

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“Elaboración de propuesta de estándar para la  
construcción de subestaciones de transformación  
Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV  
a 23/13.2/4.16KV”**

PRESENTADO POR:

**MANUEL ANTONIO BARAHONA ROMERO**

**ÁNGEL ALBERTO UMAÑA SALINAS**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO DE 2011

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

**RECTOR :**

**MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ**

**SECRETARIO GENERAL :**

**LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**DECANO :**

**ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO**

**SECRETARIO :**

**ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR :**

**ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**“Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV”**

Presentado por :

**MANUEL ANTONIO BARAHONA ROMERO**

**ÁNGEL ALBERTO UMAÑA SALINAS**

Trabajo de Graduación aprobado por :

Docentes Directores :

**ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS**

**ING. JOSÉ LUIS REGALADO**

San Salvador, marzo de 2011

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores:

**ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS**

**ING. JOSÉ LUIS REGALADO**

## ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 22 de febrero de 2011, en la Sala de Lectura, a las 16:00 horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia  
Director
2. Ing. Salvador de Jesús German  
Secretario



Firma:

Wilber Calderón  
*[Handwritten signature]*

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Julio César Rodríguez Herrera
- 2- Ing. Armando Martínez Calderón

Firma:

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten signature]*

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV”

A cargo de los Bachilleres:

BARAHONA ROMERO, MANUEL ANTONIO  
UMAÑA SALINAS, ÁNGEL ALBERTO

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: 8.4

(ocho punto cuatro. )

**MANUEL ANTONIO BARAHONA ROMERO**

**AGRADECIMIENTOS**

A DIOS TODO PODEROSO POR TODAS LAS BENDICIONES RECIBIDAS EN EL TRANSCURSO DE MI CARRERA Y PERMITIRME ALCANZAR ESTE LOGRO CON SALUD Y BIENESTAR.

A MI QUERIDA MADRE ELBA ROMERO POR BRINDARME SIEMPRE SU APOYO, SIEMPRE SACRIFICÁNDOSE PROCURANDO MI BIENESTAR Y POR SACARME HACIA ADELANTE; Y POR SUS SABIOS CONSEJOS, LOS CUALES ME AYUDARON Y AYUDARAN A LEVANTARME EN LOS MOMENTOS DIFÍCILES.

A MIS HERMANOS POR SU APOYO Y AYUDA EN EL TRANSCURSO DE MI CARRERA.

A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS POR COMPARTIR MOMENTOS DE TRISTEZA Y ALEGRÍA, Y POR BRINDARME SU APOYO Y AYUDA CUANDO MÁS LO NECESITÉ.

A MIS PROFESORES POR COMPARTIR SUS CONOCIMIENTOS Y EXPERIENCIAS, LAS CUALES SERÁN DE GRAN AYUDA EN EL DESARROLLO DE MI PROFESIÓN.

## **DEDICATORIA**

A LA MEMORIA DE MI QUERIDÍSIMO PADRE JOAQUÍN BARAHONA, QUIEN SIEMPRE ENCONTRABA LA MANERA DE TRANSMITIRME SU SABIDURÍA ENSEÑÁNDOME QUE LA CONSTANCIA, SACRIFICIO Y TRABAJO DURO CONLLEVAN A ALCANZAR EL ÉXITO; SUS ENSEÑANZAS SERÁN MI GUÍA DURANTE LA VIDA QUE DIOS ME CONCEDA.

**ÁNGEL ALBERTO UMAÑA SALINAS**

**AGRADECIMIENTOS**

A Dios Todo Poderoso por haberme dado el don de la vida

## **DEDICATORIA**

A mi hijo Josué Abel, quien es mi fuerza de voluntad y ganas de vivir

## ÍNDICE DE CONTENIDO

	PÁG.
INTRODUCCIÓN.....	17
COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN MEDIA TENSIÓN.....	18
MÓDULO DE ENTRADA.....	19
MÓDULO DE SALIDA.....	19
MÓDULO DE TRANSFORMACIÓN.....	20
MODULO DE BARRAS.....	20
MODULO DE RED DE TIERRA.....	21
MÓDULO DE SERVICIOS AUXILIARES.....	21
TÍTULO I: ASPECTOS GENERALES.....	22
CAPÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES.....	22
Art. 1 Objeto.....	22
Art. 2 Alcance.....	22
Art. 3 Definiciones Y Acrónimos.....	22
3.1 Definiciones.....	22
3.2 Acrónimos.....	26
TÍTULO II: CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y SEGURIDAD.....	28
CAPÍTULO I: SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.....	28
Art. 15 Referencia.....	29
CAPÍTULO II: DISTANCIAS ELÉCTRICAS.....	30
Art. 17 Subestaciones con conductores flexibles.....	30
Art. 19 Distancia Vertical entre conductores de fase.....	30
Art. 20 Distancia Horizontal entre conductores de fase.....	31
Art. 21 Distancias mínimas de seguridad.....	31
Art. 22 Distancia de seguridad para cuchillas seccionadoras.....	32
Art. 23 Referencia.....	32
CAPÍTULO III: CONDUCTORES.....	33

Art. 27	Conductores desnudos tipo ACSR.....	33
Art. 28	Conductores desnudos tipo AAC.....	34
Art. 29	Conductores desnudos de Cobre.....	34
Art. 30	Cables de Potencia.....	35
Art. 31	Conductores de Baja Tensión.....	35
Art. 32	Conductores de Control.....	36
Art. 33	Referencia.....	36
<b>CAPITULO IV: AISLADORES.....</b>		<b>37</b>
Art. 35	Selección de Aisladores.....	37
Art. 39	Tipos de Aisladores.....	37
Art. 40	Aisladores de porcelana.....	37
Art. 41	Aisladores poliméricos tipo suspensión.....	39
Art. 42	Referencia.....	41
<b>CAPÍTULO V: PARARRAYOS.....</b>		<b>42</b>
Art 44	Condiciones ambientales de operación.....	42
Art 45	Clases de Pararrayos.....	42
Art 46	Características de diseño.....	42
Art 47	Características Eléctricas Generales.....	42
Art 48	Ubicación.....	43
Art 49	Referencia.....	43
<b>CAPÍTULO VI: HERRAJES.....</b>		<b>44</b>
<b>CAPÍTULO VII: SECCIONADORES.....</b>		<b>44</b>
Art. 52	Condiciones ambientales de operación.....	44
Art. 53	Tipos de Seccionadores.....	44
53.1	Seccionador de puesta a tierra.....	44
53.2	Seccionador de bypass.....	44
Art. 54	Características Eléctricas Generales.....	45
Art. 55	Mecanismo de operación.....	46
Art. 56	Accionamientos.....	46
Art. 57	Ubicación.....	46
Art 58	Referencia.....	47

<b>CAPÍTULO VIII: FUSIBLES.....</b>	<b>48</b>
<b>Art. 60 Condiciones ambientales de diseño.....</b>	<b>48</b>
<b>Art. 61 Características eléctricas generales.....</b>	<b>48</b>
<b>Art. 62 Fusibles tipo “T”.....</b>	<b>49</b>
<b>62.3 Requerimientos eléctricos de Intercambio.....</b>	<b>49</b>
<b>Art. 63 Fusibles de potencia tipo “E”.....</b>	<b>50</b>
<b>63.2 Requerimientos eléctricos de Intercambio.....</b>	<b>50</b>
<b>Art. 64 Ubicación.....</b>	<b>51</b>
<b>Art. 65 Referencia.....</b>	<b>51</b>
<b>CAPÍTULO IX: INTERRUPTORES DE POTENCIA.....</b>	<b>52</b>
<b>Art. 67 Tipos de interruptores. ....</b>	<b>52</b>
<b>Art. 68 Características Generales.....</b>	<b>52</b>
<b>Art. 69 Características Eléctricas Generales.....</b>	<b>53</b>
<b>Art. 70 Mecanismos de operación.....</b>	<b>54</b>
<b>Art. 71 Ubicación.....</b>	<b>54</b>
<b>Art. 72 Referencia.....</b>	<b>54</b>
<b>CAPÍTULO X: RECERRADOR.....</b>	<b>55</b>
<b>Art. 74 Características generales.....</b>	<b>55</b>
<b>Art. 75 Características eléctricas.....</b>	<b>55</b>
<b>Art. 76 Mecanismos de operación.....</b>	<b>56</b>
<b>Art. 77 Ubicación.....</b>	<b>56</b>
<b>Art. 78 Referencia.....</b>	<b>57</b>
<b>CAPÍTULO XI: TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....</b>	<b>58</b>
<b>Art. 80 Características Generales.....</b>	<b>58</b>
<b>80.1 Tipo de refrigeración. ....</b>	<b>58</b>
<b>Art. 81 Características Eléctricas.....</b>	<b>59</b>
<b>Art. 82 Potencia nominal.....</b>	<b>59</b>
<b>Art. 87 Instrumentos de medición.....</b>	<b>60</b>
<b>Art. 88 Referencia.....</b>	<b>60</b>
<b>CAPÍTULO XII: CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>61</b>
<b>Art. 90 Características Generales. ....</b>	<b>61</b>

Art. 91 Características Eléctricas.....	62
Art. 92 Referencia.....	62
<b>CAPÍTULO XIII: TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....</b>	<b>63</b>
Art. 94 Especificación de transformadores de instrumento.....	63
Art. 95 Transformadores de Corriente (TC).....	63
95.3 Burden.....	63
95.4 Clase de precisión.....	64
Art. 96 Transformadores de potencial (TP).....	64
96.4 Burden.....	65
96.5 Clase de precisión.....	65
Art. 97 Ubicación.....	65
Art. 98 Referencia.....	66
<b>CAPÍTULO XIV: RELEVADORES.....</b>	<b>67</b>
Art. 101 Identificación de relevadores para protección.....	67
Art. 102 Protección del transformador.....	68
102.1 Protección primaria.....	68
102.2 Protección de respaldo.....	69
Art. 103 Protección de buses y Líneas de distribución.....	69
103.1 Protección líneas.....	69
103.2 Protección de buses.....	69
Art. 104 Referencia.....	70
<b>CAPÍTULO XV: SERVICIOS AUXILIARES.....</b>	<b>71</b>
Art. 107 Transformador de Servicio Propio.....	71
Art. 108 Sistema de Iluminación.....	71
Art. 109 Sistema de Corriente Continua (DC) .....	73
Art. 110 Sistema Scada.....	75
Art. 111 Referencia.....	76
<b>CAPÍTULO XVI: SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>77</b>
Art. 113 Criterios para el Diseño y Análisis de sistemas de Tierra.....	77
Art. 114 Conexión de Equipos a la Malla.....	78
114.1 Transformadores de Potencia.....	78

114.2 Equipos de Medición (TC y TP).....	79
114.3 Estructuras.....	79
114.4 Sistemas de Control, Protección y Comunicaciones.....	79
Art. 115 Referencia.....	80
<b>CAPÍTULO XVII: OBRA CIVIL.....</b>	<b>81</b>
Art. 118 Consideraciones para fundaciones de equipos.....	81
Art. 119 Materiales.....	82
Art. 120 Albañilería.....	82
Art. 121 Referencias.....	83
<b>TITULO III. ANEXOS.....</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO 1: DISEÑO DE SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE</b>	
<b>MT/MT. ....</b>	<b>84</b>
<b>1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN BARRA DE 46 KV.....</b>	<b>84</b>
<b>2. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN BARRA DE 13.2 KV.....</b>	<b>84</b>
<b>3. ESPACIAMIENTOS.....</b>	<b>84</b>
<b>4. ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....</b>	<b>85</b>
<b>5. PARARRAYOS LADO DE 46 KV.....</b>	<b>85</b>
<b>6. PARARRAYOS LADO DE 13.2 KV.....</b>	<b>85</b>
<b>7. SECCIONADORES LADO DE 46 KV.....</b>	<b>86</b>
<b>8. SECCIONADORES LADO DE 13.2 KV.....</b>	<b>86</b>
<b>9. INTERRUPTOR DE POTENCIA.....</b>	<b>86</b>
<b>10. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....</b>	<b>87</b>
<b>11. AISLADORES.....</b>	<b>88</b>
<b>12. RECERRADOR.....</b>	<b>88</b>
<b>13. BANCO DE BATERÍAS.....</b>	<b>89</b>
<b>Paso 1: Cálculo del número de celdas.....</b>	<b>89</b>
<b>Paso 2: Cálculo del Voltaje final por Celda aceptable.....</b>	<b>90</b>
<b>Paso 3: Dimensionamiento de las celdas.....</b>	<b>90</b>
<b>Paso 4 – Aplicar factores de corrección a las celdas.....</b>	<b>92</b>
<b>Paso 5 – Cálculo del cargador de baterías.....</b>	<b>94</b>
<b>14. ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO</b>	<b>95</b>

<b>A. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....</b>	<b>95</b>
<b>TRASFORMADOR: TC1 y TC3.....</b>	<b>95</b>
<b>TRANSFORMADOR TC2.....</b>	<b>96</b>
<b>TRANSFORMADOR TC4, TC6, TC8.....</b>	<b>96</b>
<b>TRANSFORMADOR TC5, TC7, TC9.....</b>	<b>97</b>
<b>B. TRANSFORMADOR POTENCIAL.....</b>	<b>97</b>
<b>15. DISEÑO DE SISTEMA DE TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN DE</b>	
<b>TRANSFORMACIÓN (TOMADO DE IEEE-80) .....</b>	<b>98</b>
<b>DATOS DE DISEÑO.....</b>	<b>100</b>
<b>REJILLA CUADRADA CON VARILLAS DE TIERRA.....</b>	<b>100</b>
<b>PASO 1: Datos de Campo.....</b>	<b>100</b>
<b>PASO 2: Tamaño del conductor.....</b>	<b>100</b>
<b>PASO 3: El criterio de voltaje de paso y de toque.....</b>	<b>103</b>
<b>PASO 4: Diseño inicial.....</b>	<b>104</b>
<b>PASO 5: Corriente máxima de rejilla .....</b>	<b>105</b>
<b>PASO 6: Gradiente de potencial a tierra GPR.....</b>	<b>106</b>
<b>PASO 7: Voltaje de malla.....</b>	<b>106</b>
<b>PASO 8: Em VRS <math>E_{TOQUE}</math>.....</b>	<b>108</b>
<b>PASO 9: Es VRS <math>E_{PASO}</math>.....</b>	<b>108</b>
<b>ANEXO 2: PLANOS DE SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE</b>	
<b>MT/MT.....</b>	<b>112</b>
<b>HOJA 1: SIMBOLOGÍA.....</b>	<b>112</b>
<b>HOJA 2: DIAGRAMA UNIFILAR, NIVEL DE TENSIÓN 46/13.2 KV.....</b>	<b>113</b>
<b>HOJA 3: DIAGRAMA UNIFILAR, NIVEL DE TENSIÓN 46/23 KV.....</b>	<b>114</b>
<b>HOJA 4: DIAGRAMA UNIFILAR, NIVEL DE TENSIÓN 46/4.16 KV.....</b>	<b>115</b>
<b>HOJA 5: DETALLE DE VISTA EN PLANTA.....</b>	<b>116</b>
<b>HOJA 6: DETALLE DE VISTA EN PERFIL.....</b>	<b>117</b>
<b>HOJA 7: VISTA EN PLANTA ALUMBRADO EXTERIOR.....</b>	<b>118</b>
<b>HOJA 8: VISTA EN PLANTA RED DE TIERRA.....</b>	<b>119</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁG.
<b>Figura 1.</b> Diagrama de un sistema de potencia general.....	18
<b>Figura 2.</b> Gráfica de ciclo de trabajo.....	91
<b>Figura 3.</b> Cs Versus hs.....	103
<b>Figura 4.</b> Vista de planta de red de tierra.....	105
<b>Figura 5.</b> Hoja de cálculo para el diseño de Malla de Puesta a Tierra.....	109
a) Selección de la opción para procesamientos de datos.....	109
b) Ingreso de datos de diseño.....	109
c) Procesamientos de datos.....	110
d) Resultados del diseño.....	111

## ÍNDICE DE TABLAS

	PÁG.
<b>Tabla 1.</b> Factores de Corrección por altitud.....	30
<b>Tabla 2.</b> Distancia Vertical mínima entre conductores de fase.....	31
<b>Tabla 3.</b> Distancia horizontal mínima entre conductores de fase.....	31
<b>Tabla 4.</b> Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas.....	31
<b>Tabla 5.</b> Distancias mínimas de seguridad para cuchillas seccionadoras.....	32
<b>Tabla 6.</b> Conductores de aluminio con refuerzo de acero ACSR.....	33
<b>Tabla 7.</b> Conductores desnudos todo de aluminio AAC.....	34
<b>Tabla 8.</b> Conductores desnudos de Cobre.....	35
<b>Tabla 9.</b> Requerimientos de diseño del aislador tipo columna.....	38
<b>Tabla 10.</b> Requerimientos de diseño del aislador tipo espiga.....	38
<b>Tabla 11.</b> Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión.....	39
<b>Tabla 12.</b> Número de aisladores por fase de acuerdo al voltaje nominal. ....	39
<b>Tabla 13.</b> Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión polimérico.....	40
<b>Tabla 14.</b> Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo estación oxido metálico..	43

<b>Tabla 15.</b> Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo intermedio oxido metálico. ....	<b>43</b>
<b>Tabla 16.</b> Voltajes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.....	<b>45</b>
<b>Tabla 17.</b> Corrientes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.....	<b>45</b>
<b>Tabla 18.</b> Tiempo de fusión por corriente, fusible tipo “T”.....	<b>49</b>
<b>Tabla 19.</b> Pruebas de voltaje para fusibles de potencia. ....	<b>51</b>
<b>Tabla 20.</b> Valores nominales de voltaje y corriente para interruptores de potencia. ....	<b>53</b>
<b>Tabla 21.</b> Características eléctricas nominales de recerradores. ....	<b>56</b>
<b>Tabla 22.</b> Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración.....	<b>59</b>
<b>Tabla 23.</b> Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración para transformadores de 3,750 KVA a 12,500 KVA.....	<b>59</b>
<b>Tabla 24.</b> Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL). ....	<b>60</b>
<b>Tabla 25.</b> Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing.....	<b>60</b>
<b>Tabla 26.</b> Voltajes y niveles de aislamiento para MC switchgear.....	<b>62</b>
<b>Tabla 27.</b> Burden (carga) estándar para transformadores de corriente.....	<b>64</b>
<b>Tabla 28.</b> Clase de precisión estándar para medición y límite del factor de corrección para transformadores de corriente.....	<b>64</b>
<b>Tabla 29.</b> Burden (carga) estándar para transformadores de potencial.....	<b>65</b>
<b>Tabla 30.</b> Clase de precisión para transformadores de potencial usados en medición.....	<b>65</b>
<b>Tabla 31.</b> Números para protección por relevadores.....	<b>67</b>
<b>Tabla 32.</b> Letras sufijo comúnmente utilizadas, aplicadas a las funciones de los relevadores.....	<b>68</b>
<b>Tabla 33.</b> Niveles de iluminación requeridos en las diferentes áreas de la subestación....	<b>73</b>
<b>Tabla 34.</b> Tensión nominal del sistema de corriente continúa. ....	<b>74</b>
<b>Tabla 35.</b> Valores máximos de resistencia de red de tierra en función de su capacidad.....	<b>78</b>
<b>Tabla 36.</b> Carga del Sistema respaldado con corriente directa. ....	<b>89</b>
<b>Tabla 37.</b> Ciclo de Trabajo.....	<b>90</b>
<b>Tabla 38.</b> Datos de régimen de descarga de baterías según el fabricante. ....	<b>92</b>
<b>Tabla 39:</b> Factores de coreccion por temperatura, IEEE 485-1997, seccion 6.2.2.....	<b>93</b>
<b>Tabla 40.</b> Índice de parámetros de diseño.....	<b>98</b>
<b>Tabla 41.</b> Valores típicos de Df.....	<b>101</b>
<b>Tabla 42.</b> Constantes de los materiales.....	<b>102</b>

## INTRODUCCIÓN

Actualmente en El Salvador no existe una normativa que establezca los requerimientos para un diseño confiable y seguro de Subestaciones de Media Tensión, es por ello que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) en conjunto con la Universidad de El Salvador (UES) presentan una propuesta de normativa para el diseño y construcción de Subestaciones de Transformación en Media Tensión.

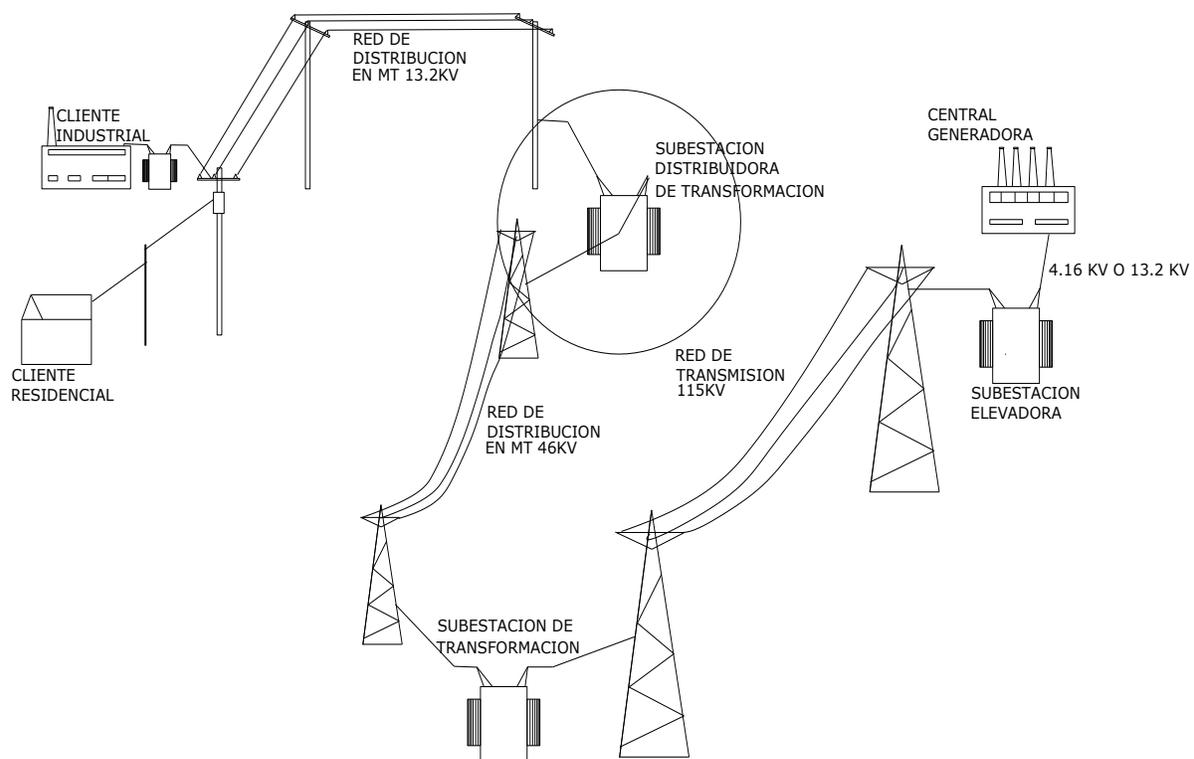
En la elaboración de la propuesta de normativa se recopiló la información requerida para el diseño de una Subestación y la selección de sus componentes, tomando como referencia normas y recomendaciones internacionales; también se realizaron visitas técnicas de campo a un grupo de Subestaciones representativas de las empresas distribuidoras de energía eléctrica CAESS, EEO, DEUSEM, CLESA, DELSUR y EDESAL, con el objetivo de conocer los criterios, condiciones y experiencias que se tomaron como base para el diseño de las mismas.

El documento consta de una descripción modular de los componentes básicos que integran una Subestación de Transformación de Media Tensión, así como también de los criterios de diseño para la instalación y selección de dichos componentes. Además se presenta a nivel conceptual diagramas unifilares y esquemas de perfil y planta de las Subestaciones.

