CÓDIGO OBRA

DISEÑO DEL PROYECTO

Construcción del Puesto de Salud del Rincon de la ESE Hospital El Socorro del municipio de San Diego -Cesar.

PROYECTISTA
ING. LUIS FELIPE SANCHEZ LLANOS

FECHA
ABRIL 2025

MODIFICACIONES RESPECTO A LA EDICIÓN ANTERIOR

Edición.	Modificación.	fecha

Siglas de Responsables y Fechas de las Ediciones.					
Edición	**Objeto e Ed.**	**Elaborado por:**	**Fecha Elb.**	**Revisó:**	**Fecha Rev.**
V 1	**Proyecto Específico**	**ING. LUIS F SANCHEZ**	**20/04/2025**		

Elaborado Por: **ING LUIS F SANCHEZ LLANOS**	**Revisado Por:**
 **M.P.: AT205-41653**	

INDICE

1. Memoria

1.1. Memoria descriptiva

1.1.1. Preámbulo
1.1.2. Peticionario y Objeto
1.1.3. Emplazamiento
1.1.4. Descripción de la instalación
1.1.4.1. Circuito (s) Origen de MT
1.1.4.2. Instalación de MT
1.1.4.3. Instalación de BT
1.1.4.4. Instalación CT
1.1.4.5. Equipos de medida

1.2. Cálculos justificativos

1.2.1. Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad
1.2.1.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.
1.2.1.2. Análisis del nivel tensión requerido.
1.2.1.3. Cálculos de regulación MT y BT.
1.2.1.4. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga
1.2.1.5. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.
1.2.1.6. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).
1.2.1.7. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.
1.2.2. Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT
1.2.2.1. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
1.2.2.2. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.
1.2.2.3. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente
1.2.2.4. Calculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.
1.2.3. Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.

1.2.3.1. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.
1.2.3.2. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.
1.2.3.3. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
1.2.3.4. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.
1.2.3.5. Clasificación de áreas.
1.2.4. Cálculos mecánicos
1.2.4.1. Datos de la Red
1.2.4.2. Cálculos mecánicos De Conductores
1.2.4.3. Cálculos mecánicos De Postes Autosoportados.
1.2.4.4. Cálculos mecánicos De Postes Con Retenida.
1.2.4.5. Calculo mecánico de cimentaciones y estudio de suelos

1.3. Documentación para ejecución (Para redes Aéreas)

1.3.1. Red MT
1.3.1.1. Vanos ideales de regulación
1.3.1.2. Tablas de regulación MT
1.3.1.3. Tablas de cimentaciones postes MT
1.3.1.4. Tabla de PAT
1.3.1.5. Tabla de fusibles
1.3.2. Red BT
1.3.2.1. Tablas de cimentaciones postes BT
1.3.3. Centros de Transformación
1.3.3.1. Tabla de fusibles
1.3.3.2. Tabla de PAT x CT
1.3.4. Poste a Poste materiales a Montar
1.3.5. Poste a Poste materiales a desmontar

1.4. Tramitaciones

1.4.1. Relación de bienes y derechos afectados
1.4.2. Tabla de cruzamientos, paralelismos y paso por zonas

2. Planos

2.1. Plano planta, de situación y emplazamiento.
2.2. Planos De Detalle para validar distancias de seguridad.
2.3. Diagramas Unifilares.

3. Anexos

3.1. Copia de Cédula de Ciudadanía.
3.2. Copia de Tarjeta Profesional.

3.3. Para proyectos específicos de redes abiertas o subterráneas se debe presentar el documento de aprobación del diseño del alumbrado público por parte del Municipio y /o Concesión.

1. Memoria

1.1. Memoria descriptiva

1.1.1. Preámbulo

El presente proyecto se ajusta a lo solicitado por el RETIE y a lo especificado en los proyectos tipos **AFINIA S.A E.S.P.** Según aplique:

- Líneas Aéreas de Media Tensión.
- Centro de transformación.

1.1.2. Peticionario y Objeto

CLIENTE/DUEÑO DEL PROYECTO: _____
CÉDULA/NIT DEL CLIENTE/DUEÑO DEL PROYECTO: _____
TELÉFONO FIJO/CELULAR DEL CLIENTE/DUEÑO DEL PROYECTO**:** .

Promotor:
NOMBRE COMPLETO DEL PROMOTOR: _____
CÉDULA/NIT DEL PROMOTOR: _____
DIRECCIÓN DEL PROMOTOR: _____
CORREO ELECTRÓNICO PROMOTOR: _____

Diseñador:
NOMBRE COMPLETO DEL DISEÑADOR: LUIS FELIPE SANCHEZ LL.
CÉDULA/NIT DEL DISEÑADOR: 72.216.463 de Barranquilla
CORREO ELECTRÓNIC DISEÑADOR: ing.sanchezllanos@gmail.com
TELÉFONO FIJO Y TELÉFONO CELULAR DEL DISEÑADOR: 3177162099

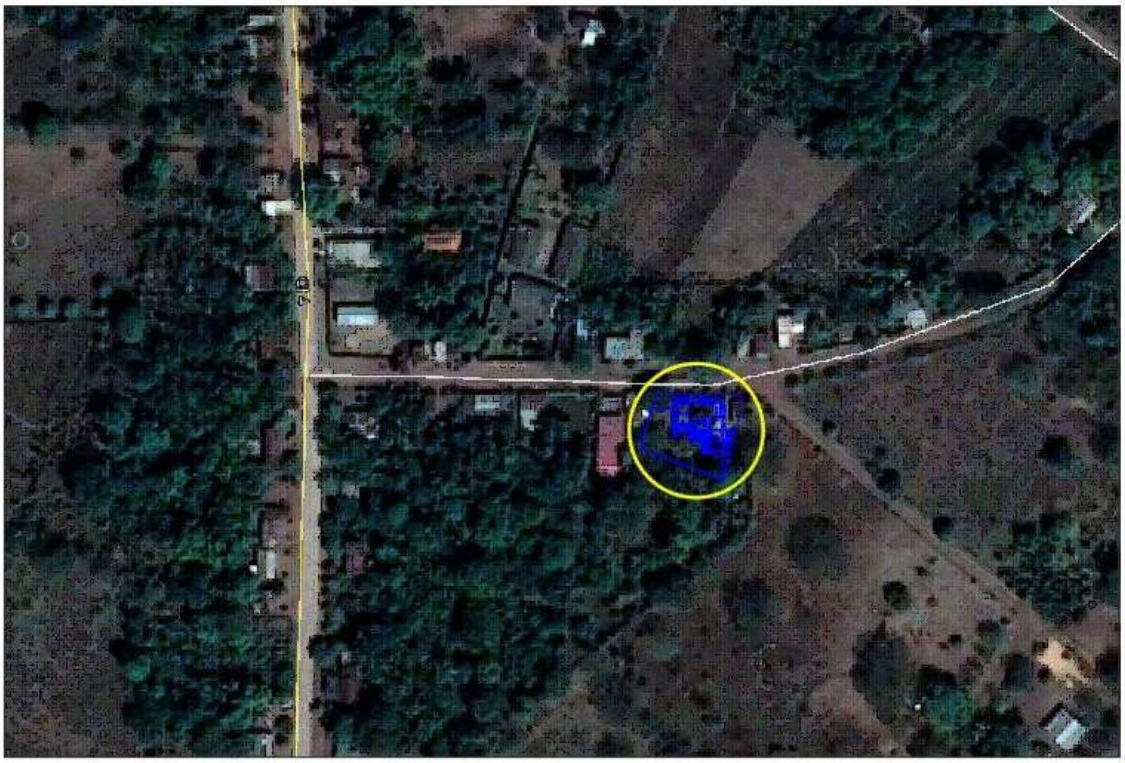
AFINIA, empresa distribuidora de Energía Eléctrica, precisa suministrar Energía Eléctrica en Baja Tensión para la **"CONSTRUCCION DEL PUESTO DE SALUD DEL RINCON DE LA ESE HOSPITAL EL SOCORRO DEL MUNICIPIO DE SAN DIEGO - CESAR."**y para tal efecto se proyecta la instalación de un Transformador Monofásico de **37.5 KVA** de **13.2KV/240- 120 V**, se proyectan un (2) Apoyos de Hormigón de **1030 daN** de carga de trabajo. El objeto del presente documento es la tramitación oficial de la Obra descrita, en cuanto a la Factibilidad Técnica de Conexión a la Red operada por AFINIA S.A E.S.P.

