648	2x4+6	1	131,78	0,3284916	2,082	0,57056	4,0333
PA114-PA115	20,0	7	0,462	0,9	0,513	10,267	2x4+6	1	131,78	0,02795333	2,110	0,04855	4,0818
PA115-PA119	60,0	5	0,33	0,9	0,367	22,000	2x4+6	1	131,78	0,0599	2,170	0,10404	4,1859
PA114-PA120	11,7	25	1,65	0,9	1,833	21,450	2x2+6	1	83,05	0,03680625	2,119	0,05170	4,08499
PA120-PA124	62,3	23	1,518	0,9	1,687	105,079	2x2+6	1	83,05	0,18030658	2,299	0,25329	4,33828
PA124-PA135	30,0	15	0,99	0,9	1,100	33,000	2x2+6	1	83,05	0,056625	2,356	0,07955	4,41783
PA135-PA139	71,5	13	0,858	0,9	0,953	68,163	2x2+6	1	83,05	0,11696208	2,473	0,16431	4,58213
PA139-PA140	13,5	8	0,528	0,9	0,587	7,920	2x2+6	1	83,05	0,01359	2,486	0,01909	4,60122
PA140-PA141	13,0	7	0,462	0,9	0,513	6,673	2x2+6	1	83,05	0,01145083	2,498	0,01609	4,61731
PA141-PA142	16,0	6	0,396	0,9	0,440	7,040	2x2+6	1	83,05	0,01208	2,510	0,01697	4,63428
PA142-PA146	62,9	5	0,33	0,9	0,367	23,063	2x2+6	1	83,05	0,03957458	2,550	0,05559	4,68987

PA110-PA129	76,4	41	2,706	0,9	3,007	229,709	2x2+6	1	83,05	0,39416033	2,072	0,55371	3,88465
PA129-PA134	76,7	12	0,792	0,9	0,880	67,496	2x2+6	1	83,05	0,115817	2,188	0,16270	4,04735
PA129-PA147	18,6	29	1,914	0,9	2,127	39,556	2x2+6	1	83,05	0,0678745	2,140	0,09535	3,98000
PA147-PA151	79,7	19	1,254	0,9	1,393	111,049	2x2+6	1	83,05	0,19054942	2,330	0,26768	4,24768
PA151-PA152	15,0	15	0,99	0,9	1,100	16,500	2x2+6	1	83,05	0,0283125	2,359	0,03977	4,28745
PA152-PA86	240,0	14	0,924	0,9	1,027	246,400	2x2+6	1	83,05	0,4228	2,781	0,59394	4,88139

**Tabla 49. Regulación y pérdidas de potencia BT**  
**Fuente: Autor**

**ANEXO P. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA**  
**• SUBESTACIÓN 45KVA**

**SUBESTACIÓN 45KVA**

<b>CALCULO DE RESISTENCIA DE LA MALLA</b>			
$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$			
<b>VARIABLE</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>NOTAS</b>
Largo	9	m	Largo de la Malla
Ancho	9	m	Ancho de la malla
Conductores paralelos X	3	unid	
Conductores paralelos Y	3	unid	
Varillas	9	Unid	Cantidad de varillas
Longitud varillas	2,4	m	
Area de la malla (A)	81	m <sup>2</sup>	
LC	54	m	Largo de los Conductores
LR	21,6	m	Largo de las varillas
Longitud Total (L)	75,6	m	Longitud total del conductor enterrado
P	200	ohm*m	Resistividad del Terreno
h	0,7		Profundidad del terreno
Rg	11,3012313	ohm	<b>RESISTENCIA DE LA MALLA</b>

**Tabla 50. Calculo de resistencia de malla**  
**Fuente: Autor**

SUBESTACIÓN 45KVA			
$E_t 50 = \frac{(1000 + 6C_s \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_s}}$ $E_p 50 = \frac{(1000 + 1,5C_s \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_s}}$ $C_s = \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del Terreno
Ps	2000	Ohm*m	Resistividad de la Capa Superficial
hs	0,1	metros	Espesor de la capa superficial
Cs	0,72068966		Factor de Corrección
ts	0,15	segundos	Tiempo de despeje de falla
E-toque(50Kg)	947,073528	Voltios	Tension de Toque
E-Paso(50Kg)	2889,76197	Voltios	Tension de Paso

**Tabla 51. Cálculo de tensiones de paso y toque subestación 45kva**  
**Fuente: Autor**

SUBESTACIÓN 45KVA			
TENSION DE MALLA			
			$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M}$ $K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right]$ $L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] L_R$
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del terreno
Ig	146,437023	A	Corriente de falla primaria drenada
Km	1,04989029		Factor Geometrico
Ki	1,088		Factor de Corrección de corriente
Kii	1		
D	3,00	m	Distancia entre conductores paralelos
h	0,7	m	Profundidad del conductor
n	3		Numero de Conductores paralelos
d	0,00130995	m	Diametro del conductor de la malla
Kh	1,30384048		Factor correctivo de profundidad de los conductores
LC	54	m	Longitud de los cables
LR	21,6	m	Longitud de las varillas
Lx	9	m	Longitud en x
Ly	9	m	Longitud en y
Lr	9		Longitud de la varilla
LM	106,113678		Longitud Efectiva
Em	315,269773		Tension de Malla