Las disposiciones establecidas en este documento tienen por objeto servir de referencia para la implementación a nivel nacional, de una normativa para el diseño y construcción de Subestaciones de Transformación de Media Tensión.

## COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

Una subestación de transformación es una combinación de equipo de switcheo, control, protección y transformación para reducir el voltaje de subtransmisión a voltaje primario de distribución para la alimentación de cargas residenciales, comerciales e industriales. En la fig. 1 se presenta el diagrama de un Sistema de Potencia que incluye las distintas etapas de suministro eléctrico, la parte enmarcada muestra una Subestación de transformación, la cual es el objeto de estudio de esta normativa.



**Figura 1.** Diagrama de un sistema de potencia general

Para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de una subestación de potencia es necesario abarcar y diferenciar en módulos, por lo que en el siguiente apartado se detalla la composición de cada uno de los módulos para una Subestación de Potencia de Transformación.

## **MÓDULO DE ENTRADA**

- *Pórtico:*  
Poste de Concreto Centrifugado  
Crucero Angular de Hierro
- *Aisladores:*  
Aislador de Suspensión  
Aislador tipo Columna  
Aislador de Espiga
- *Conductores:*  
Cable de Cobre Desnudo  
Cable ACSR  
Cable AAC  
Cable de potencia (aislado)  
Cable semi-asilado
- *Seccionadores:*  
Seccionador Tripolar de Accionamiento sin Carga.  
Seccionador de By-pass  
Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra
- *Transformador de Corriente*
- *Interruptor de Potencia*
- *Pararrayos tipo Estación*

## **MÓDULO DE SALIDA**

- *Pórtico:*  
Poste de Concreto Centrifugado  
Crucero Angular de Hierro
- *Aisladores:*  
Aislador de Suspensión  
Aislador tipo Columna  
Aislador de Espiga  
Aislador Polimérico

- *Conductores:*  
Cable de Cobre Desnudo  
Cable ACSR  
Cable AAC  
Cable de Potencia (aislado)  
Cable semi-aislado
- *Seccionadores:*  
Seccionador de By-pass  
Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra
- *Pararrayos tipo Estación*
- *Transformador de Corriente*
- *Recerrador Trifásico*

## **MÓDULO DE TRANSFORMACIÓN**

- *Equipo:*  
Transformador de Potencia con regulación bajo carga
- *Aisladores:*  
Aislador de Espiga
- *Cable de Cobre Desnudo*
- *Pararrayos tipo Estación*

## **MÓDULO DE BARRAS**

- *Conductores:*  
Cable ACSR  
Cable AAC
- *Aisladores de Suspensión*
- *Transformador de Potencial*

## **MÓDULO DE RED DE TIERRA**

- *Puntas Franklin*
- *Cable de cobre*
- *Varillas de cobre*
- *Pozo de registro para prueba de resistencia de tierra*

## **MÓDULO DE SERVICIOS AUXILIARES**

- *Transformador de Distribución para servicio propio*
- *Sistema de Iluminación (Interior y Exterior)*
- *Sistema de Corriente Continua*
- *Sistema SCADA*
- *Aire Acondicionado*
- *Panel de Medidores Trifásicos*
- *Servicio Sanitario*

# TÍTULO I

## ASPECTOS GENERALES

### CAPÍTULO I

#### DISPOSICIONES GENERALES

##### **Art. 1 Objeto**

La presente normativa tiene por objeto establecer los criterios y requerimientos mínimos, para asegurar que las nuevas Subestaciones de Transformación de Media Tensión<sup>1</sup> se diseñen, construyan, operen y mantengan, garantizando la seguridad de las personas y las instalaciones, así como la calidad del suministro de energía eléctrica.

##### **Art. 2 Alcance**

Las normas propuestas en este documento contiene los lineamientos y criterios básicos para el diseño y construcción de Subestaciones de Transformación de 46 KV a 23/13.2/4.16 KV, mostrando diagramas típicos que sirvan de referencia, contribuyendo a todas las personas naturales o jurídicas, que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las subestaciones de distribución de energía eléctrica, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones provisionales o temporales.

##### **Art. 3 Definiciones y Acrónimos**

###### **3.1 Definiciones**

**Burden:** Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador de instrumento, expresada en VA o en Ohms.

**Bushing o aislador pasante:** Es un componente de ingeniería eléctrica que aísla un conductor de alta tensión que pasa a través de un medio metálico (Tapadera).

**Capacidad interruptiva o de interrupción:** valor nominal de la cantidad de corriente que un dispositivo protección puede interrumpir con seguridad.

**Carga de flotación.** Es la carga permanente a baja corriente, aproximadamente igual a las pérdidas internas y suficientes para mantener la batería en condiciones de carga completa.

---

<sup>1</sup> Se establece como voltajes de Media Tensión, aquellos niveles de voltaje mayores de 600 voltios y menores que 115,000 voltios

**Carga de igualación (Carga rápida para baterías selladas).** Es la carga prolongada hasta un punto tal que se asegure la completa recuperación de la capacidad de la batería.

**Cargador de Baterías.** Equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y además suministra corriente para cargar las baterías.

**Celdas de Media Tensión:** son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

**Clase de Precisión:** es la designación breve aplicable a valores límite, dentro de los cuales deben quedar los errores de medida.

**Capacidad de sobrecarga:** valor de carga que un elemento puede soportar arriba de su valor nominal sin sufrir mayor degradación.

**Ciclo de trabajo de la batería:** Son las cargas que se espera que la batería suministre energía para un periodo de tiempo específico.

**Conductor de puesta a tierra de los equipos.-** Conductor utilizado para conectar las partes metálicas no conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al conductor del sistema puesto a tierra.

**Corriente de Descarga:** Corriente que fluye a través de un pararrayo por resultado de una descarga atmosférica.

**Corriente de magnetización inrush:** La corriente de magnetización Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un aparato.

**Corriente Nominal:** Corriente rms que pueden transportar los equipos continuamente sin exceder sus limitaciones.

**Corriente Nominal de Interrupción Simétrica:** Valor rms de la componente de corriente alterna en el instante de separación de los contactos del interruptor de potencia.

**Corriente Nominal de Tiempo Corto:** Valor rms de la corriente que puede conducir el interruptor de potencia en su posición totalmente cerrado, sin sufrir daño.

**Descarga disruptiva:** Descarga brusca que se produce cuando la diferencia de potencial entre dos conductores excede de cierto límite, y que se manifiesta por un chispazo acompañado de un ruido seco.

**Distancia de arco seco:** La distancia de arco seco de un aislador es la distancia más corta a través del medio circundante entre los electrodos terminales, o la suma de las distancias entre los electrodos intermedios, lo que es el más corto, con el material aislante.

**Distancia de fuga:** La distancia de fuga de un aislador es la suma de las distancias más cortas medida a lo largo de las superficies de aislamiento entre las partes conductoras, según lo acordado para la prueba de flameo en seco. (Las superficies recubiertas con esmalte semiconductores se considerarán como superficies de fuga eficaz, y la distancia de fuga sobre superficies se incluirán en la distancia de fuga.)

**Distorsión armónica.** Es el grado de deformación de una onda sinusoidal, causada por frecuencias armónicas. Generalmente se expresan en tanto por ciento.

**Duty Cycle:** Voltaje máximo permisible de operación entre sus terminales en el cual un pararrayos está diseñado para llevar a cabo su ciclo de trabajo.

**Estructura:** Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica a los herrajes y materiales, incluyendo al poste o torre adaptado para ser usado como medio de soporte de líneas aéreas de energía eléctrica y las retenidas.

**Flameo a impulso:** Una tensión de flameo de impulso de un aislador es el valor cresta de la onda de impulso que, en determinadas condiciones, causa flameo a través del medio que rodea

**Flameo a impulso crítico:** La tensión de flameo de impulso crítico de un aislante es el valor cresta de la onda de impulso, que tiene una probabilidad de flameo del 50%.

**Índice horario:** Representa el desfase existente entre el voltaje primario y el secundario. Se representa mediante un número obtenido de colocar los vectores de tensión como si fueran las agujas de un reloj.

**Interfaz Operador Máquinas (HMI):** Es el entorno visual que brinda el sistema Scada para que el operador se adapte al proceso desarrollado por el sistema. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

**Nivel de aislamiento:** El nivel de aislamiento es el valor de la raíz cuadrada media de la tensión de baja frecuencia que en determinadas condiciones, puede ser aplicado sin causar flameo o perforación.

**Potencia nominal:** Es la potencia aparente máxima (VA) que puede suministrar el transformador de manera continua.

**Relación de transformación:** Es el resultado de dividir el voltaje nominal primario entre el secundario.

**Relé de protección.** Los relés de protección realizan principalmente las funciones de protección del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, los relés funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED'S), las cuales realizan la adquisición de datos para el Sistema de Control Numérico: Mediciones, Alarmas, Señalización y Control de los Interruptores.

**Scada.** Sistema de control y adquisición de datos, por medio del cual se establece la automatización del monitoreo y control de una instalación.

**Sistema Eléctrico de Emergencia.** Es una fuente independiente de respaldo de energía eléctrica, que actúa cuando hay una falla en la alimentación normal, proporcionando automáticamente energía eléctrica confiable, durante un tiempo especificado a equipos y aparatos críticos.

**Sobrecarga.-** Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal.

**Subestación de Transformación:** es una combinación de equipo de maniobra, control, protección y transformación para reducir el voltaje de subtransmisión a voltaje primario de distribución para la alimentación de cargas residencial, comercial e industrial.

**Unidad Central (MTU):** Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas del sistema Scada.

**Unidad Remota (RTU):** elemento que recibe las señales de los sensores de campo y comandan los elementos finales de control, también se encarga de enviar información a la unidad central del sistema Scada.

**Voltaje de flameo a baja frecuencia (frecuencia industrial):** es el valor de la raíz cuadrada medio de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, causa una descarga disruptiva sostenida a través del medio circundante.

**Voltaje Máximo Continuo de Operación:** Voltaje máximo rms a frecuencia industrial que puede ser aplicado continuamente en los terminales de un pararrayo.

**Voltaje nominal:** Valor convencional del voltaje con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

### 3.2 Acrónimos

**AAC:** (Conductor Todo Aluminio), por sus siglas en ingles, All Aluminium Conductor.

**ACSR:** (Conductor de Aluminio Reforzado de Acero), por sus siglas en ingles, Aluminium Conductor Steel Reinforced.

**ANSI:** (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

**ASTM:** (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales), por sus siglas en inglés, American Society for Testing and Materials.

**AWG:** (Calibre de Alambre Americano), por sus siglas en inglés, American Wire Gauge.

**BIL:** (Nivel Básico de Aislamiento al Impulso), por sus siglas en inglés, Basic Impulse Level

**DC:** Corriente Directa

**IEEE:** (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos), por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers.

**IHM:** (Interfaz Humano Maquina), por sus siglas en ingles, Human-Machine Interface

**LTC:** (Cambiador de Tomas Bajo Carga), por sus siglas en ingles, Load Tap Changer

**MC:** Metal Clad

**MCOV:** (Máximo Voltaje Continuo de Operación), por sus siglas en inglés, Maximum Continuous Operating Voltage

**msnm:** Metros Sobre el Nivel del Mar

**MT:** Media Tensión

**MTU:** (Unidad Terminal Master), por sus siglas en ingles, Master Terminal Units

**NEC:** (Código Eléctrico Nacional), por sus siglas en inglés, National Electrical Code.

**NESC:** (Código Eléctrico Nacional de Seguridad), por sus siglas en inglés, National Electrical Safety Code.

**ONAN:** Aceite convección Natural y Aire con convección Natural.

**ONAF:** Aceite convección Natural y Aire con convección Forzada.

**RTU:** (Unidad Terminal Remota), por sus siglas en ingles, Remote Terminal Units

**SCADA:** (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), por sus siglas en inglés, Supervisory Control And Data Acquisition

**SF6:** Hexafluoruro de Azufre

**SIGET:** Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

**TOV:** (Sobrevoltaje Temporal), por sus siglas en inglés, Temporary Overvoltage

**TC:** Transformador de Corriente

**TP:** Transformador de Potencial

## **TÍTULO II**

### **CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y SEGURIDAD**

#### **CAPÍTULO I**

##### **SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE**

**Art. 4** Para decidir sobre la ubicación de una subestación además de considerar los factores técnicos (de cercanía a la fuente o carga) y climáticos de diseño, se deberá cumplir con lo establecido en el ACUERDO 29-E-2000 Título II Capítulo VI emitido por la SIGET. Adicionalmente se deberá cumplir con los siguientes requerimientos mínimos descritos desde el Artículo 5 hasta el Artículo 14.

Para situaciones no cubiertas en este capítulo deberá actuarse de acuerdo a lo indicado en la parte 4, secciones 40 a 44 del NESC (Código Eléctrico Nacional de Seguridad).

**Art. 5** Todos los elementos que componen una Subestación de Transformación de Media Tensión mencionados en el presente documento deberán tomar en cuenta los siguientes factores ambientales para su correcto funcionamiento,

- a) Altura sobre el nivel del mar
- b) Temperatura Ambiente
- c) Vibración del sitio de instalación
- d) Corrosión: Alta humedad, aire salado y elementos químicos corrosivos en el medio ambiente
- e) Condiciones varias: Aves, roedores e infestación de insectos.

**Art. 6** La subestación eléctrica deberá ubicarse en sitios con pendiente poco pronunciadas y donde no existan cuerpos de agua superficiales que pudieran ser afectados.

**Art. 7** Seleccionar un área libre que no se encuentre contigua a casas habitacionales y que contenga poca vegetación arbórea con objeto de reducir al mínimo el derribo de árboles.

**Art. 8** La subestación deberá estar encerrada por una barrera perimetral de protección que impida el acceso a personal no calificado y animales.

**Art. 9** La subestación deberá de poseer los siguientes servicios: Drenaje, servicio sanitario, depósito para basura y red de agua potable o depósito en su defecto.

**Art. 10** Se deberá instalar extintores de incendio en lugares fácilmente accesibles en caso de siniestro.

**Art. 11** Deberá disponerse de rótulos completamente visibles, preferiblemente con símbolos y texto, previniendo del peligro al público y al personal autorizado.

**Art. 12** Para el equipo que contenga aceite, se deberá proveer medios adecuados para la recolección y almacenamiento del mismo en caso que pudiera derramarse del equipo, mediante depósitos independientes del sistema de drenaje.

**Art. 13** Las distancias mínimas de seguridad contra partes energizadas se indican en el Título II Capítulo II de éste documento “Distancias eléctricas”

**Art. 14** Los niveles de ruido máximos permisibles según la ubicación de la subestación deben cumplir con lo establecido en el ACUERDO 29-E-2000 Título IV Capítulo I emitido por la SIGET.

#### **Art. 15 Referencia**

1. NESC, National Electrical Safety Code.
2. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Normas técnica de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. Nueva San Salvador, Junio 2000.
3. IEEE Std. 1127, “IEEE Guide for the Design, Construction, and Operation of Safe and Reliable Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility.”

## CAPÍTULO II

### DISTANCIAS ELÉCTRICAS

**Art. 16** Se define como distancias eléctricas de diseño, a las distancias de fase a tierra, fase a fase y las distancias de seguridad para circulación de personal, vehículos y equipo dentro de la subestación<sup>2</sup>.

#### **Art. 17 Subestaciones con conductores flexibles**

Las distancias entre centros de conductores de fases para las Subestaciones con conductores flexibles, no solo dependen de aspectos dieléctricos, sino también de arreglos adoptados para las Subestaciones, las dimensiones y disposición de algunos equipos. Deben ser considerados también las condiciones atmosféricas del lugar de la instalación.

**Art. 18** Las distancias dadas en las tablas de este capítulo, deben ser utilizadas para elevaciones de hasta 1,000 msnm, para elevaciones mayores deben utilizarse los factores de corrección indicados en la tabla 1.

**Tabla 1.** Factores de Corrección por altitud

ALTITUD (msnm)	FACTOR DE CORRECCIÓN
1,000	1.00
1,200	1.02
1,500	1.05
1,800	1.09
2,100	1.12
2,400	1.16
2,700	1.20
3,000	1.25
3,600	1.33

Ref. Design Guide for Rural Substations, Table 4-3

#### **Art. 19 Distancia Vertical entre conductores de fase**

La distancia vertical mínima entre conductores de fase en una subestación debe ser como lo indicado en la tabla 2.

<sup>2</sup> Se utiliza como referencia el ACUERDO 29-E-2000 Sección DISTANCIAS ELÉCTRICAS, emitido por la SIGET.

**Tabla 2.** Distancia Vertical mínima entre conductores de fase

<b>VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (KV)</b>	<b>DISTANCIA VERTICAL ENTRE CONDUCTORES (m)</b>
4.16	0.41
13.2	0.46
23	0.56
46	0.79

Ref. ACUERDO 29-E-2000, Tabla N° 9, emitido por SIGET

### **Art. 20 Distancia Horizontal entre conductores de fase**

La distancia horizontal mínima entre conductores de fase en una subestación debe ser como lo indicado en la tabla 3.

**Tabla 3.** Distancia horizontal mínima entre conductores de fase

<b>VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (KV)</b>	<b>DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES (m)</b>
4.16	0.30
13.2	0.35
23	0.45
46	0.68

Ref. ACUERDO 29-E-2000, Tabla N° 7, emitido por SIGET

### **Art. 21 Distancias mínimas de seguridad**

Se deberá mantener una distancia mínima de seguridad para evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas, equipos, instalaciones o superficies, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor a lo indicado en la tabla 4.

**Tabla 4.** Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas.

<b>VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (KV)</b>	<b>NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (BIL) (KV) <sup>3</sup></b>	<b>DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA (m)</b>	<b>DISTANCIA HORIZONTAL MÍNIMA (m)</b>	<b>DISTANCIA MÍNIMA DEL RESGUARDO A PARTES ENERGIZADAS (m)</b>
4.16	95	2.70	1.02	0.087
13.2	110	2.74	1.07	0.152
23	150	2.82	1.14	0.250
46	250	3.00	1.32	0.430

Ref. ACUERDO 29-E-2000, Tabla N° 20

<sup>3</sup> Actualmente los equipos se están especificando con el nivel nominal soportado contra impulsos de tipo atmosférico, que es una expresión equivalente al BIL. La relación entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y la tensión crítica de flameo (CFO), está dada por la siguiente expresión:  $BIL = 0.961 \times CFO$ .

## Art. 22 Distancia de seguridad para cuchillas seccionadoras

La distancia mínima de seguridad para cuchillas seccionadoras en posición abierta se muestra en la tabla 5.

**Tabla 5.** Distancias mínimas de seguridad para cuchillas seccionadoras.

<b>VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (KV)</b>	<b>MÁXIMO VOLTAJE DE FASE A FASE (KV)</b>	<b>BIL (KV)</b>	<b>DISTANCIA MÍNIMA METAL-METAL CUCHILLAS (m)</b>	<b>CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE APERTURA VERTICAL (m)</b>	<b>CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE APERTURA LATERAL Y HORIZONTAL (m)</b>
4.16	5.3	95	0.175	0.457	0.750
13.2	15.5	110	0.305	0.610	0.762
23	25.8	150	0.381	0.762	0.914
46	48.3	250	0.533	1.22	1.52

Ref. Design Guide for Rural Substations, Section 4.9 “Electrical clearances”

## Art. 23 Referencia

1. ANSI C37.32-2002, American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications, p. 16 New York, March 2002.
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 4.9, Electrical Clearances, pp. 153-157, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. Título II, Capítulo II pp. 7 – 29, El Salvador, Junio 2000.

## CAPÍTULO III

### CONDUCTORES

**Art. 24** La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de tensión preestablecido y valores de corriente nominales. Es por ello que los elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar el efecto de la corriente, la tensión aplicada y los agentes externos.

**Art. 25** El calibre se seleccionará basándose en las cargas a alimentar, teniendo en cuenta los incrementos futuros, nivel de tensión, ampacidad, corrientes máximas de cortocircuito y las caídas de voltaje asociadas.

**Art. 26** Los conductores a utilizar en una subestación podrán ser de cobre, aluminio o aluminio-acero.

26.1 Se podrá utilizar el cable semi-aislado en los alimentadores de salida en subestaciones que estén rodeadas de arboledas.

#### **Art. 27 Conductores desnudos tipo ACSR**

Los conductores eléctricos de calibres estándar AWG o MCM tipo ACSR (Cable de Aluminio con Refuerzo de Acero) de cableado concéntrico, deberán ser fabricados con alambre de aluminio grado EC-H19, estirado en frío y con hilos de acero como refuerzo central (Refiérase a la tabla 6).

El conductor tipo ACSR deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230, B231, B232 y B498.

**Tabla 6.** Conductores de aluminio con refuerzo de acero ACSR

Código	Calibre AWG o MCM	Ampacidad (Amperios) <sup>4</sup>	Sección Total (mm <sup>2</sup> )	Número de hilos/ Diámetro (N°/mm)		Peso Total (Kg/Km)	Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km)	
				Al	Acero			D.C 20°C	A.C 25°C
Sparrow	2	195	39.23	6/2.67	1/2.67	136	1289	0.8343	0.8530
Raven	1/0	255	62.39	6/3.37	1/2.67	216	1987	0.5243	0.5381
Quail	2/0	295	78.65	6/3.78	1/3.76	273	2401	0.4160	0.4265
Penguin	4/0	390	125	6/4.77	1/4.77	433	3787	0.2618	0.2697

<sup>4</sup> La Ampacidad está dada para 25°C de temperatura ambiente y 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

Ostrich	300	530	177	26/2.73	7/2.12	614	5755	0.1867	0.1906
Chickadee	397.5	620	213	18/3.77	1/3.77	642	4499	0.1421	0.1457
Ibis	397.5	640	234	26/3.14	7/2.44	814	7488	0.1409	0.1444
Lark	397.5	640	248	30/2.92	7/2.92	927	9202	0.1399	0.1434
Pelican	477	700	255	18/4.14	1/4.14	771	5347	0.1184	0.1217
Flicker	477	710	273	24/3.58	7/2.39	914	7790	0.1178	0.1207
Hawk	477	720	281	26/3.44	7/2.67	977	8880	0.1174	0.1201
Osprey	556.5	770	298	18/4.47	1/4.47	899	6233	0.1015	0.1043
Parakeet	556.5	790	319	24/3.67	7/2.58	1067	8999	0.1010	0.1037
Dove	556.5	790	328	26/3.72	7/2.89	1140	10019	0.1006	0.1033
Rook	636	860	364	24/4.14	7/2.76	1219	10298	0.0880	0.0906

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores ACSR, emitido por SIGET

### Art. 28 Conductores desnudos tipo AAC

Los conductores de calibres estándar AWG o MCM, todo aluminio (AAC), deberán ser de cableado concéntrico grado EC-H19, estirado en frío y totalmente de aluminio, y deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230 y B231. (Ver tabla 7).

**Tabla 7.** Conductores desnudos todo de aluminio AAC

Código	Calibre AWG o MCM	Ampacidad (Amperios) <sup>5</sup>	Sección (mm <sup>2</sup> )	Número de hilos/ Diámetro (Nº/mm)	Peso Total (Kg/K m)	Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km)	
							D.C 20°C	A.C 25°C
Iris	2	195	33.62	7/2.47	92.6	611	0.857	0.875
Poppy	1/0	260	53.51	7/3.12	147.2	897	0.539	0.550
Aster	2/0	305	67.44	7/3.50	185.7	1136	0.427	0.428
Oxlip	4/0	410	107.2	7/4.42	295.2	1738	0.2689	0.275
Canna	397.5	615	201.40	19/3.67	554.9	3219	0.1431	0.147
Cosmos	477	690	241.70	19/4.02	664.8	3803	0.1192	0.1224
Petunia	750	920	380.00	37/3.62	1046	5980	0.0758	0.0812
Bluedbell	1033.5	1130	523.70	37/4.24	1443	8059	0.0550	0.0582

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores AAC, emitido por SIGET

<sup>5</sup> La Ampacidad está dada para 40°C de temperatura ambiente y 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

## Art. 29 Conductores desnudos de Cobre

Todos los calibres de conductor estándar AWG o MCM desnudos de cobre, deberán ser de cableado concéntrico y cumplir con las normas ASTM B2, B3, B8 y B787. La tabla 8 muestra las características mecánicas y eléctricas del conductor.