1.1.3. Emplazamiento

En la siguiente tabla se incluye la localización geográfica del proyecto y su categorización según Proyectos Tipo.

Departamento(s)	CESAR
Municipio(s)	SAN DIEGO
Localidad(es)	EL RINCON
Zona	B
Contaminación	Normal

Ubicación del Proyecto
Corregimiento de El Rincon
Coordenadas (10.269120,-73.132276,603)



1.1.4. Descripción de la instalación

1.1.4.1. Circuito(s) Origen de MT, Circuito: (_____) – Subestación: (_____).

1.1.4.2. Instalación de MT:

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (kV)	13.2
Potencia máxima de transporte (MVA)	0.0375
Conductor(es)	ACSR 1/0AWG
N° Circuitos	1
Origen	N.A.
Final	N.A.
Longitud Red Aérea (km)	0.160
Longitud Red Subterránea (km)	NO APLICA

1.1.4.3. Instalación de BT:

Centro de Transformación.

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (V)	240V/120V
Conductores	**Acometida Principal** Cable de Cobre aislado 4#1/0(F)+2#1/0(N)CABLES CENTELFLEX Cu 105°C 1kV CT SR, va por tubería PVC Conduit de 3".
Configuración de la línea de B.T	Subterránea
Número de clientes/Tipo	1
Longitud Red Aérea (km)	N/A
Longitud Red Subterránea (km)	**Acometida Principal:** 0.055

1.1.4.4. Instalación CT:

Centro de Transformación.

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
Potencia	**kVA**	37.5
Aislante		
Tensiones	**Vp**	13200
	Vs	240/120
Tipo de transformador	Refrigerado en Aceite Mineral	
Grupo de conexión	Ii0 Fase-Fase	
Temperatura de aceite	**°C**	65
Temperatura de devanados	**°C**	65
Bil	**kV**	95
Uz	**%**	3.0

1.1.4.5 Equipos de medida (Tener presente RES CREG 038 de 2014):

Para el Transformador de **37.5KVA** se empleará tipo de **MEDIDA SEMIDIRECTA**.

.

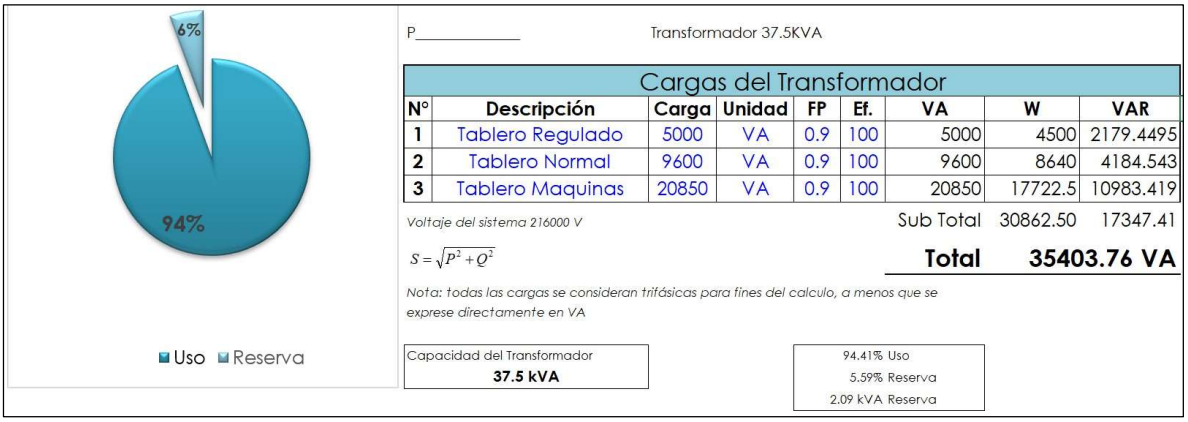
Tipo de Medida	Tipo del Servicio	Nivel de Tensión	Tipo de Medidor	Tipo de Energía que puede medir	Tipo de Conexión del Medidor	# de elementos de medida
Semidirecta	Monofásico Trifilar	Nivel de Tensión 1 Baja Tensión V < 1kV	Electrónico	Activa y Reactiva	Monofásico Trifilar o Trifásico Trifilar	2 o 3
	Trifásico Tetrafilar				Trifásico tetrafilar	

Capacidad del transformador (kVA)	Corriente nominal BT (A)	Voltaje nominal (V)	Transformador de corriente
37 – 65	102 – 180	120/208 V	3X300/5 A o 3x400/5 A
66 – 86	183 – 239		3X300/5 A o 3x400/5
87 – 129	241 – 358		3X300/5 A o 3x400/5 A
75 – 112	197 - 294	127/220 V	3X300/5 A o 3x400/5 A
150	394		3x400/5 A

1.2. Cálculos justificativos

1.2.1. Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad.

Centro de Transformación.



P_____ Transformador 37.5KVA

Cargas del Transformador

N°	Descripción	Carga	Unidad	FP	Ef.	VA	W	VAR
1	Tablero Regulado	5000	VA	0.9	100	5000	4500	2179.4495
2	Tablero Normal	9600	VA	0.9	100	9600	8640	4184.543
3	Tablero Maquinas	20850	VA	0.9	100	20850	17722.5	10983.419
						Sub Total	30862.50	17347.41
						Total	**35403.76 VA**	

Voltaje del sistema 216000 V

$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Nota: todas las cargas se consideran trifásicas para fines del calculo, a menos que se exprese directamente en VA

Capacidad del Transformador **37.5 kVA**

94.41% Uso
5.59% Reserva
2.09 kVA Reserva

Tramo	Descripcion	Usuarios	Deman. [kVA]	Fases	Corrien. [A]	Protección sobrecarga [A]	Corrien. 125% [A]	Conductor			Long. [m]	Ducto	Regulacion					Perdidas de potencia		
								Material	Calib.	Cant.		PVC en pulgadas	M [kVA-m]	f.p.	Const. KG	Parc.	Acum.	R [Ω/km]	Pp [kW]	Pp [%]
ACOMETIDAS HASTA GABINETE PRINCIPAL																				
TRF-TGBT	**Acometida General desde Bornes del Transformador hasta Gabinete de distribución en Baja Tensión en**	**1**	**37.5**	**2**	**156.3**	**3X160A**	**195.3**	Cu-THHN	1/0	2	55.0	1 Ø 3"	2062.5	1	19.296	1.55	1.55	0.197	0.794	2.228
BARRAJE TABLERO GENERAL EN BAJA TENSION TG-BT																				
Regulado	Tablero Regulado	1	5.00	2	20.8	2X25A	26.0	Cu-THHN	10	1	18.0	1 ø3/4"	90	0.90	320.1481	1.34	2.89	3.940	0.092	2.052
Maquinas	Tablero para Maquinas	1	20.85	2	86.9	2X100A	108.6	Cu-THHN	2	1	15.0	1 ø2"	312.75	1.90	55.9317	0.81	2.37	0.623	0.212	1.128
Normal	Tablero Normal	1	9.60	2	40.0	2X50A	50.0	Cu-THHN	6	1	16.0	1 ø1 1/2"	153.6	2.90	132.6717	0.95	2.50	1.610	0.124	1.431
Aires	Condensadora 17.5KVA	1	17.50	2	72.9	2X80A	91.1	Cu-THHN	2	1	25.0	1 ø2"	437.5	0.90	55.9317	1.14	2.69	0.623	0.248	1.577
Bomba#1	Bomba 2Hp	1	1.90	2	7.9	2X15A	9.9	Cu-THHN	10	1	25.0	1 ø3/4"	47.5	0.90	320.1481	0.71	2.26	3.940	0.019	1.083
Bomba#2	Bomba 1Hp	1	0.95	2	4.0	2X15A	4.9	Cu-THHN	12	1	25.0	1 ø3/4"	23.75	0.90	521.8979	0.58	2.13	6.560	0.008	0.902