**Tabla 52. Tensión de malla, subestación 45kva  
Tomado de autor**

- SUBESTACIÓN 2.5MVA

SUBESTACIÓN 2.5MVA			
DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA IEEE 80/2000			
Variable	Valor	Unidad	Notas
Largo(x)	20		
Ancho(y)	20		
Conductores Paralelos (x)	7		
Conductores Paralelos (y)	7		
Varillas	39		Numero total de varillas
Longitudes de Varillas	2,4		
D (Longitud/N.Conduc - 1)	3,33		Distancia entre conductores paralelo
h	0,7	metros	Profundidad del terreno
P (Medida)	200	Ohm	Resistividad del terreno
tc	0,15	segundos	Tiempo estimado de falla para alta y baja
Peso	50	Kg	Peso de la persona
hs	0,1	metros	Espesor de la capa superficial
ps	2000	Ohm*m	Resistividad de la capa superficial
pot	2500	KVA	Potencia del Transformador
Uz%	6,50%		Tensión de Cortocircuito
Ts (En el secundario)	0,44	KV	Nivel de tension
If	50467,6809	A	Corriente simétrica de falla a tierra
Df	0,4		Factor de decremento
Sf	0,093		Factor de división de corriente
Cp	1		Factor de crecimiento futuro de la subestación
Ig	1877,39773	A	Corriente máxima a disipar en la malla.
Tm	1084	°C	Tipo de Uniones: Soldadura exotermica
Ta	30	°C	Temperatura ambiente

**Tabla 53. Datos iniciales SPT subestación 2.5MVA**  
**Tomado de autor**

SUBESTACIÓN 2.5MVA			
CALCULO DE CONDUCTOR DE MALLA			
CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA SECUNDARIA			
		$I_f = (Pot / (1,73 * T_s)) / Z$	
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Potencia	2500	KVA	Potencia del Transformador
Ts	0,44	KV	Tension en el secundario
Uz%	6,5%		Tensión de cortocircuito
If	50467,6809		Corriente de Falla
CALCULO DEL AREA DEL CONDUCTOR			
$A_{mm^2} = I_f \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCA \cdot 10^{-4}}{t_c a_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
If	50,4676809	KA	Corriente de falla
Tm	1084	°C	Tipo de uniones (Temperatura maxima)
Ta	30	°C	Temperatura Ambiente
Tr	20	°C	Temperatura de Referencia para las KTE de materiales
tc	0,15	segundos	Tiempo de despeje de la falla
ar	0,00381	1/°C	Coefficiente termico de resistividad
pr	1,7774	uOhm/cm3	Resistividad del Conductor a la temperatura de referencia
K0	242,467192	(1/ar)-Tr	Coefficiente termico
TCAP	3,422	J/cm3/°C	Factor de Capacidad Térmica
A	69,1141601	mm2	Area del Conductor
Calibre del Conductor	2/0	AWG	Calibre del conductor
d	0,00469038	mm	Diametro del Conductor

**Tabla 54. Cálculo de conductor de malla subestación 2.5MVA  
Tomado de autor**

SUBESTACIONES 2.5MVA			
$E_t50 = \frac{(1000 + 6C_s\rho_s)x0,116}{\sqrt{t_s}}$ $E_p50 = \frac{(1000 + 1,5C_s\rho_s)x0,116}{\sqrt{t_s}}$ $C_s = \frac{0,09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del Terreno
Ps	2000	Ohm*m	Resistividad de la Capa Superficial
hs	0,1	metros	Espesor de la capa superficial
Cs	0,720689655		Factor de Corrección
ts	0,15	segundos	Tiempo de despeje de falla
E-toque(50Kg)	947,0735276	Voltios	Tension de Toque

**Tabla 55. Tensiones de toque y paso subestación 2.5MVA  
Tomado de autor**

SUBESTACIONES 2.5MVA			
CALCULO DE RESISTENCIA DE LA MALLA			
$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Largo		20 m	Largo de la Malla
Ancho		20 m	Ancho de la malla
Conductores paralelos X		7 unid	
Conductores paralelos Y		7 unid	
Varillas		39 Unid	Cantidad de varillas
Longitud varillas		2,4 m	
Area de la malla (A)		400 m <sup>2</sup>	
LC		280 m	Largo de los Conductores
LR		93,6 m	Largo de las varillas
Longitud Total (L)		373,6 m	Longitud total del conductor enterrado
P		200 ohm*m	Resistividad del Terreno
h		0,7	Profundidad del terreno
Rg	4,704837072	ohm	RESISTENCIA DE LA MALLA

**Tabla 56. Cálculo de resistencia de la malla subestación 2.5MVA  
Tomado de autor**

SUBESTACIONES 2.5MVA			
CALCULO DEL GPR			
			$V(GPR) = I_G * R_g$
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Ig	1877,398	A	Corriente de falla primaria
Rg	4,704837	Ohm*m	Resistencia de malla
<b>GPR</b>	<b>8832,85</b>	Voltios	GPR
El GPR para que cumpla debe ser menor a la Tension de Toque.			