Tabla 8. Conductores desnudos de Cobre

Calibre AWG o MCM	Ampacidad (Amperios) <sup>6</sup>	Sección (mm <sup>2</sup> )	Nº de Hilos (mm)	Peso Total (Kg/Km)	Temple Suave	
					Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km) D.C 20°C
4	175	21.15	19	192	550	0.8300
2	240	33.63	19	305	875	0.5210
1/0	310	53.51	19	485	1,447	0.3290
2/0	360	67.44	19	612	1,625	0.2670
4/0	485	107.22	19	972	2,989	0.1640
250	540	126.68	37	1,149	3,429	0.1390
300	605	152.01	37	1,378	4,115	0.1160
350	670	177.35	37	1,608	4,799	0.0992
500	840	253.36	37	2,297	6,591	0.0694
750	1090	380.03	61	3,446	9,942	0.0463
1000	1295	506.71	61	4,595	13,256	0.0347

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores desnudos de Cobre, emitido por SIGET

## Art. 30 Cables de Potencia

30.1 Para situaciones y criterios de diseño no cubiertos en este artículo deberá actuarse de acuerdo a lo descrito en la norma IEEE Std 525-1992 “Guide for the Design and Installation of Cable Systems in Substations”. Adicionalmente se deberá cumplir con los siguientes requerimientos mínimos:

30.2 Se permitirá instalar cables de potencia hasta 35 KV nominales, como sigue:

- a) En lugares secos o húmedos
- b) En canalizaciones
- c) En bandejas portacables

<sup>6</sup> La Ampacidad está dada para 25°C de temperatura ambiente de 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

30.3 Todos los cables de potencia en instalaciones subterráneas con tensión nominal hasta 35 KV, deben poseer apantallamiento eléctrico, ya sea individual por fase o para el conjunto y este deberá ser efectivamente aterrizado.

30.4 La Ampacidad de los conductores de media tensión deberán cumplir con lo establecido en El Código Eléctrico Nacional (NEC - 2008), Artículo 310.60.

### **Art. 31 Conductores de Baja Tensión**

Los conductores de Baja Tensión se utilizarán para la alimentación de los servicios auxiliares en una subestación. Estos deberán cumplir con lo establecido en el ACUERDO 301-E-2003, Sección 3.01: CONDUCTORES AISLADOS DE COBRE, emitido por SIGET.

### **Art. 32 Conductores de Control<sup>7</sup>**

Todos los hilos de los cables de control deberán ser identificados en sus extremos por medio de anillos impresos (con números, letras y otros símbolos).

32.1 No deben instalarse en la misma tubería conductores de baja tensión paralelos con cables de media tensión, además deberá existir una canalización independiente al ducto de cable de control.

32.2 La cantidad de cables dentro de las canaletas o tuberías no deberá exceder el 80% de su capacidad.

32.3 En los puntos de entrada de los cables de control a los tableros, se deberán prever dispositivos para la sujeción de los cables, de tal manera que no exista tensión mecánica, debida al peso del cable en los bornes terminales de las regletas.

### **Art. 33 Referencia**

1. IEEE Std 525-1992 "Guide for the Design and Instalation of Cable Systems in Substations"
2. ANSI/IEEE 386, "Norma para accesorios con aislamiento en media tensión"
3. NEC, Sección 310; conductores para Cableado en General, Sección 328; Cable de Media Tensión, 2008.
4. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Conductores y Cables pp. 98 – 142, El Salvador, Octubre 2003.

---

<sup>7</sup> Ver referencia del Artículo 30.1

## CAPITULO IV

### AISLADORES

**Art. 34** Se define aislador eléctrico a aquel dispositivo que cumple la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores.

#### **Art. 35 Selección de Aisladores**

La selección adecuada del tipo de aislador depende de los diferentes factores, como son:

- a) Tipo de arreglo del tendido del conductor o barra.
- b) Nivel de aislamiento.
- c) Esfuerzos mecánicos.
- d) Condiciones ambientales.

**Art. 36** Se podrán utilizar aisladores eléctricos cuyo material de construcción sea porcelana, vidrio o polimérico.

**Art. 37** Si el lugar donde se construirá la Subestación sobrepasa los 1,000 msnm, se deberá aplicar los factores de corrección indicados en la tabla 1 de este documento.

**Art. 38** Todos los aisladores a utilizar en Subestaciones deberán cumplir con el nivel básico de aislamiento al impulso indicado en la tabla 4 de este documento.

#### **Art. 39 Tipos de Aisladores**

Los tipos de aisladores a utilizar en Subestaciones de Media Tensión son:

- a) Aislador tipo columna de porcelana.
- b) Aisladores de espiga de porcelana.
- c) Aisladores de suspensión de porcelana.
- d) Aisladores de suspensión polimérico.

#### **Art. 40 Aisladores de porcelana**

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo y la superficie expuesta debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad; que le permita, por medio del lavado natural de las aguas lluvias, mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental.

40.1 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo columna se indican en la tabla 9.

**Tabla 9.** Requerimientos de diseño del aislador tipo columna

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>			
<b>NORMAS DE ENSAYO</b>	<b>ANSI C29.7</b>		
<b>CLASE</b>	<b>57-1</b>	<b>57-2</b>	<b>57-3</b>
<b>DIMENSIONES</b>			
Distancia de arqueo en seco. Plg.(mm)	6.5(165.1)	9.5(241.3)	12.25(511.2)
Distancia de fuga. Plg.(mm)	14 (355.6)	22 (558.8)	29 (736.6)
<b>DATOS MECÁNICOS</b>			
Resistencia a la flexión. Lbs. (kN)	2,800 (12.4)	2,800 (12.4)	2,800 (12.4)
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>			
Voltaje nominal (KV)	23	34.5	46
Flameo a frecuencia industrial en seco (KV)	70	100	125
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (KV)	50	70	95
Flameo a impulso crítico positivo (KV)	120	160	200
<b>VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)</b>			
Voltaje de prueba, rms a tierra (KV)	15	22	30
VRI máximo a 1000 kHz (μV)	100	100	200

Ref. ANSI C29.7-1996 (R2002), Table 1.

40.2 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo espiga se indican en la tabla 10.

**Tabla 10.** Requerimientos de diseño del aislador tipo espiga

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>			
<b>NORMAS DE ENSAYO</b>	<b>ANSI C29.5, C29.6</b>		
<b>CLASE</b>	<b>55-4</b>	<b>56-1</b>	<b>56-4</b>
<b>DIMENSIONES</b>			
Distancia de fuga. Plg.(mm)	9 (229)	13 (330)	27 (686)
Distancia de arqueo en seco. Plg.(mm)	5 (127)	7 (178)	11.25 (286)
Altura mínima de la espiga. Plg.(mm)	5 (127)	6 (152)	10 (254)
<b>DATOS MECÁNICOS</b>			
Resistencia a la flexión. Lbs. (kN)	3,000 (13)	2,500 (11)	3,000 (13)
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>			
Voltaje nominal (KV)	13.2	23	46
Flameo a frecuencia industrial en seco (Kv)	70	95	140
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (KV)	40	60	95
Flameo a impulso crítico positivo (Kv)	110	150	225
Flameo a impulso crítico negativo (KV)	140	190	310
Voltaje de perforación a frecuencia industrial (KV)	95	130	185
<b>VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)</b>			
Voltaje de prueba, rms a tierra (KV)	10	15	30
VRI máximo a 1,000 kHz			
Radio libre (μV)	50	100	200
Planicie (μV)	5,500	8,000	16,000

Ref. ANSI C29.5-1984 (R2002)-Figure 4, ANSI C29.6-1994 (R2002)-Figure 1, ANSI C29.6-1994 (R2002)-Figure 4

40.3 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo suspensión se indican en la tabla 11 y 12.

**Tabla 11.** Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
<b>NORMA DE ENSAYO</b>	<b>ANSI C29.2</b>	
<b>CLASE</b>	<b>52-1</b>	<b>52-4</b>
Tipo de acoplamiento	Clevis	Clevis
<b>DIMENSIONES</b>		
Distancia de fuga. Plg. (mm)	7 (177.8)	11.5(292.1)
Diámetro de la campana Plg. (mm.)	6 ½ (165.1)	10 ¾ (273.0)
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>		
Resistencia electromecánica combinada, Lbs. (kN)	10,000 (44)	15,000 (67)
Resistencia al impacto, Lbs-pulg. (N-m)	45 (5)	55 (6)
Carga máxima de trabajo, Lbs. (kN)	5,000 (22)	7,500 (33)
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>		
Flameo a frecuencia industrial en seco (KV)	60	80
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (KV)	30	50
Flameo a impulso crítico positivo (Kv)	100	125
Flameo a impulso crítico negativo (KV)	100	130
Voltaje de perforación a frecuencia industrial (KV)	80	110
<b>VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)</b>		
Voltaje de prueba, rms a tierra (KV)	7.5	10

Ref. ANSI C29.2-1992 (R1999)-Table 2, Table 4

**Tabla 12.** Número de aisladores por fase de acuerdo al voltaje nominal.

<b>CLASE ANSI</b>	<b>52-1</b>	<b>52-1</b>	<b>52-4</b>	<b>52-4</b>
Voltaje nominal (KV)	4.16	13.2	23	46
Número de aisladores por fase	1	2	2	4

Ref. Design Guide for Rural Substations, Table 4-6

#### **Art. 41 Aisladores poliméricos tipo suspensión**

Todos los aisladores poliméricos serán livianos, inmunes a daños causados por agua, rayos ultravioletas o radiación solar.

41.1 Los aisladores poliméricos deben estar compuestos por los siguientes elementos:

- a) Núcleo resistente dieléctrico de fibra de vidrio
- b) Recubrimiento polimérico aislante del núcleo
- c) Campanas aislantes
- d) Acoples metálicos de los aisladores
- e) Otros herrajes y grapas

#### 41.1.1 Núcleo resistente dieléctrico de fibra de vidrio.

El núcleo deberá estar constituido por fibras de vidrio dispuestas dentro de una resina epóxica y resistente a la hidrólisis, de tal forma que se obtenga máxima resistencia a la tensión mecánica y eléctrica.

#### 41.1.2 Recubrimiento polimérico aislante del núcleo.

Alrededor del núcleo de fibra de vidrio deberá haber un recubrimiento de aislante en goma de silicona firmemente unido, y deberá ser suave y libre de imperfecciones.

#### 41.1.3 Campanas aislantes.

Las campanas aislantes serán construidas de goma de silicona, moldeadas bajo presión y estarán firmemente unidas a la cubierta del núcleo, por un procedimiento donde el fabricante asegure que la resistencia entre las campanas y el recubrimiento polimérico del núcleo, sea mayor que la resistencia al desgarramiento del material aislante.

#### 41.1.4 Acoples metálicos de los aisladores.

Los acoples metálicos de los extremos, los cuales transmiten los esfuerzos mecánicos del conductor a un extremo del núcleo y del otro extremo del núcleo al apoyo, deberán ser de acero forjado y galvanizados en caliente de acuerdo con las normas ASTM A153.

#### 41.1.5 Otros herrajes y grapas.

Dentro del suministro del aislador debe incluirse la provisión de la grapa para la sujeción del cable conductor, la cual debe ser de aluminio forjado.

41.2 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo suspensión polimérico se indican en la tabla 13.

**Tabla 13.** Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión polimérico

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>			
<b>NORMA DE ENSAYO</b>	<b>ANSI C29.13</b>		
<b>CLASE</b>	<b>DS-15</b>	<b>DS-28</b>	<b>DS-46</b>
<b>DIMENSIONES</b>			
Distancia de fuga. Plg. (mm)	(355)	(550)	(900)
<b>DATOS MECÁNICOS</b>			
Carga mecánica nominal (SML). Lbs. (kN)	(44.5)	(44.5)	(44.5)

Torsión. Lbs-Plg.(N-m)	(47.5)	(47.5)	(47.5)
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>			
Voltaje nominal (KV)	13.2	23	46
Flameo a frecuencia industrial en seco (KV)	90	130	180
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (KV)	65	100	145
Flameo a impulso crítico positivo (Kv)	140	190	280
<b>VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)</b>			
Voltaje de prueba, rms a tierra (KV)	15	20	30
VRI máximo a 1,000 kHz ( $\mu$ V)	10	10	10

---

Ref. ANSI C29.13-2000, Table 2.

#### **Art. 42 Referencia**

1. ANSI C29.2-1992 (R1999), Wet Process Porcelain and Toughened Glass Suspension Type.
2. ANSI C29.5-1984 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (Low and Medium Voltage Pin Type).
3. ANSI C29.6-1994 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (High Voltage Pin Type).
4. ANSI C29.7-1996 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (High Voltage Line Post Type).
5. ANSI C29.13-2000, Composite Distribution Deadend Type.
6. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 4.8, Substation insulators, pp. 146-153, United States June 2001.

## CAPÍTULO V

### PARARRAYOS

**Art 43** Se denominan en general pararrayos a todos aquellos dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, fallas y maniobras.

#### **Art 44 Condiciones ambientales de operación**

Los Pararrayos a utilizar en las Subestaciones de Media Tensión deberán cumplir las características ambientales indicadas en el acuerdo 301-E-2003, sección 4.06 PARARRAYOS, emitido por SIGET.

#### **Art 45 Clases de Pararrayos**

De acuerdo a la capacidad de la Subestación los pararrayos a utilizar pueden ser:

- a) Clase Estación: Para Subestaciones con potencia mayor o igual a 10MVA
- b) Clase Intermedia: Para Subestaciones con rangos de potencia menores a 10MVA

#### **Art 46 Características de diseño**

- 46.1 Los pararrayos deberán ser del tipo Oxido Metálico, para ser instalado a la Intemperie.
- 46.2 Los pararrayos deben estar herméticamente sellados para prevenir la entrada de humedad; el material sellante no deberá deteriorarse bajo condiciones normales de servicio.
- 46.3 El conductor de puesta a tierra del pararrayos deberá unirse a la malla de puesta a tierra en un punto común<sup>8</sup>.

#### **Art 47 Características Eléctricas Generales**

- 47.1 Las características eléctricas a tomar en cuenta para la especificación de un pararrayo son:
  - a) Voltaje Máximo Nominal
  - b) Voltaje Nominal de Ciclo de Trabajo (*Duty cycle*)
  - c) Voltaje Máximo de Operación Continuo (MCOV)
  - d) Sobrevoltajes Temporales (TOV)
  - e) Corriente de Descarga

---

<sup>8</sup> El sistema de puesta a tierra de un pararrayo se detalla en el capítulo XVI "Sistema de Puesta a Tierra" de este documento.

- 47.2 Los voltajes nominales de ciclo de trabajo estándar para los pararrayos tipo estación e intermedio de óxido metálico y su correspondiente Voltaje Máximo de Operación Continuo (MCOV) deberán ser como se muestran en las tablas 14 y 15.

**Tabla 14.** Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo estación óxido metálico.

<b>VOLTAJE FASE-FASE (KV RMS)</b>	<b>VOLTAJE FASE-TIERRA (KV RMS)</b>	<b>VOLTAJE DE CICLO DE TRABAJO (KV RMS)</b>	<b>MCOV (KV RMS)</b>	<b>BIL</b>
4.16	2.40	3	2.55	95
13.2	7.62	10	8.40	110
23	13.27	24	19.50	150
46	26.58	48	39.00	250

Ref. ANSI/IEEE Std. C62.22-1991, Table 1.

**Tabla 15.** Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo intermedio óxido metálico.

<b>VOLTAJE L-L (KV RMS)</b>	<b>VOLTAJE L-G (KV RMS)</b>	<b>CICLO DE TRABAJO (KV RMS)</b>	<b>MCOV (KV RMS) MÍNIMO</b>
4.16-169	2.40-97.57	3-144	2.8-98

Ref. ANSI/IEEE Std. C62.22-1991, Table 1.

#### **Art 48 Ubicación**

- 48.1 Los pararrayos en una subestación deben instalarse lo más próximos posible a las partes que se desean proteger.
- 48.2 Deberá instalarse un pararrayo en todo cambio de medio de transmisión de aéreo a subterráneo.
- 48.3 Los alimentadores de entrada de una Subestación de Media Tensión así como su/s salida/s deberán de protegerse con pararrayos.

#### **Art 49 Referencia**

1. IEEE Std. C62.22, "Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems."
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.8, Surge Arrester, pp. 323-357, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección 4.06 Pararrayos pp. 191 – 198, El Salvador, Octubre 2003.

## **CAPÍTULO VI**

### **HERRAJES**

**Art. 50** Las especificaciones serán de cumplimiento obligatorio, para todos los materiales eléctricos de acero estructural, galvanizados por inmersión en caliente. La aceptación o rechazo de los materiales se hará basándose en los requisitos establecidos por el ACUERDO No. 301 E-2003, SECCIÓN 5 “HERRAJES”, emitido por SIGET.

## **CAPÍTULO VII**

### **SECCIONADORES**

**Art. 51** Los seccionadores o cuchillas son aparatos mecánicos para seccionalizar, desconectar líneas y diversos equipos que componen una Subestación con la finalidad de realizar maniobras de operación o de mantenimiento.

#### **Art. 52 Condiciones ambientales de operación**

Los Seccionadores a utilizar en las Subestaciones de Media Tensión deberán cumplir las características ambientales indicadas en el acuerdo 301-E-2003, sección 4.02 SECCIONADORES, emitido por SIGET.

#### **Art. 53 Tipos de Seccionadores**

##### **53.1 Seccionador de puesta a tierra**

Se deberá utilizar un seccionador de puesta a tierra<sup>9</sup>, para conectar a tierra parte de un circuito, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal de mantenimiento de la Subestación.

##### **53.2 Seccionador de bypass**

Se deberá utilizar un seccionador de bypass, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, cuando se realizan actividades de mantenimiento de los interruptores y recerradores.

#### **Art. 54 Características Eléctricas Generales**

---

<sup>9</sup> La ubicación de los seccionadores se indican en el artículo 57.

54.1 Para especificar un seccionador se deben tomar en cuenta las siguientes características eléctricas:

- a) Tensión nominal.
- b) Tensión máxima de diseño.
- c) Nivel básico de aislamiento al impulso.
- d) Corriente nominal.
- e) Capacidad interruptiva

54.2 Las características eléctricas de voltajes y corrientes que pueden soportar los seccionadores, se indican en las tablas 16 y 17.

**Tabla 16.** Voltajes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (KV) RMS	VOLTAJE NOMINAL DE PRUEBA KV RMS		
	BIL 1.2/50 $\mu$ s	FRECUENCIA INDUSTRIAL	
		SECO 1 MINUTO	HÚMEDO 10 SEGUNDOS
8.25	95	35	30
15.5	110	50	45
25.8	150	70	60
38	200	95	80
48.3	250	120	100

Ref. ANSI Std. C37.32-1996, Table 1.

**Tabla 17.** Corrientes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.

CORRIENTE NOMINAL (A) RMS	CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA (KA) RMS	CORRIENTE MOMENTÁNEA DE TRES SEGUNDOS (SIMÉTRICA) <sup>10</sup> (KA) RMS
	600	40
1,200	61	38
1,600	70	43
2,000	100	63
3,000	120	75
4,000	120	75

Ref. ANSI Std. C37.32-1996, Table 3.

## Art. 55 Mecanismo de operación

<sup>10</sup> La corriente de tres segundos, es la corriente rms momentánea total, incluyendo cualquier componente DC, que el seccionador requiere transportar durante tres segundos. Se obtiene dividiendo el número de momentánea por 1.6

- 55.1 El mecanismo de operación de los seccionadores debe poseer indicadores de estado abierto y cerrado.
- 55.2 En los estados de abierto y cerrado, el mecanismo de operación debe quedar bloqueado, de tal manera que agentes externos<sup>11</sup> no cambien su estado.
- 55.3 El mecanismo de operación de los seccionadores debe estar conectado a tierra.

#### **Art. 56 Accionamientos**

- 56.1 El accionamiento de los seccionadores podrá ser manual o eléctrico tripolar. Las especificaciones de operación dependerán del accionamiento seleccionado.
- 56.2 El accionamiento manual de los seccionadores se ejecutará a palanca, ésta debe estar localizada a un metro de altura sobre el piso y debe tener un sistema de bloqueo, para evitar un accionamiento involuntario.
- 56.3 El accionamiento eléctrico de los seccionadores puede ser operado remota o localmente.
- 56.4 Los seccionadores de puesta a tierra deberán tener exclusivamente accionamiento local.

#### **Art. 57 Ubicación**

- 57.1 Un seccionador se instalará a la entrada y salida de los dispositivos de protección de preferencia en un mismo plano y a la misma altura.
- 57.2 Se permitirá la utilización de seccionadores de bypass, en los dispositivos de protección a la entrada de una subestación, con el fin de mantener la continuidad del servicio cuando se realicen actividades de mantenimiento o remplazo del equipo, en los casos en que no se posean circuitos de respaldo.
- 57.3 Se permitirá la utilización de seccionadores de bypass en los dispositivos de protección en cada circuito de salida de una subestación, con el fin de mantener la continuidad del servicio.
- 57.4 Los seccionadores de puesta a tierra, por razones de seguridad del personal, se deben instalar en los alimentadores de entrada y salida de una subestación, también cuando se disponga de banco de condensadores para ejercer la función de descarga de estos.

---

<sup>11</sup> Entiéndase por agentes externos los vientos, vibraciones, maniobras involuntarias o cualquier otra circunstancia que pueda alterar el estado de los seccionadores.

## **Art 58 Referencia**

1. ANSI C37.32-2002, American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications, New York, March 2002.
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.7, Air Switches, pp. 298-323, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Cuchillas pp. 164 – 182, El Salvador, Octubre 2003.

## CAPÍTULO VIII

### FUSIBLES

**Art. 59** El fusible es un dispositivo de protección destinado a interrumpir el circuito eléctrico al ser afectado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

#### **Art. 60 Condiciones ambientales de diseño**

Los fusibles a utilizar en las Subestaciones de Media Tensión deberán cumplir las características ambientales según el acuerdo 301-E-2003 o el que lo reemplace de la sección 1.07 FUSIBLES, emitido por SIGET.

#### **Art. 61 Características eléctricas generales**

- 61.1 Estas especificaciones estarán aplicadas a fusibles arriba de 600 voltios, en fusibles de potencia Tipo “E” y de sistemas de distribución Tipo “T”.
- 61.2 Para la selección del fusible deberá tenerse presente las siguientes características eléctricas:
- a) Tensión nominal.
  - b) Capacidad de interrupción.
  - c) Capacidad de sobre Carga.
- 61.3 Se deberá tomar en cuenta la Coordinación de protección con dispositivos aguas arriba (relés, reconectores, interruptores o fusibles) y aguas abajo (fusibles), para la especificación de un fusible.
- 61.4 Los fusibles de potencia podrán utilizarse para la protección de transformadores de capacidad menores o iguales a 10 MVA, bancos de capacitores, y transformadores de servicio.
- 61.5 Para que la protección del transformador de potencia sea efectiva debe cumplir los siguientes requisitos:
- a) El fusible debe operar en condiciones de sobrecarga y cortocircuito en el transformador, aislándolo del sistema de distribución.
  - b) El fusible debe soportar una corriente transitoria de magnetización o corriente de inrush.
  - c) El fusible debe soportar continuamente sin fundirse, la misma sobrecarga que el transformador sea capaz de admitir sin perjudicar su vida útil.

## Art. 62 Fusibles tipo “T”

62.1 Los fusibles tipo “T” de elemento lento o retardado deberán utilizarse para protección del transformador de servicio de la Subestación.