Tension Fase-Neutro 120 Voltios — Tension Fase-Fase 240 Voltios — Ubicación: Pared — Montaje: Empotrado

TABLERO 12 CTOS 2Ø - TABLERO REGULADO

CARGA EN VA	Conductor de Fase calculado	Conductor de Tierra calculado	CORRIENTE CTO Diseño	CORRIENTE CTO Carga	DESCRIPCIÓN	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	BREAKERS POLOS	BREAKER	CIRCUITO	CIRCUITO	BREAKER	POLOS	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE CTO Carga	CORRIENTE CTO Diseño	Conductor de Tierra calculado	Conductor de Fase calculado	CARGA EN VA
750	12 AWG	12 AWG	8	6.25	Tomacorrientes Recepción-Consult.	750		1	20	1	2	20	1	750		Tomacorrientes Muestras-Odontolo.	6.25	8	12 AWG	12 AWG	750
500	12 AWG	12 AWG	5	4.17	Tomacorrientes Enfermeria		500	1	20	3	4	20	1		1500	Sillon dental	12.5	16	12 AWG	12 AWG	1500
					Reserva					5	6					Reserva					
					Reserva					7	8					Reserva					
					Reserva					9	10					Reserva					
					Reserva					11	12					Reserva					
						750	500	FASE A				FASE B		750	1500						
								1500				2000									
1250								TOTAL				3500		VA							2250

Tension Fase-Neutro 120 Voltios — Tension Fase-Fase 240 Voltios — Ubicación: Pared — Montaje: Empotrado

TABLERO 12 CTOS 2Ø - TABLERO MAQUINAS

CARGA EN VA	Conductor de Fase calculado	Conductor de Tierra calculado	CORRIENTE CTO Diseño	CORRIENTE CTO Carga	DESCRIPCIÓN	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	BREAKERS POLOS	BREAKER	CIRCUITO	CIRCUITO	BREAKER	POLOS	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE CTO Carga	CORRIENTE CTO Diseño	Conductor de Tierra calculado	Conductor de Fase calculado	CARGA EN VA
17500	12 AWG	12 AWG	91	72.92	Condensadora 17.5KVA	8750		2	80	1	2	15	2	475		Bomba 1HP	3.96	5	12 AWG	12 AWG	950
							8750			3	4				475						
1900	10 AWG	12 AWG	10	7.92	Bomba 2HP	950		2	15	5	6	20	2	250		Unidades tipo Casete	2.09	3	12 AWG	10 AWG	500
							950			7	8				250						
					Reserva					9	10					Reserva					
					Reserva					11	12					Reserva					
						9700	9700	FASE A				FASE B		725	725						
								10425				10425									
19400								TOTAL				20850		VA							1450

Tension Fase-Neutro 120 Voltios Tension Fase-Fase 240 Voltios																				Ubicació Pared Montaje Empotrado				
TABLERO 24 CTOS 2Ø - TABLERO NORMAL																								
CARGA EN VA	Conductor de Fase calculado	Conductor de Tierra calculado	CORRIENTE CTO Diseno	CORRIENTE CTO Carga	DESCRIPCIÓN	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	POLOS	BREAKER	CIRCUITO	CIRCUITO	BREAKER	POLOS	CARGA CIRCUITOS EN VA's A	CARGA CIRCUITOS EN VA's B	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE CTO Carga	CORRIENTE CTO Diseno	Conductor de Tierra calculado	Conductor de Fase calculado	CARGA EN VA
100	12 AWG	12 AWG	1	0.84	Iluminación Area #1	100		1	20	1	2	20	1	1500		Silon Dental	12.5	16	12 AWG	12 AWG	1500
100	12 AWG	12 AWG	1	0.84	Iluminación Area #2		100	1	20	3	4	20	1		1400	Tomacorrientes Muestras-Odontolo.	11.667	15	12 AWG	12 AWG	1400
600	12 AWG	12 AWG	6	5	Iluminación Area #3	600		1	20	5	6	20	1	1080		Tomacorrientes Deposito-Cuartos	9	11	12 AWG	12 AWG	1080
500	12 AWG	12 AWG	5	4.17	Iluminación Area #4		500	1	20	7	8	20	1		500	Nevera #1	4.1667	5	12 AWG	12 AWG	500
400	12 AWG	12 AWG	4	3.34	Iluminación Area #5	400		1	20	9	10	20	1	500		Nevera #2	4.1667	5	12 AWG	12 AWG	500
300	12 AWG	12 AWG	3	2.5	Iluminación Area #6		300	1	20	11	12	20	1		500	Nevera #3	4.1667	5	12 AWG	12 AWG	500
300	12 AWG	12 AWG	3	2.5	Iluminación Emergencia	300		1	20	13	14	20	1	500		Nevera #4	4.1667	5	12 AWG	12 AWG	500
540	12 AWG	12 AWG	6	4.5	Tomacorrientes Recepción-Consult		540	1	20	15	16	20	1								
780	12 AWG	12 AWG	8	6.5	Tomacorrientes Enfermeria	780				17	18	20	1								
					Reserva					19	20	20	1								
					Reserva					21	22	20	1								
					Reserva					23	24	20	1								
						2180	1440	FASE A				FASE B		3580	2400						
								5760				3840									
3620								TOTAL				9600		VA							5980

1.2.1.1. Análisis del nivel tensión requerido.

En Media tensión el nivel de tensión para el centro de transformación es de 13200V.

En Baja Tensión el nivel requerido para el centro de transformación será de 240/120V.

El sistema para el centro de transformación será Monofásico trifilar a 240/120V. (F-F-N-T)

1.2.1.2. Cálculos de regulación MT y BT.

Cálculos de regulación de media tensión: **NO APLICA.**

Tramo	Descripcion	Usuarios	Deman. [kVA]	Fases	Corrien. [A]	Protección sobrecarga [A]	Corrien. 125% [A]	Conductor			Long. [m]	Ducto	Regulacion					Perdidas de potencia		
								Material	Calib.	Cant.		PVC en pulgadas	M [kVA-m]	f.p.	Const. KG	Parc.	Acum.	R [Ω/km]	Pp [kW]	Pp [%]
ACOMETIDAS HASTA GABINETE PRINCIPAL																				
TRF-TGBT	Acometida General desde Bornes del Transformador hasta Gabinete de distribución en Baja Tensión en	1	37.5	2	156.3	3X160A	195.3	Cu-THHN	1/0	2	55.0	1 Ø 3"	2062.5	1	19.296	1.55	1.55	0.197	0.794	2.228
BARRAJE TABLERO GENERAL EN BAJA TENSION TG-BT																				
Regulado	Tablero Regulado	1	5.00	2	20.8	2X25A	26.0	Cu-THHN	10	1	18.0	1 ø3/4"	90	0.90	320.1481	1.34	2.89	3.940	0.092	2.052
Maquinas	Tablero para Maquinas	1	20.85	2	86.9	2X100A	108.6	Cu-THHN	2	1	15.0	1 ø2"	312.75	1.90	55.9317	0.81	2.37	0.623	0.212	1.128
Normal	Tablero Normal	1	9.60	2	40.0	2X50A	50.0	Cu-THHN	6	1	16.0	1 ø1 1/2"	153.6	2.90	132.6717	0.95	2.50	1.610	0.124	1.431
Aires	Condensadora 17.5KVA	1	17.50	2	72.9	2X80A	91.1	Cu-THHN	2	1	25.0	1 ø2"	437.5	0.90	55.9317	1.14	2.69	0.623	0.248	1.577
Bomba#1	Bomba 2Hp	1	1.90	2	7.9	2X15A	9.9	Cu-THHN	10	1	25.0	1 ø3/4"	47.5	0.90	320.1481	0.71	2.26	3.940	0.019	1.083
Bomba#2	Bomba 1Hp	1	0.95	2	4.0	2X15A	4.9	Cu-THHN	12	1	25.0	1 ø3/4"	23.75	0.90	521.8979	0.58	2.13	6.560	0.008	0.902

CALCULO ACOMETIDA SECUNDARIA.