**Tabla 57. Cálculo del GPR subestación 2.5MVA  
Tomado de autor**

SUBESTACIONES 2.5MVA			
TENSION DE MALLA			
$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M}$ $K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$ $L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] L_R$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del terreno
Ig	1877,398	A	Corriente de falla primaria drenada
Km	0,750601		Factor Geometrico
Ki	1,68		Factor de Corrección de corriente
Kii	1		
D	3,33	m	Distancia entre conductores paralelos
h	0,7	m	Profundidad del conductor
n	7		Numero de Conductores paralelos
d	0,00469	m	Diametro del conductor de la malla
Kh	1,30384		Factor correctivo de profundidad de los conductores
LC	280	m	Longitud de los cables
LR	93,6	m	Longitud de las varillas
Lx	20	m	Longitud en x
Ly	20	m	Longitud en y
Lr	20		Longitud de la varilla
LM	505,8259		Longitud Efectiva
Em	936,0603		Tension de Malla

**Tabla 58. Tensión de malla subestación 2.5MVA  
Fuente autor**

- **SUBESTACIÓN 2MVA**

<b>SUBESTACIÓN 2MVA</b>			
<b>DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA IEEE 80/2000</b>			
<b>Variable</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Notas</b>
Largo(x)	20		
Ancho(y)	20		
Conductores Paralelos (x)	7		
Conductores Paralelos (y)	7		
Varillas	39		Numero total de varillas
Longitudes de Varillas	2,4		
D (Longitud/N.Conduc - 1)	3,33		Distancia entre conductores paralelo
h	0,7	metros	Profundidad del terreno
P (Medida)	200	Ohm	Resistividad del terreno
tc	0,15	segundos	Tiempo estimado de falla para alta y baja
Peso	50	Kg	Peso de la persona
hs	0,1	metros	Espesor de la capa superficial
ps	2000	Ohm*m	Resistividad de la capa superficial
pot	2000	KVA	Potencia del Transformador
Uz%	6,00%		Tensión de Cortocircuito
Ts (En el secundario)	0,44	KV	Nivel de tension
If	43738,7	A	Corriente simétrica de falla a tierra
Df	0,4		Factor de decremento
Sf	0,093		Factor de división de corriente
Cp	1		Factor de crecimiento futuro de la subestación
Ig	1627,078	A	Corriente máxima a disipar en la malla.
Tm	1084	°C	Tipo de Uniones: Soldadura exotermica
Ta	30	°C	Temperatura ambiente

**Tabla 59. Datos iniciales SPT subestación 2MVA**  
**Fuente autor**

SUBESTACIÓN 2MVA			
CALCULO DE CONDUCTOR DE MALLA			
CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA SECUNDARIA			
		$I_f = (Pot / (1,73 * Ts)) / Z$	
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Potencia	2000	KVA	Potencia del Transformador
Ts	0,44	KV	Tension en el secundario
Uz%	6,0%		Tensión de cortocircuito
If	43738,6568		Corriente de Falla
CALCULO DEL AREA DEL CONDUCTOR			
$A_{mm^2} = I_f \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCA, 10^{-4}}{t_c a_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
If	43,7386568	KA	Corriente de falla
Tm	1084	°C	Tipo de uniones (Temperatura maxima)
Ta	30	°C	Temperatura Ambiente
Tr	20	°C	Temperatura de Referencia para las KTE de materiales
tc	0,15	segundos	Tiempo de despeje de la falla
ar	0,00381	1/°C	Coefficiente termico de resistividad
pr	1,7774	uOhm/cm3	Resistividad del Conductor a la temperatura de referencia
KO	242,467192	(1/ar)-Tr	Coefficiente termico
TCAP	3,422	J/cm3/°C	Factor de Capacidad Térmica
A	59,8989388	mm2	Area del Conductor
Calibre del Conductor	2/0	AWG	Calibre del conductor
d	0,00436651	mm	Diametro del Conductor