62.2 Los valores continuos de corriente y voltaje de las unidades de fusible, para uso en cartucho son:

a) Valores de corriente: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperios.

b) Valores de Voltaje: Los valores máximos de voltaje para las unidades en uso son: 15, 27 y 38 KV.

### 62.3 Requerimientos eléctricos de Intercambio

Esta característica se refiere, al tiempo de fusión por corriente, para un valor mínimo o máximo de corriente requerido para la fusión del fusible de acuerdo a los siguientes puntos:

a) Hasta 300 segundos para una circulación de corriente de sobrecarga a través del fusible de 100 amperios nominales, tendrá un valor de 200% a 240% de corriente mayor del valor nominal de la unidad.

b) Debajo de 600 segundos para una circulación de corriente de sobrecarga a través del fusible de 140 a 200 amperios nominales, tendrá un valor de 221% a 288% de corriente mayor del valor nominal de la unidad.

c) Para otros valores de tiempo, se encuentran en la tabla 18.

**Tabla 18.** Tiempo de fusión por corriente, fusible tipo “T”

VALOR CONTINUO CORRIENTE (AMP.)	300 – 600 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN		10 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN		0.1 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN	
	Mínimo (Amp.)	Máximo (Amp.)	Mínimo (Amp.)	Máximo (Amp.)	Mínimo (Amp.)	Máximo (Amp.)
6	12	14.4	15.5	23	120	144
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269
15	31	37.2	44.5	67	388	466
25	50	60	73.5	109	635	762
40	80	96	120	178	1,040	1,240
65	128	153	195	291	1,650	1,975
100	200	240	319	475	2,620	3,150
140	310	372	250	775	4,000	4,800
200	480	576	850	1275	6,250	7,470

ANSI/C37.42-1996, Table 7

### Art. 63 Fusibles de potencia tipo “E”

Los fusibles tipo E son fusibles limitadores de corriente y podrán ser utilizados para proteger alimentadores, transformadores de potencia y transformadores de potencial.

63.1 Los valores continuos de corriente y voltaje de las unidades de fusible, para uso en cartucho, Tipo “E”, son:

a) Valores de corriente: 0.5, 1, 2, 3, 5, 7, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300 y 400 Amperios.

b) Valores Máximos de Voltaje: 5.1, 5.5, 8.3, 15, 15.5, 25.8, 25.8, 38, 48.3 Kilovoltios.

### 63.2 Requerimientos eléctricos de Intercambio

Esta característica se refiere, al tiempo de fusión o accionamiento mínimo y máximo de corriente que necesita el fusible para fundirse de acuerdo a los siguientes puntos:

a) El elemento con un rango menor hasta 100 amperios, se fundirá en 300 segundos, el valor de la corriente será en rms y tendrá un valor de 200% a 240% de corriente mayor del valor de la unidad.

b) El elemento con un rango mayor de 100 amperios, se fundirá en 600 segundos, el valor de la corriente será en rms y tendrá un valor de 200% a 264% de corriente mayor del valor de la unidad.

c) La característica del tiempo de fusión por corriente, para cualquier valor de corriente arriba del 200% al 240%, deberá ser publicada por el fabricante detallando los cambios y curvas de comportamiento

63.3 Los fusibles de potencia deberán cumplir la prueba de voltaje tipo impulso y de frecuencia industrial (Seco y Húmedo) como lo indica la tabla 19.

Tabla 19. Pruebas de voltaje para fusibles de potencia.

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (KV) RMS	VOLTAJE MÍNIMO DE PRUEBA KV RMS		
	BIL 1.2/50 $\mu$ s	FRECUENCIA INDUSTRIAL	
		SECO 1 MINUTO	HÚMEDO 10 SEGUNDOS
8.25	95	35	30
15.5-17.2	110	50	45
23.0-27.0	150	70	60
48.3	250	120	100

Ref. ANSI C37.46-2000, Table 3.

## **Art. 64 Ubicación**

- 64.1 El fusible de potencia se colocará en el lado primario del transformador de potencia para protegerlo, con el fin de evitar efectos térmicos, cuando quede sometido a corrientes de cortocircuito o sobrecargas considerables.
- 64.2 Deberá colocarse un fusible de potencia para proteger el transformador de potencial.
- 64.3 Deberá colocarse un fusible de distribución para proteger el transformador de servicios auxiliares.

## **Art. 65 Referencia**

- 1. ANSI C37.42-1996, "Specification for High-Voltage Expulsion Type Distribution Class Fuses, Cutouts, Fuse Disconnecting Switches and Fuse Links", New York, Junie 1997.
- 2. ANSI C37.46-2000, "For High Voltage Expulsion and Current-Limiting Type Power Class Fuses and Fuse Disconnecting Switches", New York, May 2000.
- 3. Electric Power Substation Engineering, second edition, Section 4.6 Power Fuses, John D. McDonald, 2006
- 4. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Fusibles pp. 32 - 34, El Salvador, Octubre 2003.

## CAPÍTULO IX

### INTERRUPTORES DE POTENCIA

**Art. 66** Un interruptor de potencia es un dispositivo de protección cuya función consiste en interrumpir la conducción de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito.

#### **Art. 67 Tipos de interruptores.**

67.1 Según la construcción de su tanque los interruptores de potencia a utilizar en una subestación son:

- a) Tipo Tanque Muerto: La cámara de interrupción es colocada en una envolvente de metal aterrizada y los transformadores de corriente son montados directamente a las boquillas.
- b) Tipo Tanque Vivo: La cámara de interrupción es colocada dentro del aislador y los transformadores de corriente son colocados separadamente del interruptor.

67.2 Según la forma de extinguir el arco los interruptores de potencia a utilizar en una subestación son:

- a) Interruptor en Vacío: La energía del arco eléctrico se disipa en el vacío.
- b) Interruptor en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>): La energía de arco se disipa en el gas SF<sub>6</sub>.

#### **Art. 68 Características Generales**

68.1 Los interruptores deben poseer un gabinete de control local para operación manual.

68.2 Para interruptores en SF<sub>6</sub>, el equipo debe de disponer de un sistema, que permita dar alarma y bloquearlo al cierre y apertura, cuando la presión del gas disminuya quedando por debajo de los valores normales de operación.

68.3 Los interruptores de potencia deben utilizarse para la protección de transformadores de potencia mayores a 10 MVA o según lo disponga el diseñador para potencias menores.

## Art. 69 Características Eléctricas Generales

69.1 Para la especificación de interruptores de potencia se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Corriente nominal
- Capacidad nominal de interrupción simétrica y asimétrica
- Corriente nominal de cierre en cortocircuito
- Corriente nominal de tiempo corto

69.2 Las características eléctricas de voltajes y corrientes para los interruptores de potencia, se indican en la tabla 20.

**Tabla 20.** Valores nominales de voltaje y corriente para interruptores de potencia.

VOLTAJE MÁXIMO KV RMS	CORRIENTE NOMINAL CONTINUA AMPERIOS RMS	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y CORTO TIEMPO KA RMS	VOLTAJE SOPORTADO A FRECUENCIA INDUSTRIAL KV RMS		PRUEBA DE IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO 1.2/50 $\mu$ S KV RMS
			SECO 1 MIN	HÚMEDO 10 S	
			15.5	600, 1200	
15.5	1200, 2000	20.0	50	45	110
15.5	1200, 2000	25.0	50	45	110
15.5	1200, 2000, 3000	40.0	50	45	110
25.8	1200, 2000	12.5	60	50	150
25.8	1200, 2000	25.0	60	50	150
38.0	1200, 2000	16.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	20.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	25.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	31.5	80	75	200
38.0	1200, 2000, 3000	40.0	80	75	200
48.3	1200, 2000	20.0	105	95	250
48.3	1200, 2000	31.5	105	95	250
48.3	1200, 2000, 3000	40.0	105	95	250

Ref. ANSI/IEEE Std. C37.06-1997 Table 2, Table 4.

## **Art. 70 Mecanismos de operación**

- 70.1 El mecanismo de operación será efectuado mediante un motor eléctrico y manualmente en caso de indisponibilidad del motor.
- 70.2 El mecanismo de operación siempre deberá permitir que el interruptor pueda ser abierto bajo cualquier circunstancia.
- 70.3 El Interruptor de Potencia podrá ser operado eléctricamente en forma remota o local. Cuando se opere localmente deberá de contar con un sistema de bloqueo que impida las operaciones remotas.

## **Art. 71 Ubicación**

- 71.1 El interruptor de potencia se utilizara en el lado primario del transformador para evitar efectos térmicos, cuando quede sometido a corrientes de cortocircuito o sobrecargas considerables.
- 71.2 Se utilizará un interruptor de potencia entre el secundario del transformador y el bus de media tensión, el cual será utilizado para la protección de dicho bus.
- 71.3 Se debe utilizar un interruptor de potencia en los circuitos de salida de una subestación, tomando en consideración el nivel de cortocircuito existente en dicha salida.

## **Art. 72 Referencia**

- 1 ANSI Std. C37.06-2000, AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Preferred Ratings and Related Required Capabilities.

## **CAPÍTULO X**

### **RECERRADOR**

**Art. 73** Es un dispositivo de protección con control automático utilizado para interrumpir y volver a cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna en caso de falla.

#### **Art. 74 Características generales**

74.1 Los recerradores a utilizar para la protección de una subestación deben ser de apertura trifásica - bloqueo trifásico.

74.2 El medio de interrupción deberá ser en gas Hexafloruro de azufre (SF6) y/o vacío.

74.3 Los recerradores deben estar provistos de un juego de transformadores y/o sensores de corriente tipo bushing.

74.4 La estructura de montaje debe ser tipo Subestación.

74.5 Las estructuras metálicas de soporte deberán cumplir con el ACUERDO 301-E-2003, emitido por SIGET.

#### **Art. 75 Características eléctricas**

75.1 Para la especificación de recerradores se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Corriente nominal
- Capacidad nominal de interrupción simétrica
- Curvas tiempo – corriente
- Secuencia de operación

75.2 Las características eléctricas nominales de recerradores se muestra en la tabla 21.

**Tabla 21.** Características eléctricas nominales de recerradores.

VOLTAJE MÁXIMO KV RMS	CORRIENTE NOMINAL CONTINUA AMPERIOS RMS	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN SIMÉTRICA KA RMS	VOLTAJE SOPORTADO A FRECUENCIA INDUSTRIAL KV RMS		PRUEBA DE IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO 1.2/50µS KV RMS
			SECO	HÚMEDO	
			1 MIN	10 S	
15.5	200	2.0	50	45	110
15.5	400	6.0	50	45	110
15.5	560	12.0	50	45	110
15.5	800	12.0	50	45	110
15.5	560	16.0	50	45	110
15.5	800	16.0	50	45	110
15.5	1,120	16.0	50	45	110
27.0	560	10.0	60	50	125
38.0	560	16.0	70	60	150

ANSI/IEEE Std. C37.60-1981 Table 4.

#### **Art. 76 Mecanismos de operación**

- 76.1 El mecanismo de operación deberá ser mediante un motor eléctrico, para la apertura y cierre de los contactos.
- 76.2 El recerrador podrá ser operado eléctricamente en forma remota, debido a su flexibilidad en cuanto al manejo de la característica corriente tiempo y las secuencias de operación.
- 76.3 Si el recerrador se encuentra en la posición abierto – enclavado la operación de cierre debe ser manual desde el panel de control.

#### **Art. 77 Ubicación**

- 77.1 Se ubicará un recerrador colector entre el secundario del transformador y el bus de MT, el cual será utilizado para la protección diferencial de dicho bus, siempre y cuando la Subestación tenga más de 3 salidas principales<sup>12</sup>.
- 77.2 Se ubicará un recerrador como el dispositivo de protección principal por cada circuito de salida de la Subestación.

<sup>12</sup> Referirse al artículo 103.2, Protección Diferencial de Bus.

77.3 En Subestaciones de Transferencia se ubicará un recerrador en cada circuito de alimentación así como también en los circuitos de salida.

**Art. 78 Referencia**

- 1 ANSI/IEEE Std. C37.60-1981. "Requirements for Automatic Circuit Reclosers for Alternating-Current Systems"
- 2 RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.9, Automatic circuit reclosers, pp. 357-376, United States June 2001.

## CAPÍTULO XI

### TRANSFORMADOR DE POTENCIA

**Art. 79** Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

#### **Art. 80 Características Generales**

##### **80.1 Tipo de refrigeración.**

Para definir el tipo de refrigeración del transformador se utiliza el código estándar internacional de cuatro letras. La notación es la siguiente:

1. Primera letra: fluido refrigerante interno.
  - O: aceite mineral o sintético con punto de combustión menor que 300 °C.
  - K: fluido con punto de combustión mayor que 300 °C.
  - L: fluido con punto de combustión no determinado.
2. Segunda letra: mecanismo de circulación del fluido interno.
  - N: convención natural
  - F: convención forzada
3. Tercera letra: Fluido refrigerante externo
  - A: aire.
  - W: agua
4. Cuarta letra: mecanismo de circulación del fluido externo.
  - N: convención natural
  - F: convención forzada

80.2 El transformador estará dotado de cambiador de tomas operable apto para operación bajo carga (*load tap changing "LTC"*).

80.3 El cambiador de tomas deberá ubicarse en el devanado primario del transformador ya que la corriente nominal es menor, logrando así reducir la degradación de los contactos producidas por el arqueo.

80.4 Los aisladores pasantes (*bushings*) deberán ser de porcelana, apropiados para el nivel de contaminación al que serán expuesto y deberán tener el tamaño adecuado de tal forma que permitan la instalación de transformadores de corriente en su interior.

80.5 Para la instalación de transformadores de potencia en altitudes mayores a 1,000 msnm utilizar la tabla 1 de esta normativa.

## Art. 81 Características Eléctricas

81.1 Para la especificación de transformadores de potencia se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros fundamentales:

- Potencia nominal
- Voltajes nominales
- Relación de transformación
- Grupo de conexión e índice horario<sup>13</sup>
- Corriente de cortocircuito
- Tipo de refrigeración

## Art. 82 Potencia nominal

82.1 La potencia nominal del transformador definirá las etapas de refrigeración que el diseñador pretenda especificar, los valores recomendados por normas ANSI para transformadores se indican en la tabla 22 y tabla 23.

**Tabla 22.** Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración

KVA NOMINALES		
ONAN	ONAF (1° ETAPA)	ONAF (2° ETAPA)
12,000	16,000	20,000
15,000	20,000	25,000
20,000	26,667	33,333
25,000	33,333	41,667
30,000	40,000	50,000
37,000	50,000	62,500
50,000	66,667	83,333
60,000	80,000	100,000

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 2.

**Tabla 23.** Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración para transformadores de 3,750 KVA a 12,500 KVA

KVA NOMINALES	
ONAN	ONAF
3,750	4,687
5,000	6,250
7,500	9,375
10,000	12,500

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 12.

<sup>13</sup> Para Subestaciones de distribución, la conexión de los transformadores de potencia deberá ser Delta-Estrella sólidamente aterrizado, con el objeto de crear una referencia a tierra (Referirse al Capítulo XVI Sistema de Puesta a Tierra).

**Art. 83** La tabla 24 muestra el nivel básico de aislamiento al impulso, para transformadores de potencia de acuerdo a la norma IEEE C57.12.10.

**Tabla 24.** Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL).

VOLTAJE NOMINAL (KV)	BIL (KV)
4.16	75
13.2	110
23	150
46	250

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 8.

**Art. 84** La clase de precisión recomendada de transformadores de corriente, para la protección de un transformador de potencia es como se indica en la tabla 25.

**Tabla 25.** Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing

CLASE AISLAMIENTO DEL BUSHING (KV)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR TIPO BUSHING	CLASE DE PRECISIÓN EN RELACIÓN COMPLETA DEL DEVANADO
46 y menores	600:5	C200
	1200:5, 2000:5, 3000:5	C400
	4000:5 y mayores	C800

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 20.

**Art. 85** El equipo de enfriamiento consistirá principalmente de los siguientes elementos: Radiadores y Ventiladores controlados normalmente por un monitor de temperatura<sup>14</sup>.

**Art. 86** Los cables de salida desde cada motor de los ventiladores deberán ser canalizados a través de ductos metálicos flexibles y tener enchufes herméticos.

### **Art. 87 Instrumentos de medición**

87.1 El transformador deberá incluir como mínimo los siguientes instrumentos:

- Indicadores de nivel de aceite del transformador y del LTC.
- Monitor de temperatura local y medición remota de temperatura de aceite y de devanados.

### **Art. 88 Referencia**

- IEEE+Std+C57.12.00-2000, American National Standard for Transformers 230 kV and Below 833 / 958 through 8333 / 10 417 kVA, Single-Phase, and 750 / 862 through 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA, Three-Phase Without Load Tap Changing; and 3750 / 4687 through 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA with Load Tap Changing— Safety Requirement

<sup>14</sup> El número de ventiladores dependerá de las etapas de refrigeración

## CAPÍTULO XII

### CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

**Art. 89** Las celdas de Media Tensión, son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

**Art. 90 Características Generales.**

90.1 El conjunto de celdas de Media Tensión serán del tipo Metal Clad (MC) para uso en casetas de control.

90.2 Las principales características que deben poseer las Celdas MC son:

- a. Separaciones metálicas entre compartimientos.
- b. Barreras metálicas que impedirán el contacto con partes energizadas, cuando se extraiga algún equipo de la celda.
- c. Compartimientos separados al menos por:
  - Cada equipo de maniobra
  - Cables de potencia a un lado del equipo de maniobra
  - Barras a un lado del equipo de maniobra
  - Equipos en baja tensión

90.3 Cuando se requiera debe disponerse de una celda acopladora que permita la conexión de barras principales entre Celdas MC.

90.4 Los elementos de lectura y maniobra instalados en el frente de la celda, se deben ubicar a una altura apropiada para el operador.

90.5 Todas las partes metálicas de las estructuras deberán estar conectadas a la barra de tierra.

90.6 La entrada y salida de cables de Media Tensión y de control podrá ser por la parte inferior o superior de la celda.

90.7 Debe ser imposible extraer o insertar un equipo de maniobra si está cerrado.

## Art. 91 Características Eléctricas

91.1 Las principales características eléctricas nominales que se deben especificar en las Celdas MC son:

- Voltaje Nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Niveles de aislamiento
- Corriente Nominal
- Corriente Momentánea de Tiempo Corto.

91.2 Los voltajes nominales así como los niveles de aislamiento para Celdas MC deben ser como se indica en la tabla 26.

**Tabla 26.** Voltajes y niveles de aislamiento para MC switchgear

<b>VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (KV)</b>	<b>VOLTAJE NOMINAL (KV)</b>	<b>VOLTAJE DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL (KV)</b>	<b>BIL (KV)</b>
4.76	4.16	19	95
15	13.8	36	110
27	25	60	150
38	34.5	80	200

Ref. IEEE Std. C37.20.2, Tabla 1

91.3 La corriente nominal para Celdas MC deberá ser 1200, 2000 y 3000 A como lo indica la norma IEEE C37.20.2.

## Art. 92 Referencia

1. IEEE Std. C37.20.2, “Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear.”

## CAPÍTULO XIII

### TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

**Art. 93** Son dispositivos para transformar con precisión la corriente o voltaje de una magnitud a otra generalmente menor. Estos dispositivos se pueden clasificar en transformadores de corriente y de potencial, cumpliendo con las aplicaciones de medición y protección.

#### **Art. 94 Especificación de transformadores de instrumento**

Para especificar los transformadores de instrumento se deben considerar las siguientes características básicas, tomando en cuenta que las aplicaciones son para medición y control.

- Voltaje Nominal
- Relación de Transformación.
- Clase de Precisión
- Burden (Carga a alimentar)
- Tipo de servicio (interior o exterior)
- Corriente de cortocircuito (Simétrica y asimétrica)
- Nivel básico de aislamiento al impulso

#### **Art. 95 Transformadores de Corriente (TC).**

Los transformadores de corriente deben cumplir lo siguiente:

95.1 El valor normalizado para la corriente secundaria debe ser 5 Amperios.

95.2 Para la protección diferencial de un transformador de potencia con conexión delta estrella, los TC's deben conectarse en ambos lados del diferencial en conexión opuesta a la del devanado del transformador de potencia.

#### **95.3 Burden**

La carga o burden estándar para transformadores de corriente con 5 Amperios en el secundario, deberá ser como lo indicado en la tabla 27.

**Tabla 27.** Burden (carga) estándar para transformadores de corriente

<b>DESIGNACIÓN DEL BURDEN<sup>15</sup></b>	<b>IMPEDANCIA (OHMS)</b>	<b>VOLTS AMPERES (VA)</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA</b>
<b>CARGAS DE MEDICIÓN</b>			
B-0.1	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.8	45.0	0.9
<b>CARGAS DE PROTECCIÓN</b>			
B-1	1.0	25	0.5
B-2	2.0	50	0.5
B-4	4.0	100	0.5
B-8	8.0	200	0.5

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 9.

#### 95.4 Clase de precisión

La clase de precisión está basada en los requerimientos que el factor de corrección debe cumplir dentro de los límites especificados, cuando el factor de potencia de la carga a medir está dentro del rango de 0.6 a 1.0 (ver tabla 28)

**Tabla 28.** Clase de precisión estándar para medición y límite del factor de corrección para transformadores de corriente

<b>CLASE DE PRECISIÓN</b>	<b>100% CORRIENTE NOMINAL</b>	
	<b>MÍNIMA</b>	<b>MÁXIMA</b>
0.3	0.997	1.003
0.6	0.994	1.006
1.2	0.988	1.012

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 6.

#### Art. 96 Transformadores de potencial (TP)

Los transformadores de potencial deben cumplir lo siguiente:

- 96.1 El valor normalizado para el voltaje secundario debe ser 120 Voltios
- 96.2 Los circuitos secundarios de transformadores de potencial deben estar provistos de algún medio de desconexión seguro, que evite la posibilidad de energizar el lado de alta tensión debido a una retroalimentación accidental desde los circuitos secundarios.

<sup>15</sup> Burden es la carga que está propiamente conectada al devanado secundario y que determina las potencias activa y reactiva.

96.3 Deberá instalarse fusibles para protección, en el lado primario de los transformadores de potencial<sup>16</sup>.

#### 96.4 Burden

La carga o burden estándar para transformadores de potencial, debe ser como lo indicado en la tabla 29. Se asocia el burden o carga a una letra de designación, a los volt-amperes secundarios y al factor de potencia.

**Tabla 29.** Burden (carga) estándar para transformadores de potencial

DESIGNACIÓN DEL BURDEN <sup>17</sup>	IMPEDANCIA (OHMS) SOBRE LA BASE DE 120V	VA SECUNDARIOS	FACTOR DE POTENCIA
W	1152	12.5	0.10
X	576	25	0.70
M	411	35	0.20
Y	192	75	0.85
Z	72	200	0.85
ZZ	36	400	0.85

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 15.

#### 96.5 Clase de precisión

Para los transformadores de potencial, se debe asignar o indicar una especificación denominada "clase de precisión", para cada uno de los Burden estándar como se indica en la tabla 30.

**Tabla 30.** Clase de precisión para transformadores de potencial usados en medición

CLASE DE PRECISIÓN	LIMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN
0.3	1.003 - 0.997
0.6	1.006 - 0.994
1.2	1.012 - 0.988

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 6.

### Art. 97 Ubicación

Considerando que las aplicaciones son para medición y control<sup>18</sup>:

<sup>16</sup> Referirse al artículo 63 de éste documento para la especificación de fusible de potencia.

<sup>17</sup> Los burden estándar para aplicaciones de medición son: W, X, M y Y

<sup>18</sup> Queda a disposición del diseñador especificar los transformadores de instrumento, ya sea para medición o protección, así como también si se requiere de uno o más devanados en el circuito secundario dependiendo de la carga a alimentar.