Acometida General B.T. (Transformador - Transferencia)

$$In = \frac{KVA}{(V)} = \frac{37.500}{(240)} = 156.25A$$

Se selecciona para Protección Totalizador de **2X160A, 25KA** según coordinación de protecciones.

Acometida Principal

Calibre: Cable de Cobre aislado 4#1/0(F)+2#1/0(N)CABLES CENTELFLEX Cu 105°C 1kV CT SR, va por tubería PVC Conduit de 3".

Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

Según la tabla 310-16 de la NTC 2050 se selecciona para el factor de corrección por temperatura de 31-35°C.

CORRECCION POR TEMPERATURA: 170X0.91X2 = 309.4A

Factores de ajuste.

a) Más de tres conductores portadores de corriente en un cable o canalización. Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización pase de tres, la capacidad de corriente se debe reducir como se indica en la siguiente tabla:

FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	....	0,58	0,71	....	0,58	0,71	56-60
61-70	....	0,33	0,58	....	0,33	0,58	61-70
71-80	....	....	0,41	....	....	0,41	71-80

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO: 309.4X0.8 = 247.52A

Calibre de conductores seleccionados:

Acometida Principal

Calibre: Cable de Cobre aislado 4#1/0(F)+2#1/0(N)CABLES CENTELFLEX Cu 105°C 1kV CT SR, va por tubería PVC Conduit de 3".

SE SELECCIONA EL CALIBRE POR REGULACIÓN.

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm²	AWG o kcmil	mm²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

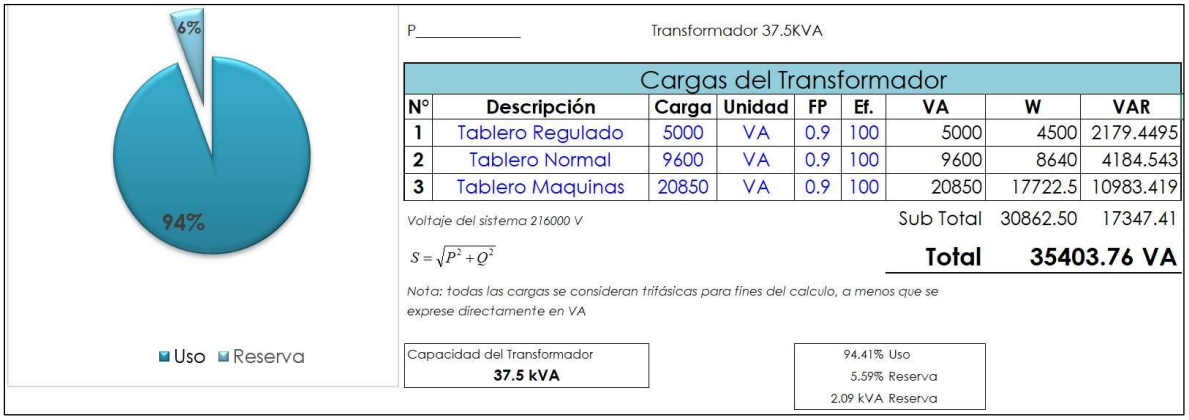
* Véanse limitaciones a la instalación en el Artículo 250-92.a).

Se verifica la sección transversal, si cumple por regulación.

Tramo	Descripcion	Usuarios	Deman. [kVA]	Fases	Corrien. [A]	Protección sobrecarga [A]	Corrien. 125% [A]	Conductor			Long. [m]	Ducto	Regulacion					Perdidas de potencia		
								Material	Calib.	Cant.		PVC en pulgadas	M [kVA-m]	f.p.	Const. KG	Parc.	Acum.	R [Ω/km]	Pp [kW]	Pp [%]
ACOMETIDAS HASTA GABINETE PRINCIPAL																				
TRF-TGBT	**Acometida General desde Bornes del Transformador hasta Gabinete de distribución en Baja Tensión en**	**1**	**37.5**	**2**	**156.3**	**3X160A**	**195.3**	Cu-THHN	1/0	2	55.0	1 Ø 3"	2062.5	1	19.296	1.55	1.55	0.197	0.794	2.228
BARRAJE TABLERO GENERAL EN BAJA TENSION TG-BT																				
Regulado	Tablero Regulado	1	5.00	2	20.8	2X25A	26.0	Cu-THHN	10	1	18.0	1 ø3/4"	90	0.90	320.1481	1.34	2.89	3.940	0.092	2.052
Maquinas	Tablero para Maquinas	1	20.85	2	86.9	2X100A	108.6	Cu-THHN	2	1	15.0	1 ø2"	312.75	1.90	55.9317	0.81	2.37	0.623	0.212	1.128
Normal	Tablero Normal	1	9.60	2	40.0	2X50A	50.0	Cu-THHN	6	1	16.0	1 ø1 1/2"	153.6	2.90	132.6717	0.95	2.50	1.610	0.124	1.431
Aires	Condensadora 17.5KVA	1	17.50	2	72.9	2X80A	91.1	Cu-THHN	2	1	25.0	1 ø2"	437.5	0.90	55.9317	1.14	2.69	0.623	0.248	1.577
Bomba#1	Bomba 2Hp	1	1.90	2	7.9	2X15A	9.9	Cu-THHN	10	1	25.0	1 ø3/4"	47.5	0.90	320.1481	0.71	2.26	3.940	0.019	1.083
Bomba#2	Bomba 1Hp	1	0.95	2	4.0	2X15A	4.9	Cu-THHN	12	1	25.0	1 ø3/4"	23.75	0.90	521.8979	0.58	2.13	6.560	0.008	0.902

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

Centro de Transformación.



P_____ Transformador 37.5KVA

Cargas del Transformador

N°	Descripción	Carga	Unidad	FP	Ef.	VA	W	VAR
1	Tablero Regulado	5000	VA	0.9	100	5000	4500	2179.4495
2	Tablero Normal	9600	VA	0.9	100	9600	8640	4184.543
3	Tablero Maquinas	20850	VA	0.9	100	20850	17722.5	10983.419

Voltaje del sistema 216000 V Sub Total 30862.50 17347.41

$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ **Total 35403.76 VA**

Nota: todas las cargas se consideran trifásicas para fines del calculo, a menos que se exprese directamente en VA

Capacidad del Transformador **37.5 kVA**

94.41% Uso
5.59% Reserva
2.09 kVA Reserva

ANALISIS DE ARMONICOS

Debido a que los fabricantes no presentan en sus catálogos o placa de características de sus equipos el nivel de distorsión armónica producido, no es posible realizar un análisis real de la distorsión introducida a la red por las cargas instaladas en la instalación.