**Tabla 60. Cálculo de conductor de malla subestación 2MVA**  
Fuente autor

SUBESTACIÓN 2MVA			
$E_t 50 = \frac{(1000 + 6C_s \rho_s) x 0,116}{\sqrt{t_s}}$			
$E_p 50 = \frac{(1000 + 1,5C_s \rho_s) x 0,116}{\sqrt{t_s}}$			
$C_s = \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del Terreno
Ps	2000	Ohm*m	Resistividad de la Capa Superficial
hs	0,1	metros	Espesor de la capa superficial
Cs	0,72068966		Factor de Corrección
ts	0,15	segundos	Tiempo de despeje de falla
E-toque(50Kg)	947,073528	Voltios	Tension de Toque
E-Paso(50Kg)	2889,76197	Voltios	Tension de Paso

**Tabla 61. Tensiones de toque y paso subestación 2MVA**  
Fuente autor

SUBESTACIÓN 2MVA			
CALCULO DE RESISTENCIA DE LA MALLA			
$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right]$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Largo	20	m	Largo de la Malla
Ancho	20	m	Ancho de la malla
Conductores paralelos X	7	unid	
Conductores paralelos Y	7	unid	
Varillas	39	Unid	Cantidad de varillas
Longitud varillas	2,4	m	
Area de la malla (A)	400	m2	
LC	280	m	Largo de los Conductores
LR	93,6	m	Largo de las varillas
Longitud Total (L)	373,6	m	Longitud total del conductor enterrado
P	200	ohm*m	Resistividad del Terreno
h	0,7		Profundidad del terreno
Rg	4,704837072	ohm	<b>RESISTENCIA DE LA MALLA</b>

**Tabla 62. Cálculo de resistencia de la malla subestación 2MVA**  
Fuente autor

SUBESTACIONES 2MVA			
CALCULO DEL GPR			
			$V(GPR) = I_G * R_g$
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
Ig	1627,078	A	Corriente de falla primaria
Rg	4,70483707	Ohm*m	Resistencia de malla
<b>GPR</b>	<b>7655,13704</b>	Voltios	<b>GPR</b>
El GPR para que cumpla debe ser menor a la Tension de Toque.			

**Tabla 63. Cálculo del GPR subestación 2MVA**  
Fuente autor

SUBESTACIÓN 2MVA			
TENSION DE MALLA			
$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M}$ $K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$ $L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] L_R$			
VARIABLE	VALOR	UNIDAD	NOTAS
P	200	Ohm*m	Resistividad del terreno
Ig	1627,07803	A	Corriente de falla primaria drenada
Km	0,76198905		Factor Geometrico
Ki	1,68		Factor de Corrección de corriente
Kii	1		
D	3,33	m	Distancia entre conductores paralelos
h	0,7	m	Profundidad del conductor
n	7		Numero de Conductores paralelos
d	0,00436651	m	Diametro del conductor de la malla
Kh	1,30384048		Factor correctivo de profundidad de los conductores
LC	280	m	Longitud de los cables
LR	93,6	m	Longitud de las varillas
Lx	20	m	Longitud en x
Ly	20	m	Longitud en y
Lr	20		Longitud de la varilla
LM	505,825938		Longitud Efectiva
Em	823,560093		Tension de Malla

**Tabla 64. Tensión de malla subestación 2MVA**  
**Fuente autor**

## ANEXO Q. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES Y UNIDADES CONSTRUCTIVAS

MEDIA TENSIÓN					
I. NIVEL II					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PU	PT
1.1	Estructura derivación trifásica con cortacircuito (730). Incluye 10 ML cable ACSR # 2 para puentes	UNID.	1	\$ 2.278.568	\$ 2.278.568
1.2	Estructura terminal disposición horizontal trifásica (550)	UNID.	7	\$ 815.877	\$ 5.711.139
1.3	Estructura de paso doble disposición horizontal trifásica 13,2kV (513)	UNID.	1	\$ 1.377.809	\$ 1.377.809
1.4	Suministro y tendido de 3N° ACSR 2/0 desde punto de conexión hasta transformador de 45KVA	ML	240	\$ 17.502	\$ 4.200.502
1.5	Suministro, hincada y fundida de poste de concreto de 14m x 1500 kgf	UNID.	2	\$ 4.173.500	\$ 8.347.000
1.6	Suministro, hincada y fundida de poste de concreto de 14m x 2000 kgf	UNID.	2	\$ 4.728.208	\$ 9.456.416
1.7	Suministro, hincada y fundida de poste de concreto de 12m x 2000 kgf	UNID.	1	\$ 4.614.654	\$ 4.614.654
1.8	Suministro e instalación cruceta de protecciones con 3 DPS 15kV, 3 cortacircuitos 15kV con fusible 2H,	UNID.	2	\$ 991.314	\$ 1.982.628
1.9	Transformador convencional aereo de 45KVA. Instalado con base metálica, abrazaderas 10-12 y accesorios de conexión	UNID.	1	\$ 6.313.152	\$ 6.313.152
1.10	Sistema a tierra para DPS en poste, con cinta de kit de tierra, varilla cobrizada de 5/8*2,40 y caja en concreto de 30*30 para SPT	UNID.	1	\$ 140.000	\$ 140.000
II. NIVEL III					
2.1	Estructura derivación trifásica con cortacircuito (730). Incluye 10 ML cable ACSR # 2 para puentes	UNID.	1	\$ 1.381.401	\$ 1.381.401
2.2	Estructura terminal disposición horizontal trifásica (550)	UNID.	9	\$ 815.877	\$ 7.342.893
2.3	Estructura de paso doble disposición horizontal trifásica 13,2kV (513)	UNID.	1	\$ 1.377.809	\$ 1.377.809
2.4	Suministro y tendido de 3N° ACSR 2/0 desde punto de conexión hasta subestación 7MVA	ML	300	\$ 17.502	\$ 5.250.627
III. ALUMBRADO PÚBLICO					
3.1	Suministro e instalación de luminaria Led street light 66W, con fotocelda y brazo	UNID.	407	\$ 778.986	\$ 317.047.232