- 97.1 Se deberá instalar transformadores de corriente en el lado primario y secundario del transformador de potencia.
- 97.2 Se deberá ubicar un transformador de corriente en la conexión de neutro a tierra del transformador de potencia
- 97.3 Se deberán instalar transformadores de corriente en los circuitos de salida de una subestación
- 97.4 Se deberá instalar un transformador de potencial en la barra del lado secundario del transformador de potencia.

#### **Art. 98 Referencia**

- 1. ANSI/IEEE Std. C57.13 “Requirements for Instrument Transformers.”, June 1993.
- 2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.10, Instrument Transformers, pp. 377-399, United States June 2001.

## CAPÍTULO XIV

### RELEVADORES

**Art. 99** Los relevadores son dispositivos que se utilizan para detectar fallas en las líneas o en equipos, e iniciar la operación de los dispositivos de interrupción para aislar la falla.

**Art. 100** Los relevadores para protección según su construcción podrán ser:

- a) Relevadores de Estado Sólido<sup>19</sup>
- b) Relevadores Microprocesados

#### **Art. 101 Identificación de relevadores para protección**

Los números ANSI de relevadores utilizados para la protección de Subestación con la respectiva función que cada número representa, se muestran en la tabla 31.

**Tabla 31.** Números para protección por relevadores

NUMERO DE FUNCIÓN DEL RELEVADOR	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
25	Sincronización
27	Bajo voltaje
49	Sobrecarga térmica
50	Instantáneo de sobrecorriente
51	Temporizado de sobrecorriente
52	Interruptor
57	Corto circuito
59	Sobre voltaje
63	Sobre presión
67	Direccional de sobrecorriente
79	Recierre
81	De frecuencia (baja o alta frecuencia)
86	De Bloqueo (multicontacto)
87	Diferencial

Ref. IEEE std. C37.2-1996

101.1 Las letras sufijas comúnmente aplicadas a cada número ANSI de relevadores se muestran en la tabla 32, estos sufijos denotan el elemento que es protegido o la aplicación.

<sup>19</sup> Los relevadores electromecánicos han sido reemplazados por los relevadores de estado sólido, este último cuenta con velocidades más altas y mayor sensibilidad alcanzando tiempos de operación de 5 a 8 ms

**Tabla 32.** Letras sufijo comúnmente utilizadas, aplicadas a las funciones de los relevadores.

LETRA SUFIJA	APLICACIÓN DEL RELEVADOR <sup>20</sup>
A	Solo alarma
B	Protección de Bus
G	Protección de falla a tierra
F	Protección de fase o línea
N	Protección de falla a tierra (bobina del relevador conectada al circuito residual del TC) <sup>21</sup>
T	Protección del Transformador

Ref. IEEE std. C37.2-1996,

## Art. 102 Protección del transformador

El transformador deberá disponer de protecciones primarias y de respaldo con el fin de proporcionar un alto grado de protección.

102.1 **Protección primaria:** para la protección primaria del transformador se hará uso de los siguientes relevadores:

- a) Protección Diferencial (87T): Se utilizará protección diferencial para cada una de las fases, considerando el tipo de pendiente (15-25-30-40-50%) y con restricción armónica.
- b) Protección Buchholz (63): Todos los transformadores que tengan tanque conservador de nivel de aceite deben traer la protección de Buchholz.
- c) Protección contra sobre Temperatura (49T): Este es un relevador de imagen térmica que también se utiliza para iniciar la operación de los ventiladores y/o de las bombas de aceite para aumentar la capacidad de enfriamiento del transformador.
- d) Protección contra bajo y alto voltaje (27 y 59 respectivamente): Funciona cuando la tensión desciende o asciende de un valor predeterminado.
- e) Protección temporizada de sobrecorriente (51): Funciona cuando la corriente de un circuito excede de un valor predeterminado.

<sup>20</sup> Ejemplos:

1. 87T, protección diferencial del transformador.
2. 51G, Relevador temporizado de sobrecorriente aplicado para la protección de fallas a tierra.
3. 87B, protección diferencial de bus.

<sup>21</sup> El sufijo N es preferido cuando el dispositivo es conectado en forma residual de un circuito polifásico, el sufijo G es preferido cuando la cantidad medida se hace en un camino a tierra o en el caso de detectores de falla a tierra.

102.2 **Protección de respaldo:** En caso que las protecciones primarias no respondan ante alguna falla se deberá de proveer de protecciones de soporte.

- a) La protección de respaldo contra fallas del transformador generalmente se usaran relevadores de sobrecorriente de fase instantáneo y temporizado (50/51)
- b) En conexiones en delta para la protección de fallas a tierra se utilizara la protección 51NS.
- c) En conexiones de estrella sólidamente aterrizado para la protección de fallas a tierra se utilizará un relevador de sobrecorriente (51G).
- d) En conexiones de estrella aterrizado por medio de una impedancia de puesta a tierra se utilizará protección diferencial 87TG.

#### **Art. 103 Protección de buses y Líneas de distribución.**

Los alimentadores de entradas y salidas de una subestación deben estar provistos bajo las siguientes condiciones.

103.1 **Protección de líneas.** La protección primaria de las líneas se hará por medio de los siguientes relevadores:

- a) Relevadores de sobrecorriente de fase instantáneo y temporizado (50F/51F)
- b) Relevadores de sobrecorriente de tierra con elemento instantáneo y temporizado (50N/51N).
- c) Relevador de recierre (79)

103.2 **Protección de buses.** La protección de buses es de especial importancia ya que de ellos surgen las derivaciones de circuitos de salida, su protección debe considerarse especialmente cuando se dispone de varias salidas. La protección debe realizarse conforme a lo siguiente:

- a) Protección diferencial de Bus (87B), cuando se disponga de más de tres salidas alimentadas por el mismo bus.
- b) Protección de sincronización (25), cuando se disponga de varias fuentes de alimentación.

c) Direccional de corriente (67), cuando se disponga de varias fuentes de alimentación.

#### **Art. 104 Referencia**

1. IEEE C37.2-1996 'IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations'
2. IEEE C37.90-1989 'IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus'
3. IEEE C37.91-2000 'Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers'
4. IEEE 242 'IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems'

## CAPÍTULO XV

### SERVICIOS AUXILIARES

**Art. 105** El sistema de servicios auxiliares está conformado por todos aquellos servicios requeridos que permiten garantizar la calidad y continuidad de suministro a las áreas de control y supervisión de la Subestación.

**Art. 106** El sistema de servicios auxiliares de una Subestación deberá estar compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- a) Transformador de Servicio Propio
- b) Sistema de Iluminación
- c) Sistema de Corriente Continua
- d) Sistema Scada

#### **Art. 107 Transformador de Servicio Propio**

El Transformador de servicio propio deberá cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Los transformadores de servicio propio podrán ser del tipo distribución inmersos en aceite o del tipo pad mounted.
- b) La capacidad del transformador de servicio propio deberá ser especificada, para suplir la carga demandada por los siguientes dispositivos:
  - Ventiladores de enfriamiento del transformador de potencia
  - Sistema de iluminación
  - Cargador de baterías
  - Aires acondicionados
  - Equipos eléctricos de mantenimiento
- c) El transformador de servicio propio deberá ser ubicado en un sitio accesible para su mantenimiento, sin afectar la continuidad de la Subestación y con el menor peligro para el personal de mantenimiento de la Subestación.

#### **Art. 108 Sistema de Iluminación**

El sistema de iluminación deberá ser capaz de proveer a los diferentes locales y zonas de la Subestación, iluminación suficiente para realizar las inspecciones y operaciones de mantenimiento necesarias.

108.1 El sistema de iluminación deberá cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Los niveles de iluminación del alumbrado deberán cumplir con los valores indicados en la tabla 33.
- b) La iluminación interior comprende la sala de tableros y sala de baterías, las cuales deben cumplir los siguientes requerimientos:
  - La iluminación en la sala de tableros, se deberá hacer en base a los niveles de iluminación indicados en la tabla 33.
  - La sala de tableros deberá poseer un sistema de iluminación de emergencia con alimentación de corriente directa independiente.
  - Las lámparas, que se instalen en la sala de baterías deberán ser a prueba de explosión de clase 1 división 2 y sus interruptores deben estar fuera del cuarto para evitar incendios o explosiones por chispas al ser operados.<sup>22</sup>
- c) La iluminación exterior deberá cumplir con los siguientes criterios de diseño:
  - La iluminación exterior de la Subestación eléctrica comprende todas las zonas de tensión eléctrica (bahías de entrada y salida, banco de transformación y otras áreas fuera de la caseta de control).
  - El nivel mínimo de iluminación en la subestación por bahía y aérea de transformación debe ser de 30 luxes.
  - Deben emplearse unidades de vapor de sodio o aditivos metálicos con una potencia de 250 a 400 watts a 220Vca.
  - Los reflectores deben distribuirse correctamente en el área perimetral para proporcionar una iluminación uniforme de la Subestación, se recomienda la ubicación de estas en estructuras o postes independientes.
  - El alumbrado debe ser controlado en forma manual desde el tablero de servicios propios en la caseta de control y/o automática por medio de contactores y fotoceldas.

---

<sup>22</sup> En general las instalaciones eléctricas en el cuarto de baterías deberán cumplir con lo especificado en el NEC 2005 Sección 410 Art. 410.5 y 410.6

- En el acceso principal de la Subestación eléctrica se deberá de instalar lámparas en cada extremo de la reja y/o portón.

**Tabla 33.** Niveles de iluminación requeridos en las diferentes áreas de la subestación.

ÁREA	NIVEL DE ILUMINACIÓN (LUX)	
	PREFERIBLE	MINIMO
<b>Iluminación interior</b>		
Sala de baterías	200	100
Sala de tableros:		
a) cara vertical de tableros	500	300
b) cara posterior de los tableros	100	60
c) pasillos	100	60
d) Alumbrado de emergencia	60	30
<b>Iluminación exterior</b>		
Zona de equipo instalado y de paso:		
a) Iluminación general horizontal	30	20
b) Iluminación general vertical (sobre los equipos)	30	20
Entrada caseta de control	100	60
Cerca o alambrado perimetral	30	20

Ref. Niveles de iluminación recomendados por Illuminating Engineering Society.

### **Art. 109 Sistema de Corriente Continua (DC)**

109.1 El sistema de corriente continúa debe estar compuesto por el cargador y el banco de baterías, cuya función es para la alimentación de los siguientes dispositivos:

- Relevadores
- Control de los interruptores de MT
- Control de los seccionadores
- Equipo de radiocontrol
- Lámparas piloto
- Alarmas

109.2 Las características generales que deben cumplir el cargador y banco de baterías son:

- La energía eléctrica en corriente continua suministrada por el cargador y banco de baterías debe ser libre de distorsiones armónicas (ruidos, pulsos, transitorios, entre otros) y aislada eléctricamente de la fuente de suministro de corriente alterna.

- b) El sistema de corriente directa debe ser capaz de mantener los rangos de voltaje mostrados en la tabla 34, el equipo de la Subestación debe ser capaz de operar con uno o más de los rangos de voltaje de alimentación mostrados en la tabla.
- c) El cargador de baterías se debe instalar en el cuarto de control de instrumentos o sala de tableros.

**Tabla 34.** Tensión nominal del sistema de corriente continúa.

<b>Tensión Nominal del sistema (Vcc)</b>	<b>Tensión Mínima del sistema (Vcc)</b>	<b>Tensión Máxima del sistema (Vcc)</b>
12	9.6	14
24	19.2	28
48	38.4	56
110	88	123
125	100	140
220	176	246
250	200	280

Ref. Design Guide for Rural Substations, Table 5-26

109.3 El cargador de baterías deberá especificarse considerando los siguientes requerimientos:

- a) Alimentar el consumo constante de amperios en corriente continua.
- b) Cargar la batería (carga de igualación).
- c) Mantener cargada la batería (carga de flotación).
- d) Sistema de medición, alarmas y protecciones.

109.4 El cargador de baterías deberá contar con el siguiente sistema de medición digital:

- a) Amperímetro de corriente continúa.
- b) Voltímetro de corriente continúa.
- c) Voltímetro de corriente alterna de entrada

109.5 El cargador de baterías deberá contar con el siguiente sistema de alarmas visuales y audibles mínimas:

- a) Falla del cargador.
- b) Falla de corriente alterna
- c) Sobrecarga en batería.
- d) Falla a tierra positivo
- e) Falla a tierra negativo
- f) Alta y baja tensión en batería.

- 109.6 El cargador de baterías deberá contar con la siguiente señalización en el panel frontal.
- a) Encendido, apagado
  - b) Presencia o ausencia de corriente alterna
  - c) Carga rápida y de flotación
  - d) Batería en operación
- 109.7 El banco de baterías deberá estar compuesto por baterías tipo estacionarias y podrán ser alcalinas (Ni-Cd) o plomo ácido (Pb-Ca).
- 109.8 El bastidor para montaje del banco de baterías deberá cumplir las siguientes especificaciones:
- a) Deberá estar formado por escalones y debe tener un arreglo tal que permita la toma de lecturas de voltaje e inspección de nivel del ácido.
  - b) Deberá ser para montaje directo sobre el piso y contar con conector a tierra.
  - c) Deberá contar con la rigidez mecánica para soportar el peso y estabilidad de las baterías y diseñado de acuerdo a la zona sísmica donde se va a instalar.
- 109.9 La capacidad de las baterías se deberá determinar en base a la carga a alimentar, más un 20 por ciento para aplicaciones futuras, de tal forma que permita alimentar la carga de corriente continua por un tiempo mínimo de 8 horas.

#### **Art. 110 Sistema Scada**

- 110.1 El sistema Scada deberá contener una computadora principal o master (MTU), una o más unidades de control obteniendo datos de campo (RTU's) y una colección de software estándar para monitorear y controlar remotamente dispositivos de la subestación.
- 110.2 La MTU deberá estar ubicada en la estación de control de la compañía distribuidora.
- 110.3 La/s RTU deberán estar ubicadas en las Subestaciones de Media Tensión.
- 110.4 El sistema Scada será utilizado para la supervisión de la Subestación, permitiendo el control de los interruptores, recloser y cuchillas motorizadas.

- 110.5 El sistema Scada deberá especificarse considerando la incorporación de nuevos dispositivos, para posibles expansiones en la Subestación, sin la necesidad de realizar cambios susceptibles al sistema.
- 110.6 El sistema Scada deberá proporcionar la siguiente información a la interfaz humano-máquina (IHM):
- a) Presentación de diagramas unifilares de protección de las Subestaciones
  - b) Cuadro de alarmas presentes
  - c) Manejo de puntos virtuales
  - d) Estadísticas de rendimiento de comunicación
  - e) Estadísticas por punto
  - f) Condiciones generales de la Subestación
  - g) Pantalla de control de interruptor
  - h) Estado de los interruptores, funciones de protección y grupo de ajustes activos.
  - i) Potencia activa, reactiva y factor de potencia.
  - j) Estado operativo del recierre (habilitado/bloqueado).
  - k) Alarmas de los equipos de la Subestación.
- 110.7 El sistema Scada deberá deshabilitarse cuando se realicen trabajos de mantenimiento en las Subestaciones, activándose únicamente el mando local de operación de los dispositivos.

#### **Art. 111 Referencia**

1. IEEE 1115(2000), "IEEE Recommended practice for sizing nickel-cadmium batteries for stationary applications
2. IEEE 485 "Recommended Practice for Sizing Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations."
3. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.3, Power circuit breakers, pp. 219-245, United States June 2001

## CAPÍTULO XVI

### SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

**Art. 112** El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por las sobretensiones, mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

#### **Art. 113 Criterios para el Diseño y Análisis de sistemas de Tierra**

- 113.1 Se deben realizar pruebas de resistividad<sup>23</sup> en el terreno donde se va a construir una Subestación, en las condiciones más desfavorables<sup>24</sup>.
- 113.2 El método del sistema de puesta a tierra consistirá en una malla de material conductor el cual se debe diseñar para ser capaz de disipar el 100% de la corriente de falla trifásica a tierra o de fase a tierra, la que resulte mayor.
- 113.3 Se debe utilizar como referencia el estándar IEEE-80 vigente, para calcular los valores de voltajes de paso y de toque máximos permitidos en la Subestación.
- 113.4 Todas las estructuras metálicas en la Subestación, incluidas las no energizadas, se tienen que conectar a la malla.
- 113.5 El diseño de la malla tiene que cubrir toda el área de la subestación y extenderse un metro hacia afuera de la cerca perimetral.
- 113.6 Los conductores de bajada a la malla de todas las estructuras y equipos expuestos a fallas deben ser de cobre desnudo con un calibre mínimo de 4/0 AWG.
- 113.7 Todo equipo de protección se tiene que conectar en por lo menos dos puntos a la malla.
- 113.8 Los conductores de puesta a tierra de postes dentro de una Subestación tienen que conectarse a la malla a tierra.

---

<sup>23</sup> Las guías IEEE Std 81-1983 en el Capítulo 2 y IEEE Std 81.2-1991, da procedimientos para la medición de resistividad. Preferentemente debe utilizarse el método de Pendiente que es un método de medición de resistencia de sistemas de electrodos grandes.

<sup>24</sup> Para la condición de terreno seco.

113.9 Los valores máximos de resistencia requerida para la red de tierra de subestaciones son como los indicados en la tabla 35.

**Tabla 35.** Valores máximos de resistencia de red de tierra en función de su capacidad.

<b>CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)</b>	<b>RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA (OHMIOS)</b>
0.1 – 0.5	2
0.5 – 1	1.5
1 – 50	1
50 – 100	0.5
>100	0.2

Ref. ACUERDO N° 29-E-2000 Art. 64 Resistencia a Tierra, emitido por SIGET.

113.10 Toda malla se debe construir a una profundidad mínima de 18 pulgadas (50 centímetros) y una separación de conductores entre 10 y 20 pies (3 a 7 metros).

113.11 La malla de tierra se debe extender para cubrir toda el área eléctrica y hasta 3.28 pies (1.0 metros) afuera del muro perimetral y conectando la fundación del muro cuando menos a cada 32.8 pies (10 metros) de la red de tierra principal.

113.12 Para construcción de mallas se debe utilizar conexiones por soldadura exotérmica.

113.13 Se deben utilizar varillas de acero revestidas de cobre, con dimensiones mínimas de 5/8 de pulgadas de diámetro por 8 pies de largo.

113.14 El número de varillas a instalarse y la distancia entre éstas se determina del diseño de la malla, considerando una distancia mínima entre varillas de 1.83 metros.

113.15 Se deberá colocar una capa de grava alrededor de la subestación

113.16 La capa de grava sobre la superficie de la Subestación debe cumplir con los siguientes requisitos:

a) El espesor de la capa de grava sobre la superficie de Subestaciones debe ser de 4 a 6 pulgadas (10 a 15 centímetros)

b) Se debe utilizar grava gris tipo *granito* de 5/8 a 3/4 de pulgada de diámetro o similar<sup>25</sup>.

<sup>25</sup> La resistividad de este tipo de grava es de  $140 \times 10^6 \Omega m$  (en seco) y  $1300 \Omega m$  (en húmedo), y se especifica en grado numero 1

## Art. 114 Conexión de Equipos a la Malla

### 114.1 Transformadores de Potencia

Se requiere un mínimo de cinco bajantes a la malla conectada a tierra, según se describen a continuación:

- a) **Terminal Xo:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, seleccionado según el estudio de cortocircuito, instalado en tubería PVC a prueba de intemperie.
- b) **Pararrayos en lado primario:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC.
- c) **Pararrayos en lado secundario:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC.
- d) **Armazón:** Dos bajantes de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, conectados en lados opuestos del transformador.
- e) **Gabinete central de control:** Un bajante de cobre con calibre N° 6 AWG conectado a la malla.

### 114.2 Equipos de Medición (TC y TP)

- a) El armazón del equipo se conecta directamente a la malla con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.
- b) El lado secundario del equipo se conecta a la barra común localizada en la caseta de control o gabinete de medición, con un conductor de cobre con cubierta color verde y calibre Núm. 10 AWG.

### 114.3 Estructuras

- a) Todas las estructuras de deben conectar a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG.
- b) Las puntas Franklin interconectadas con hilo de guarda, deben conectarse a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG.<sup>26</sup>
- c) Las estructuras de telecomunicaciones se conectan a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG. Se debe proveer conexión desde la base de la torre a la malla.

---

<sup>26</sup> La práctica de interconectar las puntas Franklin con cable de guarda se le atribuye al método de la esfera rodante, que es un método de protección contra descargas atmosféricas.

#### 114.4 Sistemas de Control, Protección y Comunicaciones

- a) Se debe proveer en cada panel de control una barra común de cobre, que se instala en la parte interior del panel a una altura máxima de 4 pulg. Y éstas a su vez interconectadas a una barra común principal, que debe conectarse a la malla en un solo punto. Para esta conexión se debe utilizar conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG y terminales de ojo.
- b) Para conectar a tierra los relés de protección, se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde, con calibre mínimo de Núm. 12 AWG, 600 V. Éstos se conectan entre sí y a su vez a la barra común principal del sistema de protección.
- c) Los siguientes equipos se tienen que conectar a la barra común principal a tierra:
  1. **RTU:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 6 AWG, 600 V.
  2. **Estructura de banco de baterías:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 2 AWG, 600 V.
  3. **Cargadores de baterías:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 6 AWG, 600 V.
  4. **Panel de distribución:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 2 AWG, 600 V.

#### Art. 115 Referencia

1. Autoridad de energía eléctrica de Puerto Rico, Manual para el diseño y construcción de mallas conectadas a tierra para subestaciones y equipos, Diciembre de 2004.
2. IEEE Std 80-2000. "Guide for Safety in AC Substation Grounding", New York, January 2000
3. IEEE Std 81-1983, IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System (Part I).
4. IEEE Std 81.2-1991, IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems.
5. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Documento anexo, "Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica" Art. 64. Resistencia a Tierra, San Salvador, Junio de 2000.

## CAPÍTULO XVII

### OBRA CIVIL

**Art. 116** La obra civil referente a fundaciones de equipos de patio, pozos, canaletas y bancos de ductos para cables, oil-pit, tanque separador agua aceite, sala de control, caminos de acceso interno, sistemas de drenaje y aguas negras, muro perimetral, portón de acceso y obras de protección, deberán cumplir con los requerimientos de los códigos, reglamentos y normas utilizados en la práctica de la ingeniería de diseño de subestaciones eléctricas siguientes:

- a) American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO)
- b) Uniform Building Code (UBC)
- c) American Concrete Institute (ACI)
- d) American Institute Of Steel Construction (AISC)
- e) American Society Of Civil Engineers (ASCE)
- f) American Society For Testing And material (ASTM)
- g) American National Standards Institute (ANSI)
- h) Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)
- i) National electrical Manufacturers Association (NEMA)

**Art. 117** Para llevar a cabo el diseño adecuado de las trincheras, banco de ductos y pozos de registro se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: Tipo de subestación, topología del terreno, clasificación del suelo y condiciones climatológicas del lugar.

**Art. 118 Consideraciones para fundaciones de equipos.**

- 118.1 Las fundaciones serán de concreto reforzado, del tipo Zapata aislada y se apoyará directamente sobre suelo natural o sobre suelos estabilizados.
- 118.2 Se deberá realizar el diseño de diferentes tipos de fundaciones, clasificadas según las capacidades típicas de carga de suelos existentes en nuestro país. Además se podrá proponer diseños de configuraciones y esquemas diferentes siempre que la propuesta resulte más económica y técnicamente aceptable.

- 118.3 Las fundaciones de los equipos como interruptores, recerrador, transformadores de potencia, tanques separadores, etc. tendrán una profundidad de desplante mínima de 1 metro medidos a partir del nivel del suelo de la fundación o la requerida para satisfacer los requisitos de anclaje de los pernos de fijación de los equipos.
- 118.4 El diámetro mínimo de las varillas de refuerzo principal y transversal de los pedestales será N° 6 y N° 3 respectivamente, y la separación máxima del refuerzo principal será de 30 cm y refuerzo transversal de 10 cm. El peralte mínimo de la zapata será 4 grados

### **Art. 119 Materiales**

#### 119.1 Suelo cemento

El suelo cemento deberá llevar una proporción por peso o volumen (20:1) de veinte partes de suelo por una parte de cemento.