Los efectos de la distorsión armónica se puede manifestar cómo un número excesivo de fusibles fundidos en bancos de condensadores, sobrecalentamiento y vibraciones mecánicas en transformadores y motores, disparo inexplicable de interruptores, operación incorrecta de contactores y relés, aumento de las intensidades en los conductores de neutro, incluso en redes equilibradas producido por los armónicos triples (3, 6, 9, 12,...) e interferencia con sistemas de comunicación (telemandos y sistemas telefónicos).

En conclusión, los armónicos no se tienen en cuenta en los cálculos de este proyecto porque son de valor muy bajo, después del montaje se procederá hacer mediciones de armónicos y se colocaran los filtros correspondientes si se necesita; para disminuir los efectos de armónicos se toma el neutro de la misma capacidad de las fases y se conectan todos los equipos a la puesta a tierra.

En sistemas en donde la distorsión armónica total (THD) en corriente, sea superior o igual al 15%, se deben dimensionar todos los conductores o barras

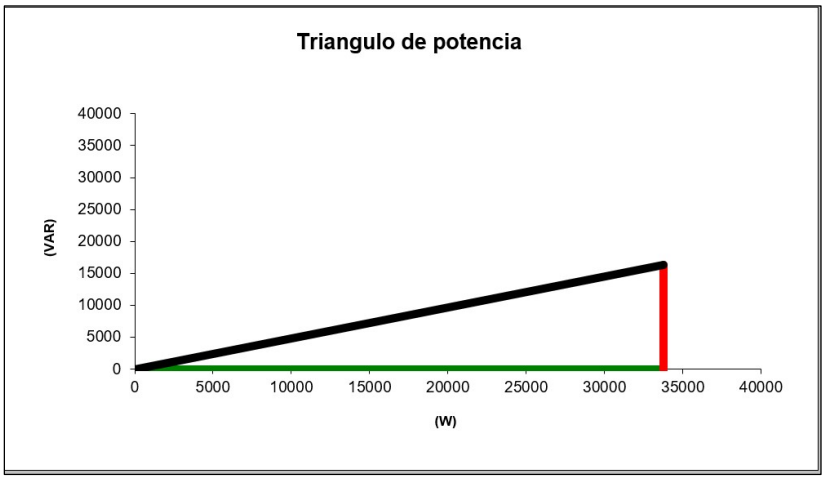
de acuerdo con el factor de corrección exigido en la IEC 60364-5-523 Anexo C.

Para evitar el sobrecalentamiento de conductores, en sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, los conductores de neutro deben ser dimensionados por lo menos al 173% de la corriente de fase según los lineamientos de las normas la IEEE 519 o IEEE1100. Igualmente, se debe aceptar el dimensionamiento del conductor de neutro como se indica en la norma IEC 60364-552.

FACTOR DE POTENCIA

Factor de Potencia

Potencia:	37500
FP (%):	90
Cos(θ):	0.9
Sen(θ):	0.44
S	37500.00 VA
P	33750.00 W
Q	16345.87 VAR



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

En el presente proyecto se analizaron los aspectos técnicos y económicos que justifican el uso del aluminio como material conductor para la fabricación de cables y conductores para media y baja tensión. Se estudian las especificaciones de las materias primas, (materia; conductor y materiales de aislamiento y chaquetas) necesarias para la fabricación de los conductores. Todo este análisis se desarrolla tomando como referencia las normas nacionales e internacionales: INEN, ASTM, UL, ICEA/NEMA, VDE aplicables para el efecto. También se consideran las diversas características de los conductores de aluminio existentes en el mercado internacional, sus aplicaciones, construcción, calibres, identificación, etc.

Todo esto se rige bajo los siguientes parámetros:

- Resistencia eléctrica a la corriente continua
- Área mínima de la sección transversal del material conductor.
- Denominación formal del conductor.
- Carga mínima de rotura para cables de líneas aéreas.
- Espesor del aislamiento.
- Resistencia mínima de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica.

En las tablas de regulación se muestra el conductor óptimo para cumplir con el 5% de regulación exigido por la empresa.

Calculo de Acometidas o alimentadores en Conductores de Cobre en Ducto		
Parámetros Básicos para el Calculo		
NOMBRE DEL PROYECTO: "CONSTRUCCION DEL PUESTO DE SALUD DEL RINCON DE LA ESE HOSPITAL EL SOCORRO DEL MUNICIPIO DE SAN DIEGO - CESAR		
DESCRIPCION	Valor	Unidad
Carga a Concectar	37.5	Kva
Factor de Potencia de la carga	0.90	
Carga total en Kva	37.5	Kva
Temperatura Ambiente	31-35	⁰ C
Su carga es contínua	No	
Factor de Seguridad del Conductor exigido por NTC 2050	0%	
Tipo de Sistema	1Ø(2Ø-3H y 2Ø-2H)	
Tensión de Alimentación	240 Voltios LL	
Corriente nominal calculada	156	Amperios
Corriente para Calculo del Conductor (Factor de seguridad)	156	Amperios
Proteccion de los conductores		
Corriente por Hilo de cada fase con factor de seguridad	78	Amperios
Tipo de conductor a utilizar	**CONDUCTOR**	
Calibre Conductores de Fase y neutro Calculados por el criterio de Carga y tipo de carga		
Conductor de Fase **THWN/THHN** o THW en ducto (Rateados a 75°C)	1/0 AWG	53.5
Número de Hilos por fase	2	
Carga dominante: MOTORES	Si	
Cargas no lineales en % de la carga total	62%	
Calibre del conductor neutro	1/0 AWG	53.5
Conductor de proteccion o Hilo de tierra **(Alimentadores o ramales)** Tabla 250-95	2 AWG	33,62 mm²
Calibre Conductor del Electrodo de puesta a tierra (Solo para acometidas)		
Calibre de la Acometida **(El minimo calibre es el # 2 AWG)**	1/0 AWG	
Area total de los conductores de acometida	107	**mm²**
Conductor del electrodo de puesta a tierra (Acometidas) Tabla 250-94	1/0 AWG	53.50 mm²
Comprobación por el Criterio de Regulación		
Calibre escogido para comprobacion por Regulación	53.50 mm² (1/0 AWG)	
Longitud Total del Conductor	55	Metros
Momento Eléctrico	2063	Kva-metro
Constante de Regulación	0.7552	
Caída de Tensión entre bornes y carga	2.98	%
Comprobación por el Criterio de Pérdidas		
Calibre escogido	21.14 mm² (4 AWG)	
Tarifa pagada por energía	450	$/Kwhr
Costo del Conductor por Kgr de peso	1678	$ / Kgr
Tiempo de Servicio del Conductor	8760	Horas / Año
Interes corriente % Anual Efectivo	2%	
% Carga estimado en el conductor	63%	
Corriente de Trabajo promedia del Conductor	98.28	Amperios
Kc=8.9 x Intereses x Costo Conductor $/Kgr	299	$/mm²
Ke= Resistencia x Icarga² x Tiempo uso x Tarifa	761,512,280	$/mm²
Area Mínima Calculada (Ac)	9.26	m m²
Area del Conductor Escogido Ae (Ae>Ac)	107.00	mm²
Cumple por Pérdidas ?	**CUMPLE**	
Comprobación por el Criterio de Corto Circuito		
Corriente de corto circuito en el punto de instalacion	0.567	Kamperios
Tiempo de duracion de la falla	0.2	Segundos
Temperatura máxima en condiciones de Corto sin dañar el aislamiento	200	°C
Area minima calculada para estas condiciones	0.00	mm²
Cumple por Cortocircuito?	**CUMPLE**	

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

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	1/0	THW 600 V	6	13.51	143.35	860.11
2	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 860.11 mm2

Tipo de Ducto: Tubo Metalico Intermedio IMC

Diametro: 3 Pulgadas

Diametro** 80.7 mm

Diámetro mínimo recomendado 3 "