3.2	Suministro e instalación de brazo sencillo certificado para soporte de luminarias item anterior	UNID.	155	\$ 300.000	\$ 46.500.000	
3.3	Suministro e instalación de brazos dobles certificado para soporte de luminarias item anterior	UNID.	126	\$ 350.000	\$ 44.100.000	
3.4	Suministro e instalación de percha con aislador	UNID.	300	\$ 7.998	\$ 2.399.400	
3.5	Conectores de penetracion para alumbrado publico	UNID.	1221	\$ 3.200	\$ 3.907.200	
3.6	Conexión a red trenzada con encauchetado 3No. 14 AWG/THHN/Cu	ML	1221	\$ 5.400	\$ 6.593.400	
3.7	Red para alimentacion de alumbrado público 2X1/0+1/0 AWG TPLEX AAC/ACSR	ML	1650	\$ 11.450	\$ 18.892.500	
3.8	Red para alimentacion de alumbrado público 2X2+2 AWG TPLEX AAC/ACSR	ML	1770	\$ 9.000	\$ 15.930.000	
3.9	Red para alimentacion de alumbrado público 2X4+4 AWG TPLEX AAC/ACSR	ML	1350	\$ 6.500	\$ 8.775.000	
3.10	Poste de concreto 8mx510kgf	UNID.	217	\$ 825.780	\$ 179.194.252	
3.11	Poste de concreto 8mx750kgf	UNID.	62	\$ 835.757	\$ 51.816.957	
3.12	Poste de concreto 8mx2000kgf	UNID.	1	\$ 2.384.000	\$ 2.384.000	
3.13	Suministro e instalación de Kit sistema de puesta a tierra de BT con caja de concreto 30*30cm y varilla cobrizada de 5/8*2,40m	UNID.	20	\$ 129.720	\$ 2.594.400	
3.14	Suministro e instalación de tablero trifásico de 8 circuitos con 1 breaker de 2*100A, 1 breaker de 2x80A, 1 breaker de 2x15A.	UNID.	1	\$ 362.800	\$ 563.200	
3.15	Suministro e instalación de caja antifraude para medidor trifásico con medida directa, pin de corte y totalizador de 3x40A instalado con accesorios incluidos y cable de conexión a tierra	UNID.	1	\$ 508.529	\$ 508.529	
3.16	Sistema a tierra para medidor con varilla cobrizada 5/8 x 2,40 mts y caja de 30*30*cm libres	UNID.	1	\$ 129.720	\$ 129.720	
				TOTAL	\$ 35.692.014	\$ 761.110.389

**Tabla 65. Descripción de actividades y unidades constructivas**  
**Fuente: Autor**

**ANEXO R. APU DE LAS DIFERENTE UNIDADES CONSTRUCTIVA**

	CONCEPTO	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.1 MATERIALES						
1.1						
	ESTRUCTURA 730	UNID.	1,000	\$ 1.381.401	\$ 1.381.401,00	
						\$ 1.381.401,00
Observación: El cálculo se basa solo en el suministro e instalación de la estructura sobre el poste, partiendo de que la posteria ya está instalada.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.2 MANO DE OBRA						\$ 233.181,78
1.1						
	CAPATAZ	HH	4,00	\$ 16.818,18	\$ 67.272,73	
	LINIERO-1	HH	4,00	\$ 18.920,45	\$ 75.681,82	
	AUXILIAR ELECTRICO	HH	4,00	\$ 8.409,09	\$ 33.636,36	
	OPERADOR CAMIO-GRUA PLATAFORMA 12 TON	HH	4,00	\$ 14.147,72	\$ 56.590,87	
Observación: Contando con un RENDIMIENTO: 2 PZA/JORNAL.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS						\$ 11.659,09
OBSERVACIÓN: se ingresa los datos de equipos y herramientas; todo equipo pesado que interviene en el proyecto con su correspondiente costo horario. Respecto a las herramientas menores se asume un porcentaje que involucre su valor de reposición.						
<b>1. COSTO DIRECTOS TOTALES</b>						\$ 1.626.241,87

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
-----------------	-------------	-------	-------	-----------------	----------------	--------------

2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES	
<b>2.1 COSTOS INDIRECTOS</b>	\$ 406.560,47
OBSERVACIÓN: Administrativos, depreciación y mantenimiento, servicios, fletes, gastos oficina, seguridad y capacitación, seguros, finanzas, costos de financiamiento, demas.	