#### 119.2 Cemento

El cemento deberá satisfacer las especificaciones de la norma ASTM C150

#### 119.3 Aditivos

Deberán cumplir con las especificaciones para aditivos químicos para concreto ASTM C494

#### 119.4 Acero de refuerzo

El acero de refuerzo deberá cumplir con las especificaciones ASTM A 305 y el grado de resistencia mínima a la fluencia deberá ser grado 40. Las varillas con un diámetro mayor a 5.5 mm será corrugado y deberá ser grado 70.

### **Art. 120 Albañilería**

Para el diseño de todas las obras de albañilería, que consiste en la elaboración de elementos como paredes, tapias, muros, pozos de registro, canaletas etc. con bloques de concreto, ladrillo de barro y piedra, los materiales a utilizarse serán: Cemento, arena, agua, bloques de concreto de 15 X 20 X 40 cm, bloques de concreto de 10 X 20 X 40 cm y ladrillo de barro.

## **Art. 121 Referencias**

1. ASTM A53. Pipe, Steel, Black and Hot-dipped, Zinc-Coated Welded and Seamless
2. ASTM A181. Forgings, Carbon Steel for General Purpose Pipping
3. ASTM A789. Seamless and Welded Ferritic / Austenitic Stainless Steel Pipe for General Service
4. ASTM A743. Corrosion-resistant Iron-Chromium, Iron-Chromium-Nickel Base Alloy Casting for General Application Grade CA-15, Grade CF-8M and Grade CA-6M
5. ASTM A27. Mild-to Medium-strength Carbon Steel Castings for General Application Gr 65-35, or 70-40
6. ASTM A487. Steel Castings for Pressure Service
7. ASTM A176. Stainless, and Heat-resisting Chromium Steel Plate, Sheet and Strip
8. ASTM A240. Heat Resisting Chromium and Chromium-Nickel Stainless Steel Plate, Sheet and Strip
9. ASTM A345. Flat Rolled Electrical Steels for Magnetic Applications
10. ASTM A36. Structural Steel

## TÍTULO III

### ANEXOS

#### ANEXO 1: DISEÑO DE SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE MT/MT

##### *Parámetros:*

- Voltaje Nominal: 46/13.2 KV
- Capacidad Disponible: 12/15 MVA, con capacidad de maniobra
- Corriente de Cortocircuito trifásica: 8 KA
- Capacidad demandada: No excede 100%
- Maniobras: Si existen
- Ampliaciones futuras: Se prevé

#### 1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN BARRA DE 46 KV

—

*Cable #2 AWG AAC: 195A (TABLA 7)*

—

*(Carga futura)*

*Cable #4/0 AWG AAC: 410A (TABLA 7)*

—

*(Carga futura)*

*Cable #397.5 MCM AAC: 615A (TABLA 7)*

#### 2. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN BARRA DE 13.2 KV

—

*Cable #477 MCM AAC: 690A (TABLA 7)*

#### 3. ESPACIAMIENTOS

De TITULO II, CAPITULO II DISTANCIAS ELÉCTRICAS, se especifican las distancias eléctricas y espaciamientos de seguridad; teniendo presente la ubicación o espacio disponible, mantenimientos, ampliaciones, etc.

- *Distancia Vertical mínima entre Conductores de Fase:*

46 KV ----- 0.79 m (TABLA 2)

13.2 KV ----- 0.46 m (TABLA 2)

- *Distancia Horizontal mínima entre Conductores de Fase:*

46 KV ----- 0.68 m (TABLA 3)

13.2 KV ----- 0.35 m (TABLA 3)

#### 4. ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Postes de Concreto Centrifugados de 40 pies.

#### 5. PARARRAYOS LADO DE 46 KV

- Neutro Efectivamente Aterrizado
- Máximo Voltaje del Sistema:  $46 * 1.05 = 48.3KV$
- Máximo Voltaje Fase Neutro del Sistema:  $\frac{46 * 1.05}{\sqrt{3}} = 27.89KV$
- Si se tiene un COG de 60%:
- Voltaje fase neutro<sub>(Max TOV)</sub>:  $48.3 * 0.60 = 28.98KV$  para condiciones de falla <1s
- Relación TOV:  $\frac{V_{FN(MaxTOV)}}{V_{FNmax}} = \frac{28.98}{27.89} = 1.04p.u$
- Duty Cicle: 48 KV (TABLA 14)
- MCOV: 39 KV (TABLA 14)
- Tipo Oxido Metálico
- Material envolvente porcelana
- Clase Estación

#### 6. PARARRAYOS LADO DE 13.2 KV

- Neutro Efectivamente Aterrizado
- Máximo Voltaje del Sistema:  $13.2 * 1.05 = 13.86KV$
- Máximo Voltaje Fase Neutro del Sistema:  $\frac{13.2 * 1.05}{\sqrt{3}} = 8KV$
- Si se tiene un COG de 60%:
- Voltaje fase neutro<sub>(Max TOV)</sub>:  $13.86 * 0.60 = 8.316KV$  para condiciones de falla <1s
- Relación TOV:  $\frac{V_{FN(MaxTOV)}}{V_{FNmax}} = \frac{8.316}{8} = 1.04p.u$

- Duty Cycle: 10 KV (*TABLA 14*)
- MCOV: 8.4 KV (*TABLA 14*)
- Tipo Oxido Metálico
- Material envolvente porcelana
- Clase Estación

## 7. SECCIONADORES LADO DE 46 KV

- Modo de operación : Tripolar
- Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico
- Voltaje Nominal: 46 KV
- Voltaje Máximo Nominal: 48.3 KV
- Corriente Nominal: 600 A
- Corriente Simétrica o de corto tiempo: 25 KA/rms
- Corriente Asimétrica Momentánea: 40 KA/rms
- Tipo de Apertura: Vertical/Horizontal

## 8. SECCIONADORES LADO DE 13.2 KV

- Modo de operación : Tripolar
- Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico
- Voltaje Nominal: 13.2 KV
- Voltaje Máximo Nominal: 15.5 KV
- Corriente Nominal: 1,200 A
- Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 KA/rms
- Corriente Asimétrica Momentánea: 61 KA/rms
- Tipo de Apertura: Vertical/Horizontal

## 9. INTERRUPTOR DE POTENCIA

- Voltaje Máximo Nominal: 48.3 KV
- Corriente Continua: 1,200 A
- Corriente de Corto Circuito: 20 KA
- Tipo: Tanque Vivo
- Medio de Extinción del Arco: SF6
- Nivel Antisísmico: Alto
- Nivel de Contaminación: Medio
- Modo de Operación: Tripolar
- Mecanismo de Operación: Manual y Eléctrico

- Frecuencia Nominal: 60 Hz
- Duración de Corriente de Tiempo Corto: 3s
- Voltaje de Motor Eléctrico: 125 VDC

## 10. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- ***Voltaje Máximo para equipamiento***  
 Primario: 48.3 KV  
 Secundario: 13.86 KV
- ***Nivel básico de aislamiento***  
 Primario: BIL=250 KV  
 Secundario: BIL: 110 KV
- ***Relación de transformación***  
 46 KV/13.2 KV
- ***Potencia Nominal***  
 ONAN: 12 MVA  
 ONAF: 15 MVA
- ***Conexión y desfase***  
 Dyn1
- ***Impedancia Porcentual***  
 8%
- ***Frecuencia***  
 60 Hz
- ***Aceite Mineral***
- ***Bushing***  
 Primario
  - BIL = 250 KV
  - In = 188.27 A
 Secundario
  - BIL = 110 KV
  - In = 656.08 A

- **Conectores de cobre**
- **Equipo de refrigeración forzada (ONAF)**  
ONAF 1 etapa
- **Regulación de voltaje**  
Operación bajo carga  
Regulación de voltaje  $\pm 5\%$   
Aislado en aceite
- **Protecciones**  
Relé Bucholz  
Válvula de alivio de presión  
Sistema monitoreo de temperatura  
Pararrayos

## 11. AISLADORES

Para 46 KV:

**Tipo Polimérico**  
CLASE DS-46

**Tipo Porcelana**  
CLASE 57-3, 56-4, 52-4

Para 13.2 KV:

**Tipo Polimérico**  
CLASE DS-15

**Tipo Porcelana**  
CLASE 57-1, 56-1, 52-4

## 12. RECERRADOR

- |                                           |                              |
|-------------------------------------------|------------------------------|
| • Voltaje nominal:                        | 13.2 KV                      |
| • Voltaje Máximo Nominal:                 | 15.5 KV                      |
| • Frecuencia de operación:                | 60 Hz                        |
| • Corriente nominal:                      | 800A                         |
| • Corriente de Corto circuito:            | 12.5 KA                      |
| • Nivel básico de aislamiento al impulso: | 110 KV                       |
| • Accionamiento                           | Tripolar.                    |
| • Cámara de extinción del arco:           | SF6                          |
| • Transformadores de corriente:           | Tipo bushing para protección |
| • Condición de servicio:                  | Pesado                       |
| • Indicador:                              | Abierto/Cerrado              |
| • Estructura de montaje:                  | Tipo subestación             |

### 13. BANCO DE BATERÍAS

La carga que manejará el sistema de respaldo de corriente directa será de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 36.** Carga del Sistema respaldado con corriente directa.

Carga	Corriente [A]	Duración
Interruptores (en espera)	0.83	0 – 8 Hrs.
Interruptores (disparo)	7.8	0 – 1 min.
Luminarias	1.33	0 – 8 Hrs.
Control	0.42	0 – 8 Hrs
Aleatoria	3.3	0 – 1 min.

El ciclo de trabajo del sistema de respaldo para el establecimiento de la capacidad del banco de baterías será como se establece a continuación:

**Período 1:** Una gran carga es vista por las baterías durante el primer minuto debido a las cargas continuas y las momentáneas de los interruptores.

**Período 2:** La carga continua opera durante las 8 horas de respaldo.

**Período x:** Las baterías alimentan una carga aleatoria por un minuto.

Se establecen los siguientes parámetros y límites para el sistema y equipo, que serán utilizados para el dimensionamiento de las baterías.

- El banco de baterías será de: Plomo-acido
- Voltaje Nominal del sistema: 125 VDC
- Máximo voltaje del sistema: 140 VDC.
- Mínimo voltaje permisible en los terminales de la batería (incluyendo las caídas de voltaje): 105 V.
- Voltaje de carga de las baterías: 2.33 V/Celda
- Menor temperatura de operación esperada: 15.6 °C
- Margen de diseño: 15%

#### Paso 1: Cálculo del número de celdas

El máximo número de celdas que puede ser utilizado es dado por la siguiente expresión:

El máximo voltaje aceptable del sistema es 140 V y el voltaje promedio de carga de la batería es 2.33 V/Celda.

Entonces el número máximo de celdas es:

\_\_\_\_\_

**Paso 2: Cálculo del Voltaje final por Celda aceptable.**

El voltaje mínimo aceptable de la batería incluyendo las caídas de voltaje es 105 VDC, por lo que tenemos:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

El voltaje mínimo por celda es necesario para obtener la adecuada capacidad de las celdas, es el utilizado en la información de los fabricantes.

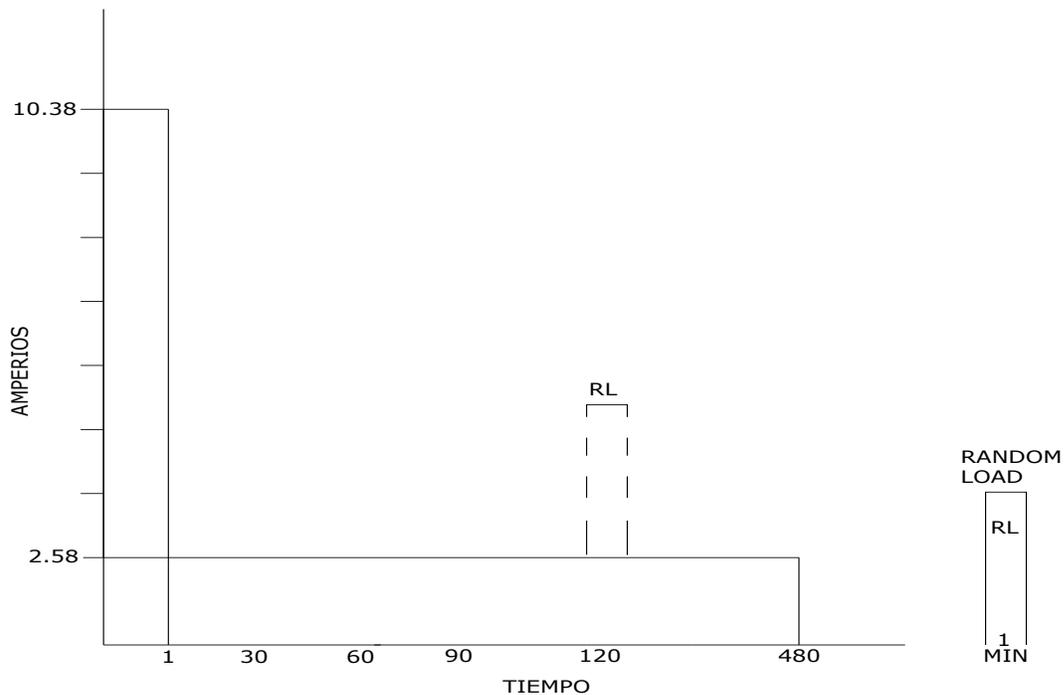
**Paso 3: Dimensionamiento de las celdas:**

El ciclo de trabajo puede resumirse como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 37.** Ciclo de Trabajo

Periodo	Cargas	Amperios Totales por periodo	Duración (Minutos)
1	Continuas + Momentáneas	10.38	1
2	Continuas	2.58	480
x	Aleatorias	3.3	1

**Figura 2.** Grafica de ciclo de trabajo



El tamaño de las celdas se determina por medio de la siguiente ecuación:

**Donde:**

FS: Tamaño de la celda para una sección S, en Amperios-Hora.

AP: Amperios requeridos para el período P

P: Periodo siendo analizado.

S: Sección del ciclo de trabajo siendo analizada.

T: Tiempo en minutos desde el principio del periodo P hasta el final de las sección S.

KT: Factor de capacidad, se calcula dividiendo la capacidad de la batería entre los amperios de descarga que la batería puede entregar en un tiempo T, a un determinado voltaje final de descarga, estos valores son obtenidos de los datos de fabricantes de baterías según el modelo.

**Tabla 38.** Datos de régimen de descarga de baterías según el fabricante.

NOM. Ah CAP.	8 HR	7 HR	6 HR	5 HR	4 HR	3 HR	2 HR	1.5 HR	1 HR	30 MIN	15 MIN	5 MIN	1 MIN
TO 1.75 END VOLTS PER CELL							SPECIFIC GRAVITY 1.215						
65	8.1	9	11	13	15	19	27	33	44	68	96	128	146
98	12.2	14	16	19	23	29	40	49	66	102	143	192	219
130	16.3	18	21	25	30	39	53	66	87	136	191	256	292
162	20.3	23	27	31	38	48	66	82	109	170	239	320	365
195	24.4	28	32	38	46	58	80	99	131	203	287	384	437
227	28.4	32	37	44	53	68	93	115	153	237	335	448	510

Los cálculos se realizarán utilizando los datos de un fabricante x y suponiendo que la capacidad de las baterías a utilizar es de 98 Ah.

- Periodo 1,  $K_{T=1\text{min}} = 98/219 = 0.447$
- Periodo 2,  $K_{T=480\text{min}} = 98/12.2 = 8.03$  ,  $K_{T=479\text{min}} = 8.03$

Entonces la capacidad de las celdas queda determinado por el segundo periodo del ciclo de trabajo por lo que:

A esto hay que agregar la carga aleatoria la cual queda como  $3.3 * 0.447 = 1.47$  Ah

$$F_{\text{Total}} = 22.19 \text{ Ah}$$

**Paso 4 – Aplicar factores de corrección a las celdas:**

**Donde:**

$F_{Temp}$ : factor de corrección por temperatura

$F_{aging}$ : factor de corrección por envejecimiento

$F_{diseño}$ : porcentaje de margen de diseño

Para el factor de corrección por temperatura lo obtenemos de la tabla 1

De la cual obtenemos:

$$F_{Temp} = 1.110$$

Se selecciona un factor de envejecimiento del 25% por recomendación del IEEE 485-1997 y un margen de diseño del 15% por lo que obtenemos:

Por lo que bastará la adquisición de un banco de baterías con una capacidad de 65 Ah.

**Tabla 39:** Factores de corrección por temperatura, IEEE 485-1997, sección 6.2.2

Electrolyte temperature			Electrolyte temperature		
(°F)	(°C)	Cell size correction factor	(°F)	(°C)	Cell size correction factor
25	-3.9	1.520	78	25.6	0.991
30	-1.1	1.430	79	26.1	0.987
35	1.7	1.350	80	26.7	0.980
40	4.4	1.300	81	27.2	0.976
45	7.2	1.250	82	27.8	0.972
50	10.0	1.190	83	28.3	0.968
55	12.8	1.150	84	28.9	0.964
60	15.6	1.110	85	29.4	0.960
65	18.3	1.080	86	30.0	0.956
66	18.9	1.072	87	30.6	0.952
67	19.4	1.064	88	31.1	0.948
68	20.0	1.056	89	31.6	0.944
69	20.6	1.048	90	32.2	0.940
70	21.1	1.040	95	35.0	0.930
71	21.7	1.034	100	37.8	0.910
72	22.2	1.029	105	40.6	0.890
73	22.8	1.023	110	43.3	0.880
74	23.4	1.017	115	46.1	0.870
75	23.9	1.011	120	48.9	0.860
76	24.5	1.006	125	51.7	0.850
77	25.0	1.000			

### **Paso 5 – Cálculo del cargador de baterías:**

El cargador debe ser lo suficientemente grande para alimentar las cargas continuas mientras también recarga el banco de baterías dentro de un período razonable de tiempo, para el cálculo del cargador se utiliza la siguiente fórmula:

$$A = [kC]/H + Lc$$

*Donde:*

- A: Capacidad de salida del cargador en amperios
- k: factor de eficiencia para retornar el 100% de Amperios-hora removidos.  
(utilizar 1.1 para baterías plomo-acido y 1.4 para níquel-cadmio)
- C: Amperios-hora calculados según el ciclo de trabajo de las baterías
- H: Tiempo de recarga para llegar a un aproximado del 95% de la capacidad en horas  
(Un tiempo de 8 a 12 horas es recomendado).
- Lc: Carga continua en amperios.

*Entonces para el ejemplo anterior tenemos:*

K: 1.1

C: 27.03 Ah

H: 10 horas

Lc: 2.58 A

---

$$A = 5.55 \text{ Amps}$$

La capacidad de salida del cargador debe ser de 5.6 Amperios.

## 14. ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

### A. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Ver ANEXO 2, HOJA 2: Diagrama Unifilar 46 Kv/ 13.2 KV

#### ➤ **TRASFORMADOR: TC1 y TC3**

Cálculo de la corriente primaria



Para encontrar el burden total, se necesita la carga del cable de control y la de los reveladores.

- Cable THHN #10 AWG, longitud 30 mts<sup>27</sup>  
Resistencia = 0.00328  $\Omega$ /mts

**Donde:**

$$R = 30 \times 0.00328 = 0.0984 \Omega$$

$$VA = Watts = R \times I^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$$

- Relevadores 3 x 0.27 VA<sup>28</sup>  
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.81 = 3.27 VA$

**Las especificaciones principales del TC1 y TC3 son:**

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente primaria: 300 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: —
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 27)
- Designación del Burden: B-02 (Ver tabla 26)
- Clave: C-400

---

<sup>27</sup> En todos los cálculos se tomará una longitud de 30 metros

<sup>28</sup> Datos Tomados del equipo SEL 387

➤ **TRANSFORMADOR TC2:**

- 
- Cable:  $VA = Watts = R \times I^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$
  - Relevadores  $3 \times 0.27 = 0.81 VA$   
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.81 = 3.27 VA$

**Las especificaciones principales del TC2:**

- Transformador con Multirelación: 1200:5
- Corriente Primaria: 800 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: —
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 27)
- Designación del Burden: B-02 (Ver tabla 26)
- Clave: C-200

➤ **TRANSFORMADOR TC4, TC6, TC8:**

**Cálculo de la Corriente Primaria:**

Considerando que los circuitos se encuentran balanceados, es decir, que cada circuito tiene 7.5 MVA de carga.

---

**Cálculo del Burden Total:**

- Cable:  $VA = Watts = RI^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$
- Relevadores  $3 \times 0.27 = 0.81 VA$   
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.81 = 3.27 VA$

**Las especificaciones principales son:**

- Transformador con Multirelación: 1200:5
- Corriente Primaria: 400 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: —
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 27)
- Designación del Burden: B-02 (Ver tabla 26)
- Clave: C-200

➤ **TRANSFORMADOR TC5, TC7, TC9:**

**Cálculo de la Corriente Primaria:**

\_\_\_\_\_

**Calculo del Burden Total:**

- *Cable:*  $VA = Watts = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$
- *Medidores:* 15 VA (dato tomado del fabricante ABB)  
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 15 = 17.46 VA$

**Especificaciones Principales:**

- Transformador con Multirelación: 1200:5
- Corriente Primaria: 400 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: —
- Clase de precisión: 0.3 (Ver tabla 27)
- Designación del Burden: B-09 (Ver tabla 26)
- Clave: C-200

**B. TRANSFORMADOR POTENCIAL**

**Cálculo del Burden Total:**

- *Cable:*  $Watts = VA = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$
- *Relevadores:* 3 x 0.06 VA @ 120 V
- *Medidores:* 15 VA  
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.18 + 15 = 17.64 VA$

**Especificaciones Principales:**

- Voltaje Primario: 14,400 Grd/ 8,400V
- Voltaje Secundario: 120/69.3 V
- Relación: —
- Designación del Burden: X (Ver tabla 28)
- Precisión: 0.3

## 15. DISEÑO DE SISTEMA DE TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TOMADO DE IEEE-80)

**Tabla 40.** Índice de parámetros de diseño

Símbolo	Descripción	Número de Capítulo
	Resistividad del suelo $\Omega.m$	13
	Resistividad del material superficial $\Omega.m$	7.4, 12.5
	Corriente de falla simétrica en una subestación para un conductor de tamaño A.	15.3
	Área total rodeada por la rejilla de tierra. $m^2$	14.2
	Factor de decremento de la capa superficial	7.4
	Diámetro del conductor de la rejilla, m	16.5
	Espaciamiento entre conductores paralelos, m	16.5
	Factor de decremento para determinar	15.1.4, 15.10
	Distancia máxima entre dos puntos cualquiera de la rejilla, m	16.5
	Voltaje de malla al centro de la esquina de la malla por el método simplificado, V	16.5
	Voltaje de paso entre un punto sobre la esquina exterior de la rejilla un punto 1 m en diagonal fuera de la rejilla por el método simplificado, V	16.5
	Voltaje de paso tolerable por un humano de 50 Kg de peso, V	8.3
	Voltaje de paso tolerable por un humano de 70 Kg de peso, V	8.3
	Voltaje de toque tolerable por un humano de 50 Kg de peso, V	8.3
	Voltaje de toque tolerable por un humano de 70 Kg de peso, V	8.3
	Profundidad de los conductores de la rejilla	14.2
	Espesor de la capa superficial, m	7.4
	Máxima corriente de rejilla que fluye entre la rejilla de aterrizaje y la tierra circundante (incluye dc offset), A	15.1.4
	Corriente simétrica de rejilla, A	15.1.6
	Factor de reflexión entre diferentes resistividades	7.4
	Factor de ponderación correctivo que enfatiza en	16.5

efecto de la profundidad de la rejilla, método simplificado.	
Factor de corrección para la geometría de la rejilla, método simplificado.	16.5
Factor de ponderación correctivo que se ajusta por los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla, método simplificado.	16.5
Factor de espaciamento para el voltaje de malla, método simplificado.	16.5
Factor de espaciamento para el voltaje de malla, método simplificado.	16.5
Longitud total del conductor de la rejilla, m	14.3
Longitud efectiva de para el voltaje de malla, m	16.5
Longitud total de las varillas de tierra, m	16.5
Longitud de la varillas de tierra en cada localización	14.3, 16.5
Longitud efectiva de para voltaje de paso, m	16.5
Longitud efectiva total del conductor del sistema de aterrizaje, incluyendo rejilla y varillas de tierra	14.2
Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección de x, m	16.5
Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección de y, m	16.5
Factor geométrico compuesto por los factores	16.5
Número de varillas colocadas en el área A	16.5
Resistencia del sistema de aterrizaje, $\Omega$	14.1 - 14.4
Factor de división de la corriente de falla (factor de separación)	15.1.3
Duración de la corriente de falla de acuerdo al calibre del conductor de aterrizaje, s	11.3
Duración de la corriente de falla para determinar el factor de decremento, s	15.10
Duración de la descarga para determinar la corriente permitida por el cuerpo, s	5.2 – 6.3

Ref. IEEE 80-2000 Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, tabla 12.