Area Total 5114.90 mm2

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 16.82%

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	1/0	THW 600 V	6	13.51	143.35	860.11
2	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 860.11 mm2

Tipo de Ducto: Tubo de PVC, Tipo A

Diametro: 3 Pulgadas

Diametro** 82 mm

Diámetro mínimo recomendado 3 "

Area Total 5281.02 mm2

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 16.29%

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	2	THW 600 V	3	10.46	85.93	257.80
2	4	THW 600 V	1	8.93	62.63	62.63
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 320.43 mm2

Tipo de Ducto: Tubo de PVC, Tipo A

Diametro: 2 Pulgadas

Diametro** 54.7 mm

Diámetro mínimo recomendado 2 "

Area Total 2349.98 mm2

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 13.64%

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	6	THW 600 V	3	7.71	46.69	140.06
2	4	THW 600 V	1	8.93	62.63	62.63
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 202.69 mm2

Tipo de Ducto: Tubo de PVC, Tipo A

Diametro: 1 1/2 Pulgadas

Diametro** 43.7 mm

Area Total 1499.87 mm2

Diámetro mínimo recomendado 1 1/2 "

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 13.51%

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	10	THW 600 V	2	4.47	15.69	31.39
2	12	THW 600 V	1	3.84	11.58	11.58
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 42.97 mm2

Tipo de Ducto: Tuberia Metalica Electrica

Diametro: 3/4 Pulgadas

Diametro** 20.9 mm

Area Total 343.07 mm2

Diámetro mínimo recomendado 1 "

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 12.52%

Ocupacion de ductos

Cable Monopolar

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	12	THW 600 V	3	3.84	11.58	34.74
2	12	THW 600 V	0			
3	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
4	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			
5	12	TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V	0			

Area Total 34.74 mm2

Tipo de Ducto: Tuberia Metalica Electrica

Diametro: 3/4 Pulgadas

Diametro** 20.9 mm

Area Total 343.07 mm2

Diámetro mínimo recomendado 1 "

Max. Ocupacion 40.00% **Ocupación** 10.13%

Para la instalación de la tubería se deben considerar los siguientes requisitos:

En ambientes corrosivos, con humedad permanente o bajo tierra, no se aceptan elementos metálicos para alojamiento de conductores, que no estén apropiadamente protegidos contra la corrosión y que no cumplan con la resistencia al impacto y al aplastamiento requeridas.

Los espacios entre elementos que soporten tuberías no metálicas, no podrán ser mayores a 1,2 m para tubería hasta de 19 mm de diámetro; 1,5 m para tuberías entre 25 y 51 mm; 1,8 m para tuberías entre 63 y 76 mm y 2,1 m para tuberías entre 89 y 102 mm.

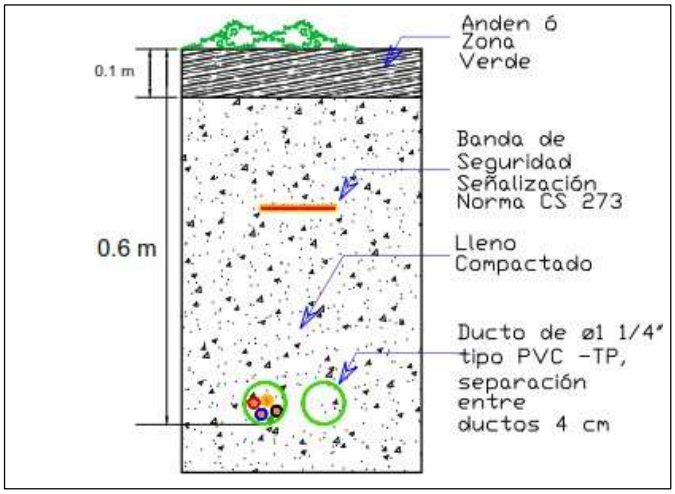
No deben instalarse tuberías no metálicas en lugares expuestos a daños físicos o a la luz solar directa, si no están certificadas para ser utilizadas en tales condiciones.

No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.

En construcciones con tuberías embebidas en concreto, los instaladores deben tener especial cuidado en que no se deformen o se obstruyan en el proceso de vaciado del concreto o enterramiento. Previo al vaciado se debe asegurar que los extremos estén completamente taponados. Para tuberías no metálicas se recomienda calentar y comprimir las puntas expuestas para asegurar que no sean removidos los tapones hasta cuando se empalmen con otras tuberías o se instalen las cajas de conexión o paso.

Con otros servicios se debe mantener una distancia útil mínima de 0,20 m entre el borde externo del conductor y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, entre otros). Si esta distancia no puede ser mantenida, se debe separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillo u otro material dieléctrico resistentes al fuego y al arco eléctrico, de por lo menos 5 cm de espesor.

Detalle de canalización en zonas verdes o peatonales



La profundidad de enterramiento de ductos, tomada desde la superficie superior del suelo terminado hasta la parte superior del conductor o del ducto, no debe ser menor a los valores de la Tabla 25. RETIE. Excepción: Cuando existan conflictos con otras instalaciones subterráneas existentes en áreas peatonales para menos de 150 V pueden ser enterradas a una profundidad no menor a 0,45 m.

Tensión Fase- Fase (V)	Profundidad Ducto (m)	Profundidad conductor enterramiento directo (m)
Alumbrado Público	0,50	0,50
0 a 600	0,60	0,60
601 a 34500	0,75	0,95
34501 a 57500	1,00	1,20

Tabla 25.1. Profundidades mínimas de enterramiento de redes de distribución

Para otro tipo de instalaciones, se tomará como referencia la Tabla 300-5 NTC 2050:

Tabla 300-5 Requisitos mínimos de enterramiento en instalaciones de 0 V a 600 V nominales (distancia en centímetros). (Enterramiento se define como la distancia mas corta medida entre un punto de la superficie superior de cualquier conductor, cable, conducto u otra canalización directamente enterrado y la superficie superior de la tierra, cubierta de concreto u otra cobertura similar)

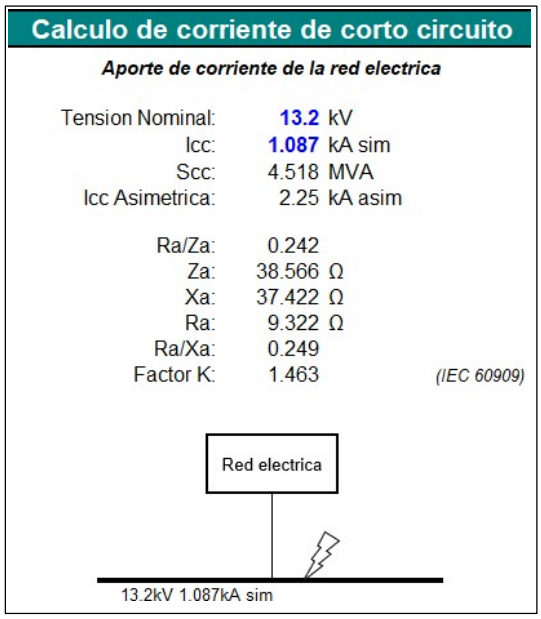
	Tipo de Método de Cableado o circuito					
Ubicación del método de cableado o circuito	**1 Cables o conductores directamente enterrados**	**2 Tubo conduit metílico rígido o intermedio**	**3 Canalizaciones no metálicas aprobadas para enterramiento directo sin cajón de concreto u otras canalizaciones aprobadas**	**4 Circuitos ramales para viviendas de 120 V nominales o menos con protección contra fallas a tierra y protección contra sobrecorriente máxima de 20 A**	**5 Circuitos de control de riego y alumbrado de parques, limitados a no más de 30 Ve instalados con cables tipo UF o en otros cables o canalizaciones identificados**
Todos los lugares no identificados a continuación	60	15	45	30	15
En zanjas por debajo de 5 cm. Concreto grueso o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo una edificación	0 (sólo en canalizaciones)	0	0	0 (sólo en canalizaciones)	0 (sólo en canalizaciones)
Bajo un mínimo de 10 cm de espesor de baldosas de concreto para exteriores sin tráfico de vehículos y baldosas que no sobrepasen en más de 15 cm la instalación subterránea.	45	10	10	15 (directamente enterrado) ó 10 (en canalizaciones)	15(directamente enterrado) ó 10 (en canalizaciones)
Bajo calles, carreteras, autopistas, avenidas, accesos vehiculares y estacionamientos	60	60	60	60	60
Accesos vehiculares y estacionamientos exteriores a viviendas uní y bifamiliares y utilizados sólo por sus habitantes	45	45	45	30	45
Sobre o bajo petas de carreteo de los aeropuertos, incluidas las zonas adyacentes cuando esté prohibido el paso	45	45	45	45	45