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						\$ 609.840,70
2.2 UTILIDADES						\$ 203.280,23
OBSERVACIÓN: Se ingresa el valor considerado como utilidad del contratista, la misma que se estima del 10 % de la suma de los costos directos e indirectos.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>3. CALCULO DE CARGOS ADICIONALES-ITBIS</b>						\$ 42.485,57
	base gravable	%	10		\$ 223.608,26	
	ITBIS de la base gravable	%	19		\$ 42.485,57	
OBSERVACIÓN: base gravable en la venta y prestación de servicios para el IVA, contando con un IVA de 19%.						

TOTAL, COSTO UNITARIO DE UNIDAD CONSTRUCTIVA	\$ 2.278.568,14
--	-----------------

- Tendido de cable ACSR 2/0

	CONCEPTO	UNID	CANT	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.1 MATERIALES						
1.	conductor calibre 2/0 ACSR	ML	0,013	\$	\$	
4				11.085,00	138,56	

	conductor calibre 2/0 ACSR	ML	0,010	\$ 11.085,00	\$ 110,85	\$ 249,41
El cálculo de las cantidades esta medida en METRO LINEAL. Todo está comparado en relación de los metros a instalar de la red de distribución (240m).						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						\$
1.2 MANO DE OBRA						11.659,09
1.4						
	CAPATAZ	HH	0,20	\$ 16.818,18	\$ 3.363,64	
	LINIERO-1	HH	0,20	\$ 18.920,45	\$ 3.784,09	
	AUXILIAR ELECTRICO	HH	0,20	\$ 8.409,09	\$ 1.681,82	
	OPERADOR CAMIO-GRUA PLATAFORMA 12 TON	HH	0,20	\$ 14.147,72	\$ 2.829,54	
Cada precio unitario por trabajador corresponde a cada salario por trabajador más prestaciones, auxilios y aportes de ley (Rendimiento: 40ML/Hora)						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						\$
1.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS						582,95
OBSERVACIÓN: se ingresa los datos de equipos y herramientas; todo equipo pesado que interviene en el proyecto con su correspondiente costo horario. Respecto a las herramientas menores se asume un porcentaje que involucre su valor de reposición.						
<b>1. COSTO DIRECTOS TOTALES</b>						\$ 12.491,46

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2.1 COSTOS INDIRECTOS</b>						\$ 3.122,86
OBSERVACIÓN: Administrativos, depreciación y mantenimiento, servicios, fletes, gastos oficina, seguridad y capacitación, seguros, finanzas, costos de financiamiento, demás.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						\$ 4.684,30

2.2 UTILIDADES	\$ 1.561,43
OBSERVACIÓN: Se ingresa el valor considerado como utilidad del contratista, la misma que se estima del 10 % de la suma de los costos directos e indirectos.	

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>3. CALCULO DE CARGOS ADICIONALES-ITBIS</b>						\$ 326,34
	base gravable	%	10		\$ 1.717,58	
	ITBIS de la base gravable	%	19		\$ 326,34	
OBSERVACIÓN: base gravable en la venta y prestación de servicios para el IVA, contando con un IVA de 19%.						

TOTAL, COSTO UNITARIO DE UNIDAD CONSTRUCTIVA	\$ 17.502,09
--	-----------------

- Poste de concreto
- 

	CONCEPTO	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
<b>1.1 MATERIALES</b>						
1.5	Poste de concreto 14mx1500 kgf	UNID.	1,000	\$ 1.731.000,00	\$ 1.731.000,00	
						\$ 1.731.000,00
OBSERVACIÓN: se instalará cada uno de los postes, siendo el único material como costo, ya que la parte de excavación, relleno y todo relacionado con obra civil no entra costos unitarios de la parte eléctrica (no siendo así se agregarán precios de material civil a los costos).						