## DATOS DE DISEÑO:

- Duración de la falla  $t_f$ : \_\_\_\_\_ 0.5 seg
- Implementación del sistema equivalente de sec (+): \_\_\_\_\_
- Implementación del sistema equivalente de sec (0): \_\_\_\_\_
- Factor de división de corriente  $S_f$ : \_\_\_\_\_ 0.6
- Resistividad del suelo : \_\_\_\_\_ 100  $\Omega.m$
- Resistividad de grava (húmeda) : \_\_\_\_\_ 2,500  $\Omega.m$
- Espesor de la superficie de grava : \_\_\_\_\_ 0.102 m (4'')
- Profundidad de la rejilla en tierra: \_\_\_\_\_ 0.50 mts
- Área de aterrizaje disponible A: \_\_\_\_\_ 30 x 30 mts<sup>2</sup>
- Impedancia del transformador: \_\_\_\_\_ 0.3034 + j 1.104  $\Omega$  (13.2 Kv)  
Z= 8 @ 15 MVA, 46/13.2 KV

## REJILLA CUADRADA CON VARILLAS DE TIERRA.

### *PASO 1: Datos de Campo:*

$$A = 30 \times 30 = 900 \text{ m}^2$$
$$100 \Omega.m$$

### *PASO 2: Tamaño del conductor:*

Para la falla del bus 46 Kv:

Y la relación  $X/R = 18.9$

Para la falla del bus de 13.2 KV, los 46 KV de las impedancias de falla equivalentes se deben transferir al lado de los 13.2 KV del transformador. Debe notarse que debido a la

conexión delta-estrella del transformador solo la impedancia de secuencia positiva se transfiere.

Y la relación  $X/R = 21.6$

El valor de los 13.2 KV de la falla del bus que es de 5,340 Amperios se debe utilizar para medir (tamaño) del conductor de aterrizaje.

El factor de decremento  $D_f$  de acuerdo a la tabla 41 es aproximadamente 1.052 para una duración de falla de 0.5 Segundos. Entonces la corriente de falla asimétrica RMS es  $1.052 \times 5,340 = 5,618.5$  Amperios.

**Tabla 41.** Valores típicos de  $D_f$

Duración de la falla, $t_f$		Factor de decremento, $D_f$			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Ref. IEEE 80-2000 Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, tabla 10.

Suponiendo una temperatura ambiente de  $40^\circ\text{C}$  y el uso de cable de cobre. De la tabla 42,  $K_f = 7.06$  para cobre trenzado.

**Entonces:**

$$A_{kcmil} = I \cdot K_f$$

**Donde:**

A<sub>kcmil</sub>: Calibre del conductor

I: Corriente de falla asimétrica

K<sub>f</sub>: Constante de los materiales

$$A_{kcmil} = (5,618.5) (7.06) = 28.05 \text{ Kcmils}$$

**Tabla 42.** Constantes de los materiales

Material	Conductividad (%)	T <sub>m</sub> <sup>a</sup> (°C)	K <sub>f</sub>
Cobre destemplado con suave trazado	100.0	1083	7.00
Cobre comercial con duro trazado	97.0	1084	7.06
Cobre comercial con duro trazado	97.0	250	11.78
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	40.0	1084	10.45
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	30.0	1084	12.06
Varilla de Acero con revestimiento de Cobre	20.0	1084	14.64
Aluminio grado EC	61.0	657	12.12
Aleación de Aluminio 5005	53.5	652	12.41
Aleación de Aluminio 6201	52.5	654	12.47
Alambre de Acero con revestimiento de Aluminio	200.3	657	17.2
Acero 1020	10.8	1510	15.95
Varilla de Acero con revestimiento Inoxidable	9.8	1400	14.72
Varilla de Acero con capa de Zinc	8.6	419	28.96
Acero Inoxidable 304	2.4	1400	30.05

Ref. IEEE 80-2000 Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, tabla 2.

Basándose en estos cálculos, se puede utilizar un cable de cobre tan pequeño como # 4 AWG, pero debido a la fuerza mecánica y a los requisitos de dureza, un conductor

trenzado # 4/0 AWG con un diámetro  $d = 0.01295$  m, comúnmente se prefiere como mínimo.

**PASO 3: El criterio de voltaje de paso y de toque:**

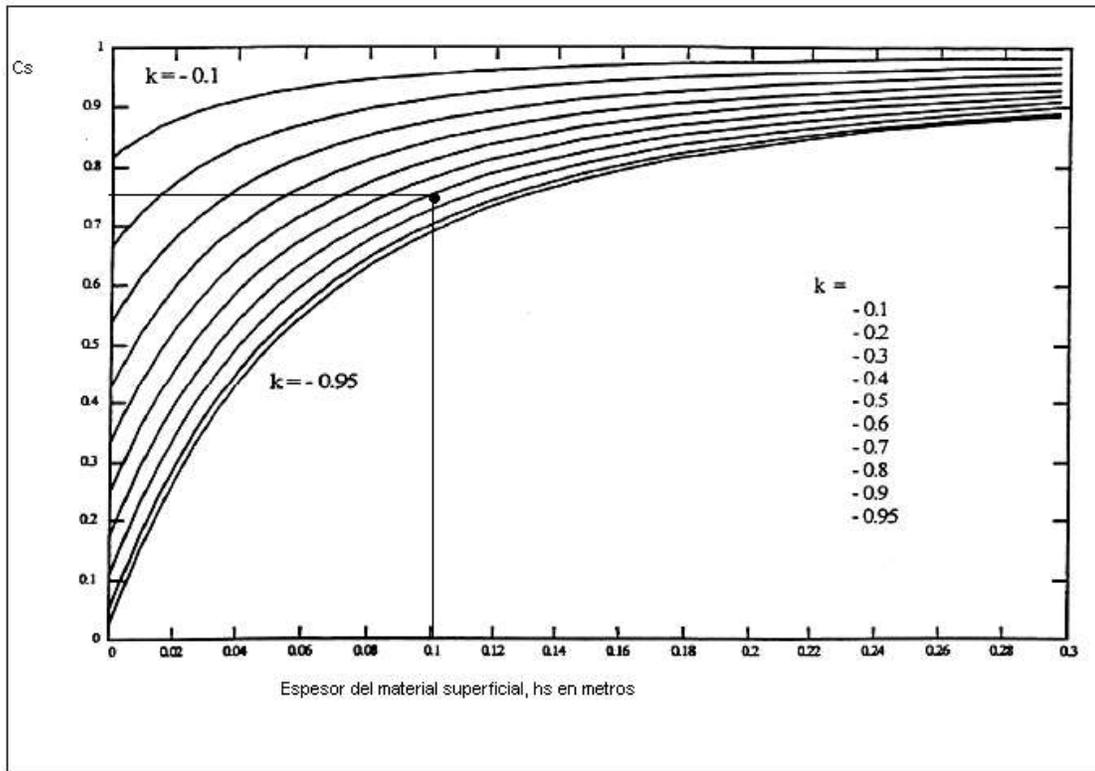
Para una capa superficial de grava de 0.102 mt (4''), con resistividad de 2,500  $\Omega.m$  y para una resistividad terrestre de 100  $\Omega.m$ , el factor de reflexión K se calcula por medio de la siguiente ecuación:

**Donde:**

- K: Factor de Reflexión entre diferentes resistencias
- : Resistividad del suelo  $\Omega.m$
- : Resistividad del material superficial

La figura 3 indica que para  $K = -0.92$  la resistividad de la roca molida se considera por el factor de reducción  $C_s = 0.74$

**Figura 3.  $C_s$  Versus  $h_s$**



Ref. IEEE 80-Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, figura 11.

Al suponer que para una subestación en particular, el lugar del aterrizaje de las instalaciones dentro de la propiedad cercada, es tal que, se espera que la persona al

menos tenga un peso corporal de 70 Kg (155 lb), se puede utilizar las ecuaciones para calcular los voltajes de toque y de paso, de la siguiente manera:

$$\frac{V_{TO}}{V_{PA}} = \frac{\rho_s}{\rho_s} \cdot \frac{K}{K}$$

**Donde:**

- = Factor de decremento de la capa superficial
- = Resistividad del material superficial

$$\frac{V_{TO}}{V_{PA}} = \frac{\rho_s}{\rho_s} \cdot \frac{K}{K}$$

- = Factor de decremento de la capa superficial
- = Resistividad del material superficial  $\Omega.m$

**PASO 4: Diseño inicial:**

Suponer una instalación de una rejilla de 30 x 30 m<sup>2</sup> con los conductores separados a la misma distancia con espacio de D=3 m, la profundidad de entierro de la malla es h=0.5 m y con varillas de aterrizaje de 3 m (10 ft) de largo.

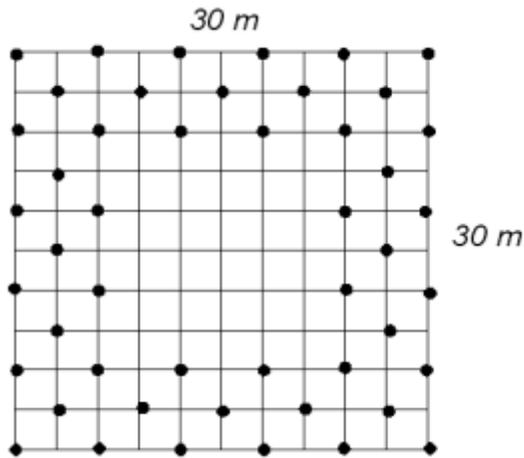
La longitud total de los conductores enterrados es:

$$L_T = L_C + L_R + L_P$$

**Donde:**

- L<sub>T</sub>: Longitud total enterrada de la rejilla
- L<sub>C</sub>: Longitud total del conductor horizontalmente
- L<sub>R</sub>: Longitud de cada varilla de aterrizaje
- L<sub>x</sub>: Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección x
- L<sub>y</sub>: Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección y
- L<sub>R</sub>: Longitud total de todas las varillas de aterrizaje
- L<sub>p</sub>: Es la longitud periférica de la rejilla

**Figura 4.** Vista de planta de red de tierra



Y  $A = 30 \times 30 = 900 \text{ m}^2$   
 Nos da el valor de la rejilla.

$$R = \frac{\rho}{h} \left( \frac{1}{A} \right)$$

**Donde:**

- h: Es la profundidad de la rejilla mts
- $\rho$ : Resistividad del suelo  $\Omega \cdot \text{m}$
- A: Área de instalación  $\text{m}^2$
- R: Resistencia de la rejilla

$$I = \frac{I_f}{S_f} \left( \frac{1}{R} \right)$$

**PASO 5: Corriente máxima de rejilla**

De  $D_f = 1.0$  y el factor de división de corriente  $S_f = 0.6$

Aunque el valor de 5,340 amperios del bus de falla de 13.2 KV es más grande que el valor de 3,000 Amperios del bus de falla de 46 KV, se recuerda que en la determinación de la corriente máxima de malla, el devanado del transformador estrella-aterriaje de 13.2 KV es una fuente local de corriente de falla y no contribuye al GPR. Así la corriente máxima de malla se fundamenta en 3,000 Amperios.

**Donde:**

- I: Es la corriente de la rejilla máxima
- $S_f$ : Es el factor de división de la corriente de falla.

: Es la secuencia cero de la corriente de falla.  
Df=Es el factor de decremento de la duración completa de la falla en segundos.

**PASO 6: Gradiente de potencial a tierra GPR:**

Ahora es necesario comparar el producto de  $I_{max}$  y  $R_{at}$ , para la determinación del voltaje tolerable de toque,

**Donde:**

- : Máxima corriente de rejilla que fluye entre la rejilla de aterrizaje y la tierra circundante.
- : Resistencia del sistema de aterrizaje,  $\Omega$

El cual este valor sobrepasa los 838 Voltios, que se determinó en el PASO 3 por lo tanto son necesarias más evaluaciones para el diseño.

**PASO 7: Voltaje de malla:**

Al utilizar la siguiente ecuación se calcula  $K_m$ .

$$K_m = \frac{K_{ii} \cdot K_h \cdot D \cdot d}{h}$$

**Donde:**

- $K_m$ : Factor geométrico
- $K_{ii}$ : Factor correctivo, para mallas con varillas de aterrizaje en el perímetro es igual a uno.
- $K_h$ : Factor de ponderación correctivo que enfatiza en la profundidad de la malla.
- $D$ : Espaciamiento entre conductivos paralelos mts.
- $d$ : Diámetro del conductor de la rejilla mts
- $h$ : Altura de la capa superficial

\_\_\_\_\_

—

**Donde:**

Kh: Factor correlativo de la profundidad de la rejilla

h: Altura de la capa del material superficial.

ho: 1m (Referencia)

\_\_\_\_\_

—

**Además:**

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

\_\_\_\_\_

—

=1 para rejilla cuadrada

=1 para rejilla cuadrada

=1 para rejilla cuadrada

$$K_i = 0.644 + 0.148 (5.5) = 1.45$$

*Encontrando el voltaje de malla:*

\_\_\_\_\_

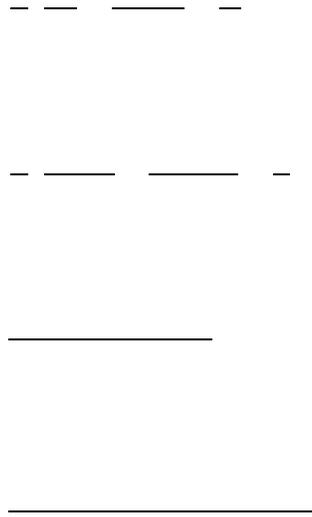
**Donde:**

=====

\_\_\_\_\_

Ahora calcular valores de Voltaje de paso ( $E_s$ ), Factor de corrección para la geometría de la rejilla ( $K_i$ ), longitud total para voltaje de paso ( $L_s$ ) y Factor de espaciamiento para el voltaje de malla ( $K_s$ ).

**Notar que  $K_i = 1.45$**



***PASO 8: Em VRS  $E_{TOQUE}$ :***

Ahora el voltaje de malla de esquina que se calculó es más bajo que el Voltaje de toque tolerable (190.28 V versus 838.17 V)

***PASO 9: Es VRS  $E_{PASO}$ :***

El Voltaje *Es* que se calculó está bien abajo que el voltaje de paso tolerable, el cual se determinó en el paso 3. Que es 213.86 V es mucho menor que 2,686.58 V

***Los valores de voltajes calculados no supera los valores de voltajes tolerables, por tanto el diseño es aceptable. En la siguiente figura se muestran los resultados que han sido procesados a través de una hoja de cálculo de Microsoft office Excel 2007, utilizando la herramienta de Visual Basic.***

Figura 5. Hoja de cálculo para el diseño de Malla de Puesta a Tierra.

### Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

Realizado por: Angel Salinas, Manuel Barahona 2011

Por Favor Seleccione la Opción Deseada

BORRAR DATOS Y CREAR PROYECTO NUEVO

MODIFICAR DATOS

MODIFICAR RETICULA

TENSIONES DE TOQUE Y PASO - JABALINAS

IMPRIMIR DATOS - RETICULA - TENSIONES

Nota: Este programa está desarrollado en base a los procedimientos de cálculo establecidos en la norma IEEE Std 80 del año 2000.

a) Selección de la opción para procesamientos de datos.

### Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

DATOS DEL TERRENO		
Lado Mayor de la Malla	m	30.0
Lado Menor de la Malla	m	30.0
Resistividad de la 1ª Capa $\rho_1$ (si se modelan 2 capas de suelo)	$\Omega \cdot m$	
Resistividad de la 2ª Capa $\rho_2$ (si se modelan 2 capas de suelo)	$\Omega \cdot m$	
Esesor de la 1ª Capa $H$ (si se modelan 2 capas de suelo)	m	
Resistividad equivalente del terreno $p$	$\Omega \cdot m$	100
Resistividad Capa Superficial $\rho_s$	$\Omega \cdot m$	2500
Esesor Capa Superficial $h_s$	m	0.1016
Area de la Malla $A$	m <sup>2</sup>	900
Profundidad de la Malla $h$	m	0.5

DATOS DE CONEXION		
Tiempo de Despeje de la Falla $t_f$	seg	0.50
Temperatura Máxima de Operación	°C	460
Temperatura Ambiente	°C	40

DATOS DE CORRIENTE DE FALLA Y DE LA LINEA DE TRANSMISION DE AT DE ENTRADA		
Corriente de Falla a Tierra $I_f$ Lado AT	A	3000
Corriente de Falla a Tierra $I_f$ Lado BT	A	5340
Relación X/R del Sistema	-	21.6
Factor de Decremento $D_r$	-	1.056
Corriente de Diseño de los Conductores (Lado de Mayor $I_f$ )	A	5638
Factor Divisor de Corriente $S_r$ (depende de $R_g$ )	%	60 %
Corriente de Diseño del Espaciamiento $I_e$ (Lado AT)	A	1900

Por Favor Seleccione el Tipo Conexión en su Diseño

UNIÓN EXOTERMICA
   
 UNIÓN COMPRESIÓN

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR DATOS

Nota: Si de las mediciones de resistividad del terreno se concluye que este se puede modelar por un suelo uniforme, entonces se debe usar el modelo de una capa de suelo y no debe introducir datos en  $\rho_1$ ,  $\rho_2$ , ni  $H$ . Sólo necesita introducir el valor de la resistividad  $p$ . Delo contrario, modele el terreno por un suelo de dos capas introduciendo todos los valores, incluyendo el de resistividad equivalente  $p$ .  $\rho_1$  y  $\rho_2$  se obtienen de las mediciones.  $H$  y  $p$  se pueden obtener del método gráfico de Sunde, descrito en la IEEE 80-2000, cláusula 13.4.2.2. Allí, debe tomara  $H$  como  $h$ , y a  $p$  como  $\rho_s$ .

- ◊ La malla debe extenderse por lo menos 1 m fuera de la cerca perimetral de la subestación.
- ◊ La profundidad de la malla  $h$  no debe ser menor de 0.5m.

b) Ingreso de datos de diseño

## Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

### CÁLCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Corriente de Diseño de los Conductores	A	5638
Sección Transversal Requerida del Conductor	mm <sup>2</sup>	18.74
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	40
Tiempo de Despeje de la Falla $t_f$	seg	0.50

Calibre del Conductor	Area		N° Hilos	Diámetro de Cada Hilos	Diámetro Exterior	Peso Aproximado
	kcmil	mm <sup>2</sup>				
10	105.6	53.49	7	3.12	9.35	485
20	133.1	67.43	7	3.5	10.5	611
30	167.8	85.01	7	3.93	11.8	771
40	211.6	107.22	7	4.42	13.3	972
250	250	127	12	3.67	15.2	1149
300	300	152	12	4.02	16.7	1378
350	350	177	12	4.34	18	1610
400	400	203	19	3.69	18.5	1838
450	450	228	19	3.91	19.6	2067
500	500	253	19	4.12	20.6	2297
550	550	279	37	3.1	21.7	2527
600	600	304	37	3.23	22.6	2757
650	650	329	37	3.37	23.6	2986
700	700	355	37	3.49	24.4	3216
750	750	380	37	3.62	25.3	3446

Fuente: CABEL

### Resultado del Calibre del Conductor

	Diámetro	Calibre
Calibre Mínimo del Conductor:	13.30 mm	40

**Nota:** Por razones mecánicas, el calibre mínimo a usar en las mallas de tierra es de 4/0 AWG.

### CÁLCULO DE LA RETÍCULA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

Lado Mayor de la Malla	m	30.0
Lado Menor de la Malla	m	30.0
Espacio Entre Conductores Paralelos $D$	m	3.00
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	11
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	11
Longitud Total del Conductor de la Malla $L_c$	m	895.6

Por Favor Seleccione el Número de Conductores en Paralelo al Lado Mayor

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR CONDUCTOR Y RETICULA

c) Procesamientos de datos

### Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

---

**TENSIONES TOLERABLES**

Tensión de Toque Tolerable $E_{touch}$	V	809.29
Tensión de Paso Tolerable $E_{step}$	V	2,571.08
Factor de Reflexión $K$	-	-0.92
Factor de Reducción del Terreno $C_s$	-	0.71

CRITERIO 50 kg

CRITERIO 70 kg

*Por Favor Seleccione el Criterio de Diseño*

Nota: Se recomienda dimensionar según el criterio de 70 kg.

Sin Jabalinas

Sólo Jabalinas Dentro de la Malla

Con Jabalinas en el Perímetro y con o sin Jabalinas Dentro de la Malla

*Por Favor Seleccione el Tipo de Arreglo*

Nota: Si se colocan sólo jabalinas en las esquinas y con o sin jabalinas dentro de la malla, seleccione el tercer tipo de arreglo: jabalinas en el perímetro.