1.2.1.5. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

En las tablas de pérdidas mostradas atrás, se muestra el conductor óptimo para cumplir con el 5% de pérdidas, exigidas por la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Tramo	Descripcion	Usuarios	Deman. [kVA]	Fases	Corrien. [A]	Protección sobrecarga [A]	Corrien. 125% [A]	Conductor			Long. [m]	Ducto	Regulacion					Perdidas de potencia		
								Material	Calib.	Cant.		PVC en pulgadas	M [kVA-m]	f.p.	Const. KG	Parc.	Acum.	R [Ω/km]	Pp [kW]	Pp [%]
ACOMETIDAS HASTA GABINETE PRINCIPAL																				
TRF-TGBT	**Acometida General desde Bornes del Transformador hasta Gabinete de distribución en Baja Tensión en**	**1**	**37.5**	**2**	**156.3**	**3X160A**	**195.3**	Cu-THHN	1/0	2	55.0	1 Ø 3"	2062.5	1	19.296	1.55	1.55	0.197	0.794	2.228
BARRAJE TABLERO GENERAL EN BAJA TENSION TG-BT																				
Regulado	Tablero Regulado	1	5.00	2	20.8	2X25A	26.0	Cu-THHN	10	1	18.0	1 ø3/4"	90	0.90	320.1481	1.34	2.89	3.940	0.092	2.052
Maquinas	Tablero para Maquinas	1	20.85	2	86.9	2X100A	108.6	Cu-THHN	2	1	15.0	1 ø2"	312.75	1.90	55.9317	0.81	2.37	0.623	0.212	1.128
Normal	Tablero Normal	1	9.60	2	40.0	2X50A	50.0	Cu-THHN	6	1	16.0	1 ø1 1/2"	153.6	2.90	132.6717	0.95	2.50	1.610	0.124	1.431
Aires	Condensadora 17.5KVA	1	17.50	2	72.9	2X80A	91.1	Cu-THHN	2	1	25.0	1 ø2"	437.5	0.90	55.9317	1.14	2.69	0.623	0.248	1.577
Bomba#1	Bomba 2Hp	1	1.90	2	7.9	2X15A	9.9	Cu-THHN	10	1	25.0	1 ø3/4"	47.5	0.90	320.1481	0.71	2.26	3.940	0.019	1.083
Bomba#2	Bomba 1Hp	1	0.95	2	4.0	2X15A	4.9	Cu-THHN	12	1	25.0	1 ø3/4"	23.75	0.90	521.8979	0.58	2.13	6.560	0.008	0.902

1.2.2. Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT.



1.2.2.1. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Resistencia y reactancia de conductores			
Calibre:	1/0	Conductore por fase	2
Mat. de la tuberia:	PVC		
Distancia:	55 M		
Resistencia	**0.390 Ohm/kM**		**R: 0.011**
Reactancia	**0.144 Ohm/kM**		**X: 0.004**

Utilizamos la corriente de cortocircuito Monofásica suministrada por ECA

Calculo aguas arribas

$$Iccp = \frac{\text{Scc}}{\text{U}}$$

$$Iccp = \frac{4.518}{(13.2)}$$

$$Iccp = 0.3427\text{KA}$$

Se Selecciona el Totalizador principal con Corriente de cortocircuito de 25KA.

Calculo aguas abajo

Calculo de corriente de corto circuito

Tension del sistema: 0.24 kV

Lugar: Punto de Conexión

Impedancias del sistema

Equipo	R	X
Red	0.861	4.980
Cable	0.011	0.004

Total

Rt =	0.8717 Ω	
Xt =	4.9840 Ω	
Zt =	5.0596 Ω	
Icc =	0.03 kA sim	
R/X =	0.17	
Factor K =	1.59	*IEC60909*
Icc asimetrica =	**0.06 kA asim**	

NOTA: para efectos de especificaciones se recomiendan las siguientes protecciones: ABB, el constructor puede utilizar otras referencias siempre y cuando se respeten los valores de corriente de interrupción.

MAXIMA CORRIENTE DE CORTACIRCUITO PERMITIDA EN CABLE COBRE #4AWG THWN.

$$Icc = A \cdot K \cdot \frac{\sqrt{log\ [\frac{T_{2+\lambda}}{T_{1+\lambda}}]}}{t}$$

A: Área del conductor en mm^2
K: 341 para cobre y 224 para aluminio.
Λ: 234 para cobre y 228 para aluminio.
t: tiempo de duración del corto circuito en segundos.
T_1 : Máxima temperatura de operación de THW 75°C.
T_2 : Máxima temperatura permisible de corto circuito.

Calculo de Corriente máxima de Corto Circuito		
Calibre del Cable:	1/0	
Área:	105518	CMIL
Frecuencia:	60	Hz
Duración del Corto C:	100	Ciclos
	1.67	Seg
Temp. De Operación:	90	ºC
Temp. Max Corto C:	250	ºC
Corriente de CC:	5.88 kA	

Formula Aplicada

$$I_{cc} = A\sqrt{\frac{0,0297 \log\left[\frac{T_2 + 234}{T + 234}\right]}{t}}$$

Donde:

Icc: Corriente de Corto Circuito
A: Área del Conductor en MCM
t: Tiempo de Corto Circuito en seg.
T1: Temperatura de operación del cable
T2: Temperatura Max. De Corto Circuito

1.2.2.2. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

CRITERIO GENERAL DE AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relè-Interrutpor. Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

- Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).
- Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:
    - La protección de falla de interruptor que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; y por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falla.
    - La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal. El Sistema de Protección está constituido por las protecciones antes mencionadas; y además, por las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos. Para cada uno de ellos se debe definir su operación, de manera de detectar las condiciones antes mencionadas, las cuales requieren de su inmediata intervención; pero, asimismo, no causando ninguna perturbación al sistema con ninguna actuación indebida durante la operación normal del sistema, bajo todas las condiciones de generación y demanda, así como en cualquier configuración posible del sistema eléctrico.

En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protección o

como Protecciones Graduadas para detectar fallas en más de una zona de protección.

Las Protecciones Unitarias se caracterizan por lo siguiente:

1. Son totalmente selectivas porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
2. No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
3. Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

Las Protecciones Graduadas se caracterizan por lo siguiente:

1. Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de una zona de protección.
2. Desempeñan funciones de protección de respaldo porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.
3. Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación establece el tiempo de respuesta de la protección.
4. Requieren la graduación de su tiempo de actuación.