	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
<b>1.2 MANO DE OBRA</b>						\$ 233.181,78

1.						
5						
	CAPATAZ	HH	4,00	\$ 16.818,18	\$ 67.272,73	
	LINIERO-1	HH	4,00	\$ 18.920,45	\$ 75.681,82	
	AUXILIAR ELECTRICO	HH	4,00	\$ 8.409,09	\$ 33.636,36	
	OPERADOR CAMIO-GRUA PLATAFORMA 12 TON	HH	4,00	\$ 14.147,72	\$ 56.590,87	
Observación: Contando RENDIMIENTO: 2 PZA/JORNAL.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS						\$ 11.659,09
OBSERVACIÓN: se ingresa los datos de equipos y herramientas; todo equipo pesado que interviene en el proyecto con su correspondiente costo horario. Respecto a las herramientas menores se asume un porcentaje que involucre su valor de reposición.						
<b>1. COSTO DIRECTOS TOTALES</b>						\$ 1.975.840,87

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						
<b>2.1 COSTOS INDIRECTOS</b>						\$ 493.960,22
OBSERVACIÓN: Administrativos, depreciación y mantenimiento, servicios, fletes, gastos oficina, seguridad y capacitación, seguros, finanzas, costos de financiamiento, demás.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						\$ 740.940,33
2.2 UTILIDADES						\$ 246.980,11

OBSERVACIÓN: Se ingresa el valor considerado como utilidad del contratista, la misma que se estima del 10 % de la suma de los costos directos e indirectos.

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>3. CALCULO DE CARGOS ADICIONALES-ITBIS</b>						\$ 51.618,84
	base gravable	%	10		\$ 271.678,12	
	ITBIS de la base gravable	%	19		\$ 51.618,84	
OBSERVACIÓN: base gravable en la venta y prestación de servicios para el IVA, contando con un IVA de 19%.						

TOTAL COSTO UNITARIO DE UNIDAD CONSTRUCTIVA	\$ 2.768.400,04
---	-----------------

- Montaje del transformador 45kva

	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
<b>1.1 MATERIALES</b>						\$ 5.858.782,67
1.9						
	collarin una salida de 6"-7"	UNI D.	4,00	\$ 15.000	\$ 60.000	
	alambre 4 AWG cobre desnudo	KG	4,00	\$ 7.262	\$ 29.048	
	arandela de presión de 5/8"	UNI D.	2,00	\$ 138	\$ 276	
	arandela de presión de 1/2"	UNI D.	2,00	\$ 190	\$ 380	
	cinta de acero inoxidable de 3/4"	ML	6,00	\$ 1.700	\$ 10.200	
	hebilla de acero inoxidable de 3/4"	UNI D.	2,00	\$ 450	\$ 900	
	perno de 1/2" x 1-1/2" galvanizado en caliente	UNI D.	2,00	\$ 839	\$ 1.678	
	perno de 1/2" x 6" galvanizado en caliente	UNI D.	2,00	\$ 2.141	\$ 4.282	
	tubo conduit 1/2" metálico galvanizado	ML	1,00	\$ 8.876	\$ 8.876	

tubo conduit 3/4" metálico galvanizado	ML	1,00	\$ 11.921	\$ 11.921	
transformador trifásico 45 KVA	UNI D.	1,00	\$ 5.731.221	\$ 5.731.221	
Observación: El montaje del transformador cuenta ya con la posteria y cruceta de protecciones instalada					

	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.2 MANO DE OBRA						\$ 233.181,78
1.9						
	CAPATAZ	HH	4,00	\$ 16.818,18	\$ 67.272,73	
	LINIERO	HH	4,00	\$ 18.920,45	\$ 75.681,82	
	AUXILIAR ELECTRICO	HH	4,00	\$ 8.409,09	\$ 33.636,36	
	OPERADOR CAMIO-GRUA PLATAFORMA 12 TON	HH	4,00	\$ 14.147,72	\$ 56.590,87	
Observación: Contando RENDIMIENTO: 2 PZA/JORNAL.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS						\$ 11.659,09
OBSERVACIÓN: se ingresa los datos de equipos y herramientas; todo equipo pesado que interviene en el proyecto con su correspondiente costo horario. Respecto a las herramientas menores se asume un porcentaje que involucre su valor de reposición.						
<b>1. COSTO DIRECTOS TOTALES</b>						\$ 6.103.623,53

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						
2.1 COSTOS INDIRECTOS						\$ 61.210,22
OBSERVACIÓN: Administrativos, depreciación y mantenimiento, servicios, fletes, gastos oficina, seguridad y capacitación, seguros, finanzas, costos de financiamiento, demás.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						\$ 91.815,33

2.2 UTILIDADES	\$ 30.605,11
OBSERVACIÓN: Se ingresa el valor considerado como utilidad del contratista, la misma que se estima del 10 % de la suma de los costos directos e indirectos.	

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>3. CALCULO DE CARGOS ADICIONALES-ITBIS</b>						\$ 117.713,34
	base gravable	%	10		\$ 619.543,89	
	ITBIS de la base gravable	%	19		\$ 117.713,34	
OBSERVACIÓN: base gravable en la venta y prestación de servicios para el IVA, contando con un IVA de 19%.						