---

**CALCULO DE LA TENSION DE TOQUE**

Tensión de Toque $E_{tw}$	V	217.31
Resistividad del Suelo $\rho$	$\Omega.m$	100
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque $K_{tw}$	-	0.463
Factor Correctivo por Geometría de la Malla $K_g$	-	2.853
Máxima Corriente de la Malla $I_B$	A	1,900
Longitud Total del Conductor de la Malla $L_s$	m	895.6
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque	-	
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque $K_{tw}$	-	0.463
Espacio Entre Conductores Paralelos $D$	m	3.00
Profundidad de la Malla $h$	m	0.5
Nº Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula $n$	-	14.93
Diámetro del Conductor de la Malla $d'$	m	0.01330
Factor Correctivo del Efecto de las Jabalinas $K_B$	-	1.000
Factor Correctivo por Profundidad de los Conductores $K_B$	-	1.225
Factor Correctivo por Geometría de la Malla	-	
Factor Correctivo por Geometría de la Malla $K_g$	-	2.853

Ud. seleccionó un arreglo con jabalinas:  
Por favor coloque todos los datos de las jabalinas ->

JABALINAS		
Número de Jabalinas $n_B$	-	48
Diámetro de las Jabalinas $2b$	pulg	0.625
Longitud de las Jabalinas $L_B$	m	3

---

**CALCULO DE LA TENSION DE PASO**

Tensión de Paso $E_s$	V	351.86
Resistividad del Suelo $\rho$	$\Omega.m$	100
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso $K_s$	-	0.515
Factor Correctivo por Geometría de la Malla $K_g$	-	2.853
Máxima Corriente de la Malla $I_B$	A	1,900
Longitud Total del Conductor de la Malla $L_s$	m	794.1
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso	-	
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso $K_s$	-	0.515
Espacio Entre Conductores Paralelos $D$	m	3.00
Profundidad de la Malla $h$	m	0.50
Nº Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula $n$	-	14.93

**RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

Resistencia de Puesta a Tierra $R_g$	$\Omega$	1.583
Resistividad Aparente $\rho_a$	$\Omega.m$	100.00
Resistencia de la Malla $R_M$	$\Omega$	1.608
Resistencia de las Jabalinas $R_B$	$\Omega$	1.763
Resistencia Mutua $R_{Mw}$	$\Omega$	1.516
Coficiente $k_M$	-	1.37
Coficiente $k_B$	-	5.65

---

**POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA**

Potencial Máximo de la Malla $GPR$	V	3008.04
------------------------------------	---	---------

VOLVER MENU PRINCIPAL

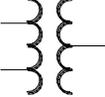
IMPRIMIR RESULTADOS

**El Diseño Es Apropiado:**

Tensión de Toque **26.85%** de la Tensión de Toque Tolerable  
Tensión de Paso **13.69%** de la Tensión de Paso Tolerable

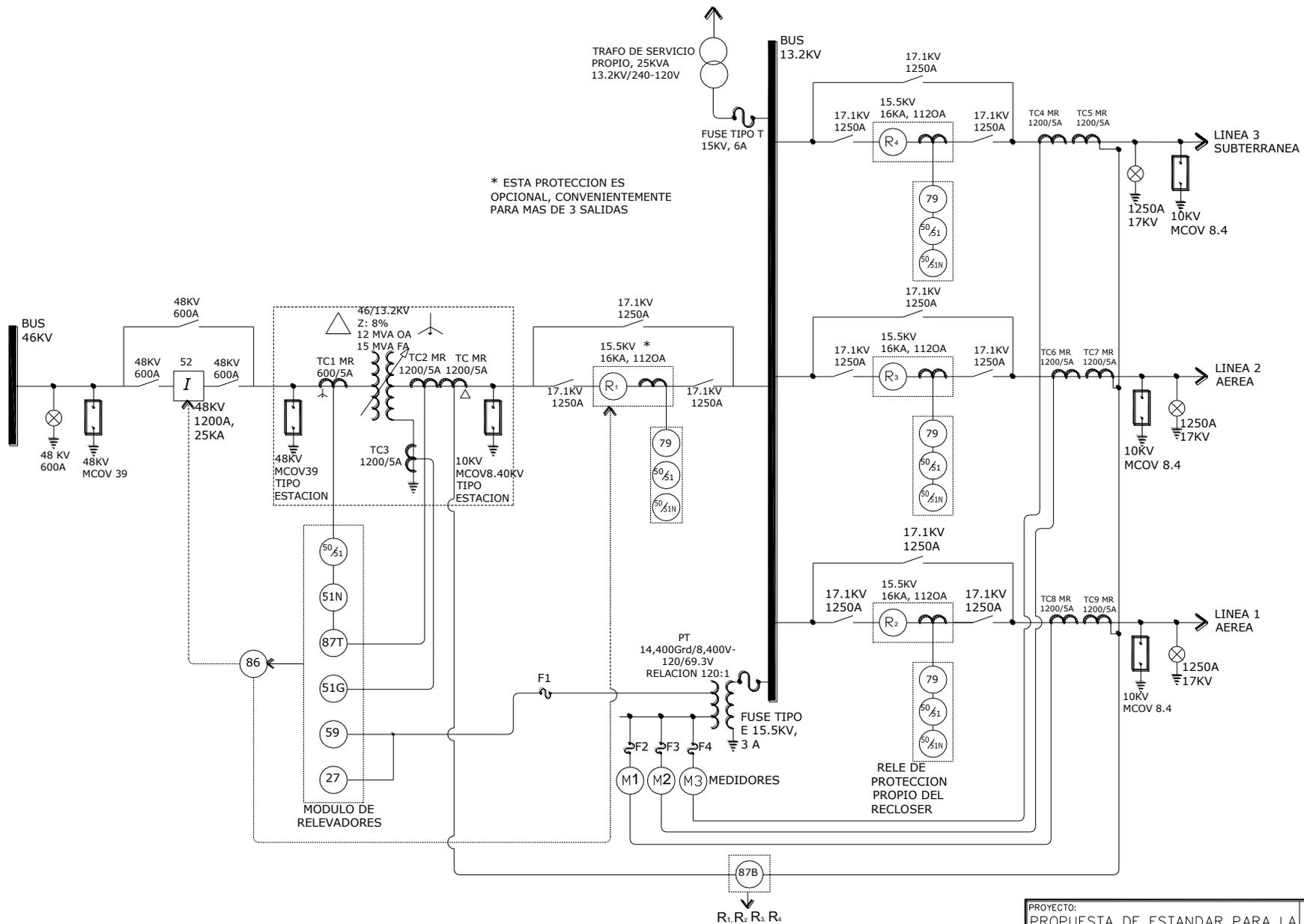
d) Resultados del diseño

## ANEXO 2: PLANOS DE SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE MT/MT

 <p>SECCIONADOR TRIPOLAR DE PUESTA A TIERRA (STG)</p>	 <p>TRANSFORMADOR DE SERVICIO PROPIO (TSP)</p>	 <p>59 RELE DE SOBREVOLTAJE</p>
 <p>PARARRAYOS (PR)</p>	 <p>FUSIBLE DE POTENCIA (FU)</p>	 <p>27 RELE DE BAJO VOLTAJE</p>
 <p>SECCIONADOR TRIPOLAR (ST)</p>	 <p>TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)</p>	 <p>79 RELE DE RECIERRE</p>
 <p>INTERRUPTOR DE POTENCIA (IP)</p>	 <p>R1 RECLOSER DE TRANSFERENCIA (REC)</p>	 <p>86 RELE PATRON DE DISPARO</p>
 <p>CONEXION DELTA</p>	 <p>50 RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO</p>	 <p>87T RELE DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR</p>
 <p>CONEXION ESTRELLA ATERRIZADO</p>	 <p>50N RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO NEUTRO</p>	 <p>87B RELE DIFERENCIAL DE BARRA</p>
 <p>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)</p>	 <p>51 RELE TEMPORIZADO DE SOBRECORRIENTE</p>	 <p>M1 MEDICION</p>
 <p>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TPOT)</p>	 <p>51N RELE TEMPORIZADO DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO</p>	
	 <p>51G RELE TEMPORIZADO DE SOBRECORRIENTE TIERRA</p>	

SIMBOLOGIA TOMADO DE: IEEE STD 315-1975  
 FUNCIONES DE PROTECCION EN BASE A: IEEE STD C37.2-1996

PROYECTO: PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DE MT/MT		
CONTENIDO: <p style="text-align: center;">SIMBOLOGIA</p>		
PRESENTA: BR. MANUEL BARAHONA BR. ANGEL SALINAS	ASESOR: ING. JORGE ZETINO ING. JOSE REGALADO	
FECHA: FEBRERO DE 2011	ESCALA: SIN	HOJA: 1    PAG: 112



PROYECTO:  
PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA  
CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES  
DE TRANSFORMACION DE MT/MT



CONTENIDO:  
-DIAGRAMA UNIFILAR  
-NIVEL DE TENSION: 46/13.2 KV

PRESENTA:  
BR. MANUEL BARAHONA  
BR. ANGEL SALINAS

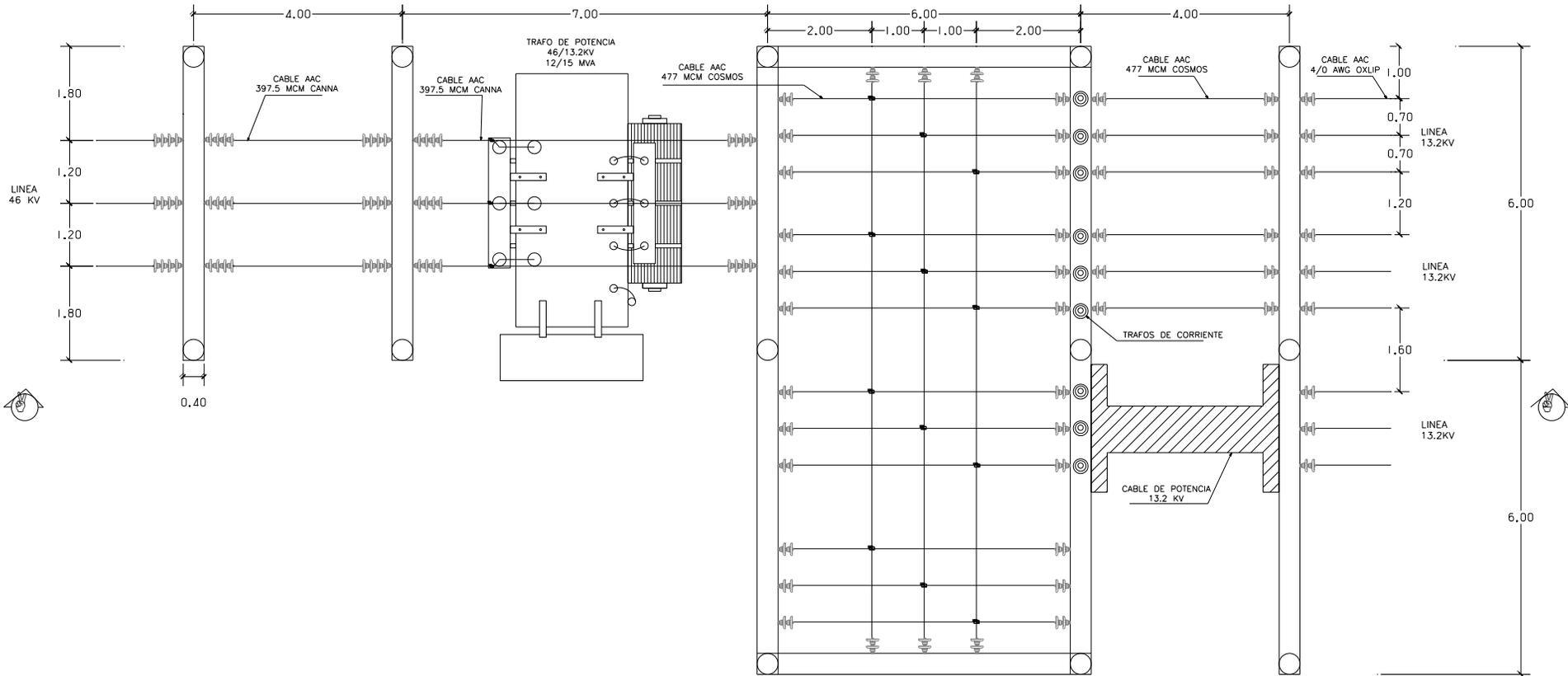
ASESOR: ING. JORGE ZETINO  
ING. JOSE REGALADO

FECHA: FEBRERO DE 2011

ESCALA: SIN HOJA: 2 PAG: 113

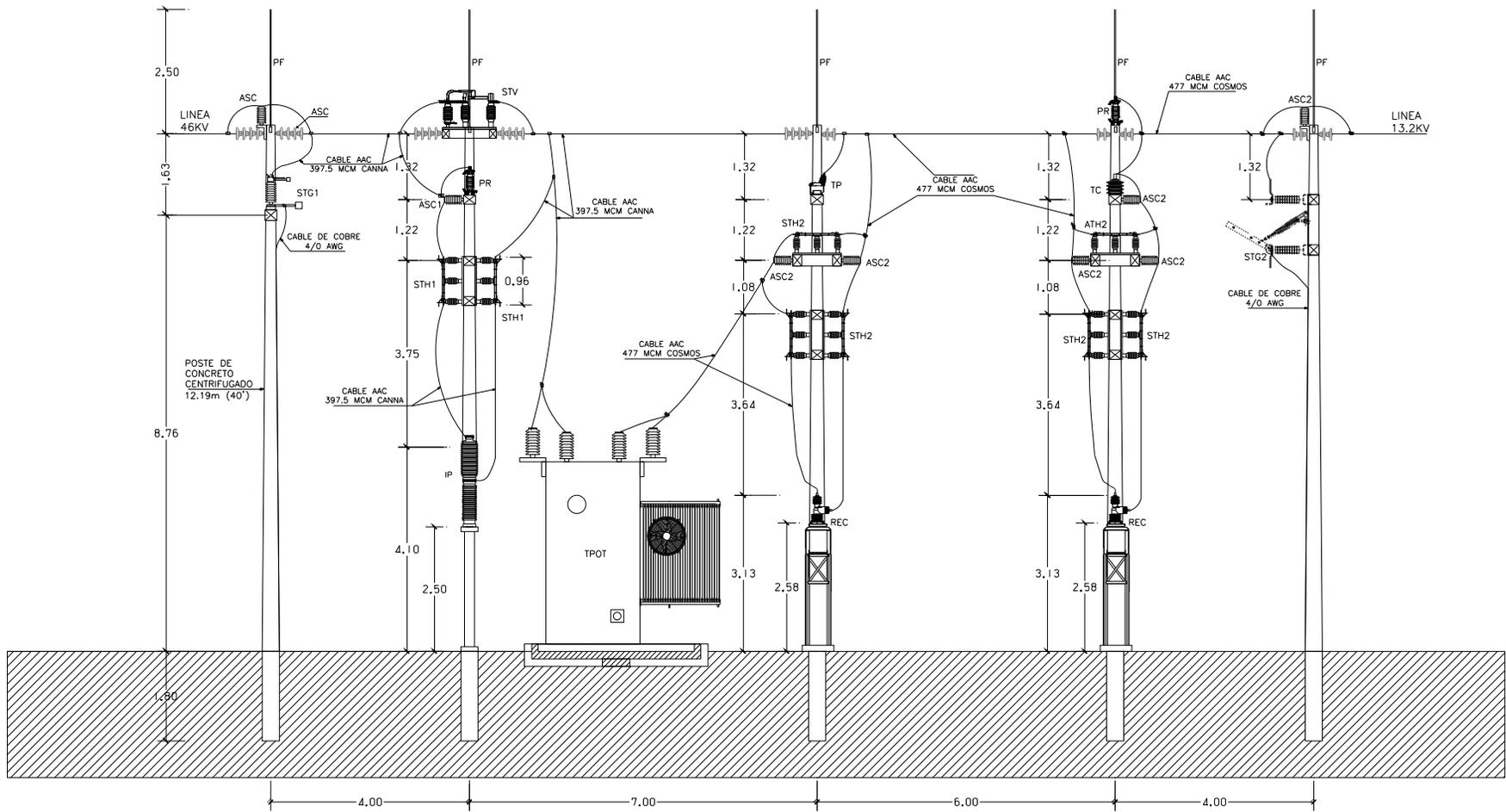






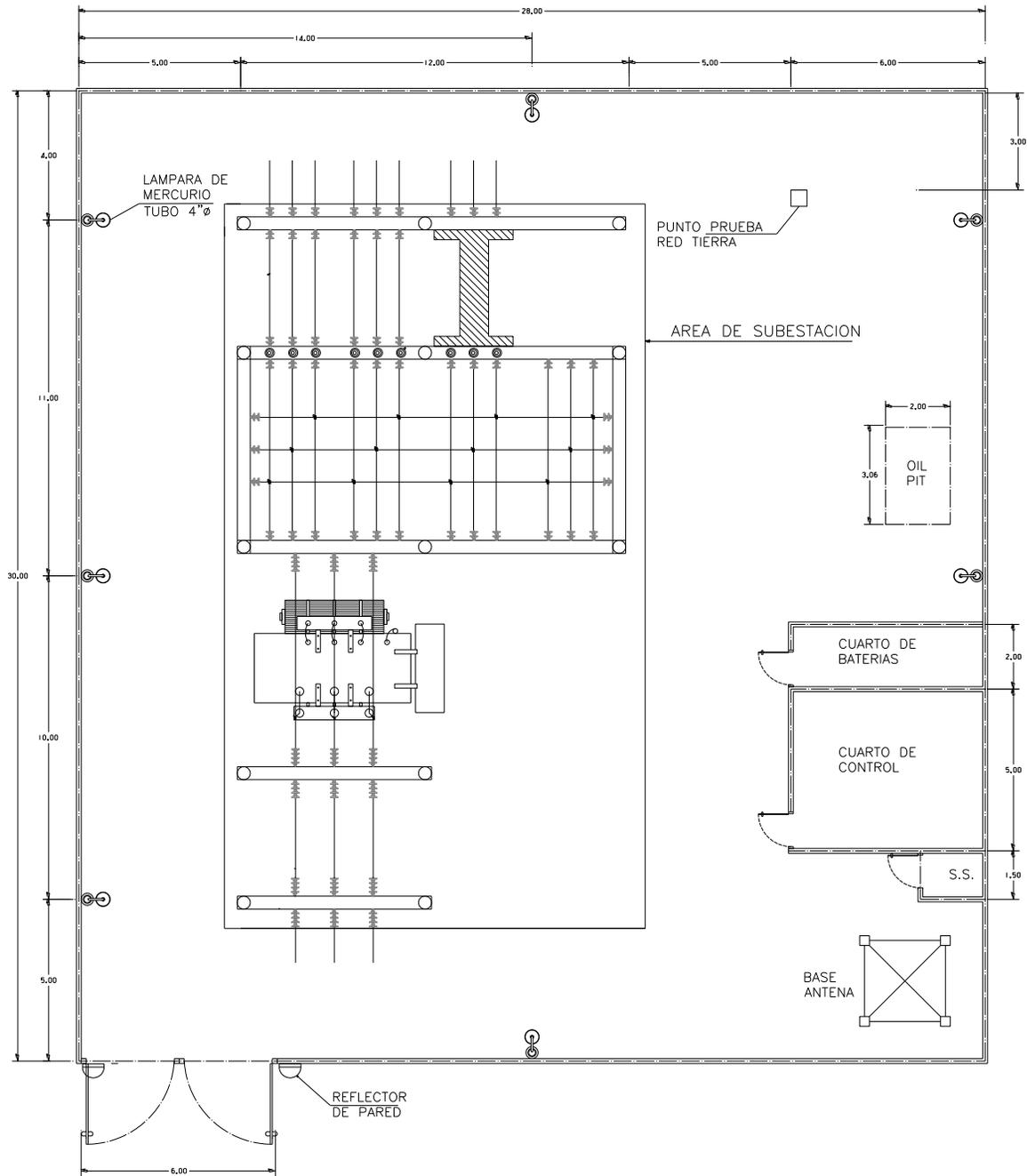
DETALLE DE VISTA EN PLANTA

PROYECTO: PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DE MT/MT		
CONTENIDO: DETALLE DE VISTA EN PLANTA CONFIGURACION GENERAL		
PRESENTA: BR. MANUEL BARAHONA BR. ANGEL SALINAS	ASESOR: ING. JORGE ZETINO ING. JOSE REGALADO	
FECHA: FEBRERO DE 2011	ESCALA: 1:100	HOJA: 5
		PAG: 116



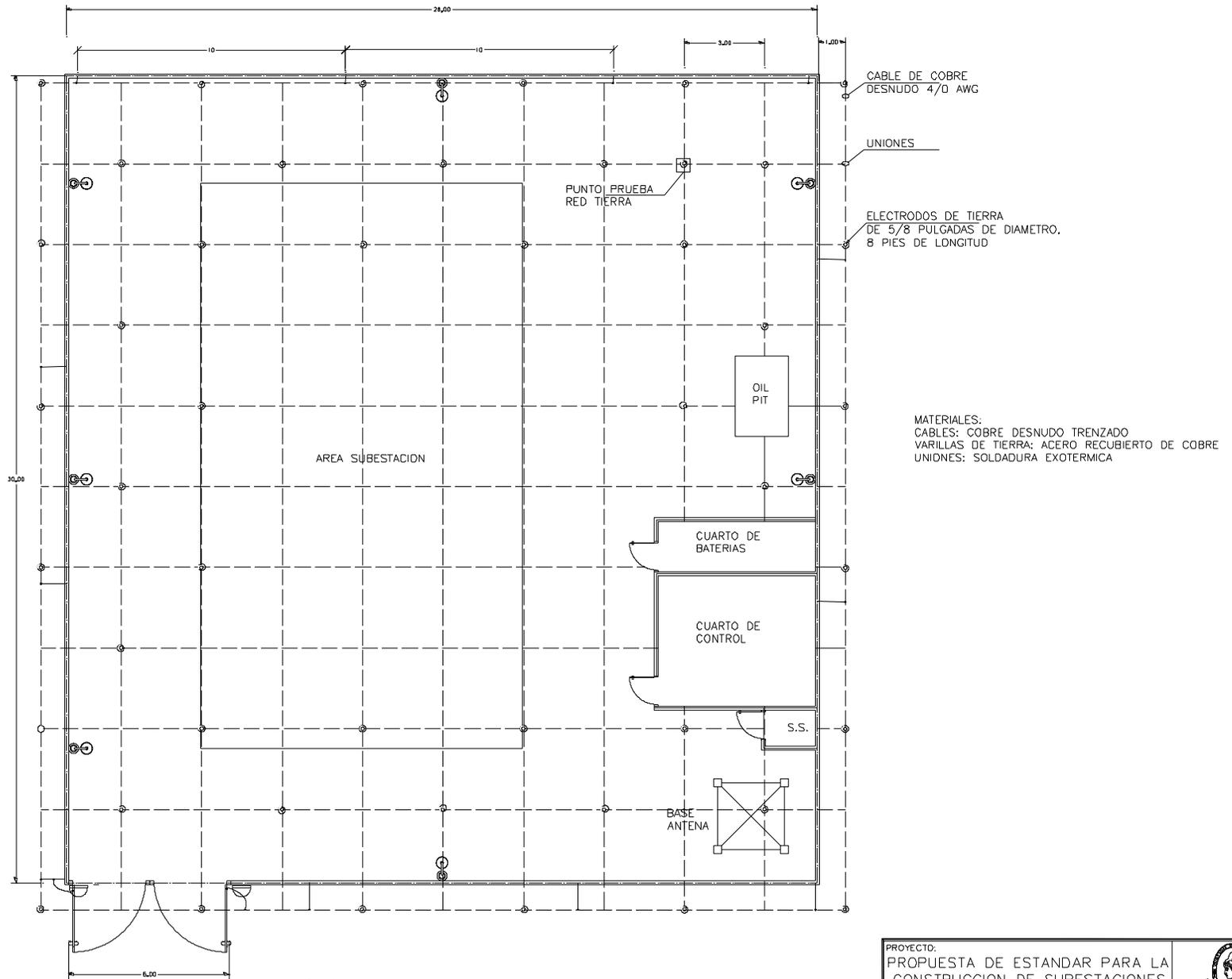
SECCION A-A

PROYECTO: PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DE MT/MT		
CONTENIDO: DETALLE VISTA EN PERFIL SECCION A-A		
PRESENTA: BR. MANUEL BARAHONA BR. ANGEL SALINAS	ASESOR: ING. JORGE ZETINO ING. JOSE REGALADO	
FECHA: FEBRERO DE 2011	ESCALA: 1:100	HOJA: 6
		PAG: 117



VISTA EN PLANTA ALUMBRADO EXTERIOR

PROYECTO: PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DE MT/MT		
CONTENIDO: VISTA EN PLANTA ALUMBRADO EXTERIOR		
PRESENTA: BR. MANUEL BARAHONA BR. ANGEL SALINAS	ASESOR: ING. JORGE ZETINO ING. JOSE REGALADO	
FECHA: FEBRERO DE 2011	ESCALA: 1:150	HOJA: 7 PAG: 118



VISTA EN PLANTA RED DE TIERRA

PROYECTO:  
 PROPUESTA DE ESTANDAR PARA LA  
 CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES  
 DE TRANSFORMACION DE MT/MT



CONTENIDO:  
 VISTA EN PLANTA  
 RED DE TIERRA

PRESENTA:  
 BR. MANUEL BARAHONA  
 BR. ANGEL SALINAS

ASESOR:  
 ING. JORGE ZETINO  
 ING. JOSE REGALADO

FECHA: FEBRERO DE 2011

ESCALA: 1:150 | HOJA: 8 | PAG: 119