TOTAL, COSTO UNITARIO DE UNIDAD CONSTRUCTIVA	\$ 6.313.152,20
--	-----------------

- Instalación de luminarias AP

	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
<b>1.1 MATERIALES</b>						\$ 346.449,00
3. 1						
	luminaria Led street light 66W, con fotocelda	UNI D.	1,00	\$ 346.449	\$ 346.449	
Observación: El cálculo se hará para la instalación de la luminaria en poste de concreto ya instalado						

	DESCRIPCIÓN	UNI D.	CAN T.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
<b>1.2 MANO DE OBRA</b>						\$ 66.515,14
3. 1						

CAPATAZ	HH	1,33	\$ 16.818,18	\$ 22.424,24
LINIERO	HH	1,33	\$ 18.920,45	\$ 25.227,27
OPERADOR CAMIO-GRUA PLATAFORMA 12 TON	HH	1,33	\$ 14.147,72	\$ 18.863,62
Observación: Contando RENDIMIENTO: 6 PZA/JORNAL.				

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>1. COSTO DIRECTOS</b>						
1.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS						\$ 3.325,76
OBSERVACIÓN: se ingresa los datos de equipos y herramientas; todo equipo pesado que interviene en el proyecto con su correspondiente costo horario. Respecto a las herramientas menores se asume un porcentaje que involucre su valor de reposición.						
<b>1. COSTO DIRECTOS TOTALES</b>						\$ 416.289,90

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						
2.1 COSTOS INDIRECTOS						\$ 104.072,47
OBSERVACIÓN: Administrativos, depreciación y mantenimiento, servicios, fletes, gastos oficina, seguridad y capacitación, seguros, finanzas, costos de financiamiento, demás.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>2. COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDADES</b>						\$ 156.108,71
2.2 UTILIDADES						\$ 52.036,24
OBSERVACIÓN: Se ingresa el valor considerado como utilidad del contratista, la misma que se estima del 10 % de la suma de los costos directos e indirectos.						

CODIGO ENSAMBLE	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
<b>3. CALCULO DE CARGOS ADICIONALES-ITBIS</b>						\$ 10.875,57

	base gravable	%	10		\$	57.239,86	
	ITBIS de la base gravable	%	19		\$	10.875,57	
OBSERVACIÓN: base gravable en la venta y prestación de servicios para el IVA, contando con un IVA de 19%.							
TOTAL, COSTO UNITARIO DE UNIDAD CONSTRUCTIVA						\$	583.274,18

## ANEXO S. SALARIOS Y PRESTACIONES VIGENTES

SALARIOS EN EL AREA ELECTRICA-PROMEDIOS			
CARGO	MENSUAL	HORA	DIA
TECNICO ELECTRICISTA T3	\$ 1.200.000,00	\$ 6.818,18	\$ 54.545,45
LINIERO ELECTRICISTA T5	\$ 1.800.000,00	\$ 10.227,27	\$ 81.818,18
SUPERVISOR INGENIERO	\$ 2.400.000,00	\$ 13.636,36	\$ 109.090,91
CAPATAZ ELECTRICISTA	\$ 1.600.000,00	\$ 9.090,91	\$ 72.727,27
AYUDANTE ELECTRICISTA	\$ 800.000,00	\$ 4.545,45	\$ 36.363,64
AYUDANTE LINIERO	\$ 900.000,00	\$ 5.113,64	\$ 40.909,09
OPERADOR CARRO GRUA	\$ 1.345.945,00	\$ 7.647,41	\$ 61.179,32

SALARIO MINIMO VIGENTE-2020	\$
Jornada ordinaria 48 horas semanales. 8 horas diarias	908.526,00

SALARIO MINIMO DIARIO-2020	\$ 30.250,00
Jornada ordinaria (diurno) 8 horas diarias	

SALARIO MINIMO HORA-2020	\$ 4.229,00
--------------------------	-------------

Jornada ordinaria 6 A.M. – 9 P.M	
----------------------------------	--

AUXILIO MENSUAL	\$
Jornada ordinaria 48 horas semanales. 8 horas diarias	106.454,00

AUXILIO DIARIO	\$ 3.548,00
1 Día laboral	

Aportes a seguridad social con el salario mínimo			
SALUD	EMPLEADOR	TRABAJADOR	INDEPENDIENTE
	(8.5%) \$77225	(4%) \$36341	(12.5%) \$113566

Aportes a seguridad social con el salario mínimo			
PENSION	EMPLEADOR	TRABAJADOR	INDEPENDIENTE
	(12%) \$109.024	(4%) \$36341	(16%) \$145365

Aportes a seguridad social con el salario mínimo					
RIESGOS PROFESIONALES	RIESGO I	RIESGO II	RIESGO III	RIESGO IV	RIESGO V
	\$ 4.742	\$ 9.484	\$ 22.131	\$ 39.520	\$ 63.233
CAJA DE COMPESACIONES	(4%) \$36341 mensual				