La corriente de cortocircuito que soporta el transformador de 25KVA en bornes del primario a 13200V, con una impedancia de cortocircuito de 3.0% (según NTC 819), se calcula de la siguiente manera:

Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po), pérdidas con carga a 85 °C (Pc), y tensión de cortocircuito a 85 °C (Uz) [1)]				
Potencia nominal kVA	**Io % de In**	**Po W**	**Pc W**	**Uz %**
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0
75	1,7	210	710	3,0
100	1,6	260	900	3,0
167,5	1,5	375	1 365	3,0

Notas:

1) El valor máximo admisible de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po) y pérdidas con carga (P) ya incluye la tolerancia especificada en la Tabla 2 de la NTC 380.
2) El valor máximo admisible de la tensión de cortocircuito a 85 °C (Uz) es el valor máximo que puede ser garantizado o declarado por el fabricante. Al valor declarado se le debe aplicar la tolerancia especificada en la Tabla 2 de la NTC 380.
3) Los valores máximos admisibles de Io, Po, Pc y Uz para transformadores monofásicos con potencias inferiores a 5 kVA y superiores a 167,5 kVA serie de tensión correspondiente al numeral 2.2.1, deben ser establecidos por acuerdo entre el comprador y el fabricante.

SISTEMA DE PROTECCION.

Serán los sistemas y dispositivos encargados de proteger al Transformador y a la línea. Estarán compuestos por protecciones contra sobretensiones, sobreintensidades e instalación de puesta a tierra.

Todos los transformadores de más de 600[V] nominales deben tener dispositivos de protección en primario y secundario, de corriente nominal o ajuste de disparo tal que se abran a un valor no superior al de la corriente nominal del transformador, tal como establece la Tabla 450-3(a)(1). Los fusibles actuados electrónicamente que se pueden programar para que se abran a una corriente específica, deben programarse de acuerdo con los ajustes para los interruptores automáticos.

TRANSFORMADORES DE MÁS DE 600 V					
CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA O AJUSTE DE DISPARO DEL DISPOSITIVO DEPROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE(PORCENTAJES)					
IMPEDANCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	PRIMARIO		SECUNDARIO		
	DE MÁS DE 600 V		DE MÁS DE 600 V		HASTA 600V
	AJUSTE DEL INTERUPTOR AUTOMÁTICO	CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERUPTOR AUTOMÁTICO	CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERUPTOR AUTOMÁTICO O CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE
HASTA 6 %	600%	300%	300%	250%	125%
MÁS DE 6% Y HASTA 10 %	400%	300%	250%	225%	125%

PRIMARIO. Todos los transformadores de 600[V] nominales o menos deben ir protegidos por un dispositivo individual de protección contra sobrecorriente en el primario, de valor nominal o ajuste de disparo no mayor al 125% de la corriente nominal del primario del transformador (NTC 2050).

Excepción nº. 1: Cuando la corriente nominal del primario del transformador sea de 9[A] o más y el 125% de esa corriente no corresponda a los valores estándar de un fusible o un interruptor automático no ajustable, se permite tomar el valor inmediato superior al establecido en el Artículo 240-6 (NTC 2050). Cuando la corriente nominal del primario sea menor a 9[A], se permite instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente de capacidad nominal o ajuste de disparo no mayor al 167% de la corriente del primario.
Cuando la corriente nominal del primario sea menor a 2[A], se permite instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente de capacidad nominal o ajuste de disparo no superior al 300%.
Excepción nº. 2: No es necesario un dispositivo individual de sobrecorriente cuando el dispositivo de protección del primario ofrezca la protección especificada en este Artículo.
Excepción nº. 3: Cuando el transformador esté instalado en un circuito de control de motores, de acuerdo con alguna de las Excepciones del Artículo 430-72.

INTENSIDAD DE MT TRAFO MONOFASICO 37.5 [KVA].

$$\boldsymbol{I_{MT}} = \frac{\boldsymbol{KVA}}{(\boldsymbol{KVMT})}$$

$$I_{MT} = \frac{37500\,VA}{(13200V)}$$

$$I_{MT} = 2.8409A$$

Para la protección por media tensión, se utilizan 2 fusibles (**Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%**) tipo Hilo, 2[A], 2 cortacircuitos con fusibles de expulsión y 2 DPS poliméricos tipo distribución de 15[KV].

SELECCIÓN DEL FUSIBLE DE MT

Las características de los fusibles internos de expulsión de los transformadores autoprotegidos deben ser ofrecidos por los propios fabricantes, ya que se requiere la adecuada coordinación con el interruptor termo magnético.

La Tabla (**NORMA ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. 2013**) indica los fusibles que se instalarán en los transformadores convencionales.

TIPO DE TRAFO	Potencia [KVA]	13.2 [KV]			34.5 [KV]		
		Corriente Nominal MT	Fusible Tipo D (VS)	Fusible Tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible Tipo D (-VS)	Fusible Tipo D (SR)
Monofásico	5	0.4	-	0.4	-	-	-
	10	0.8	-	0.4	-	-	-
	15	1.1	1	0.4	-	-	-
	25	1.9	2	-	-	-	-
	37.5	**2.8**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**
	50	3.8	3	-	-	-	-
	75	5.7	5	-	-	-	-
Trifásico	30	1.3	2	-	0.5	-	0.4
	45	2.0	2	-	0.8	-	0.4
	75	3.3	3	-	1.3	2.0	-
	112.5	4.9	5	-	1.9	2.0	-

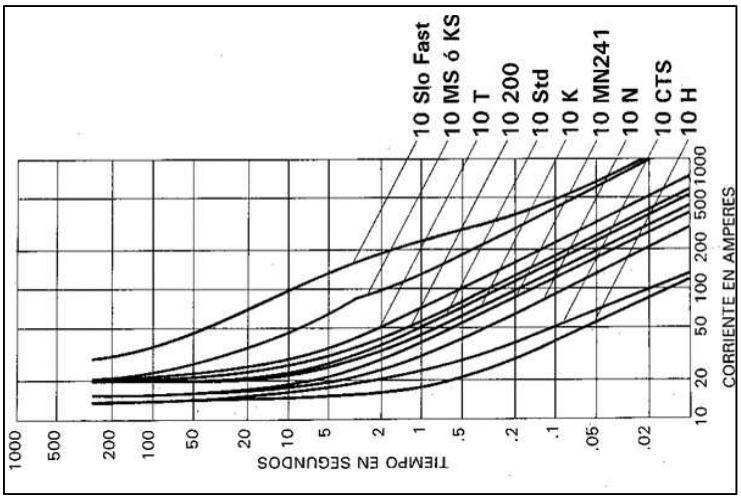
Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%
Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

INTENSIDAD DE BT TRAFO MONOFASICO DE 10 [KVA].

$$In = \frac{KVA}{(V)} = \frac{37.500}{(240)} = 156.3A$$

Se selecciona para Protección Totalizador de **2X160 A.**

Se utiliza cable de temperatura nominal continua de 90°C de aislamiento la acometida principal es cable Calibre: Cable de Cobre aislado 4#1/0(F)+2#1/0(N)CABLES CENTELFLEX Cu 105°C 1kV CT SR, va por tubería PVC Conduit de 3".



Curvas de disparos de interruptores automáticos.

En nuestro caso se utiliza la corriente nominal del transformador y se multiplica por factor de seguridad de 125%

1.2.2.3. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente

Criterios de cálculo y dimensionamiento

Método-Estándar de Cálculo	IEC 60909-1
Standard for cable dimensioning	IEC 60364

Overload	Overload verifications are made according the following relations: IB <= In <= Iz and I2 <= 1.45*Iz
	Legenda:
	IB = the current for which the circuit is designed
	In = nominal current of the protective device (For adjustable protective devices, the nominal current In is the current setting selected)
	I2 = current ensuring effective operation in the conventional time of the protective device
	Iz = capacidad de conducción del cable acorde al estándar elegido

Cortocircuito	Interruptores automáticos y fusibles son dimensions con la capacidad de ruptura mayor a la máxima corriente de cortocircuito en el punto de instalación.
	Circuit breakers dimensioned according to IEC 60497-2 are also chosen with the making capacity Icm higher than the maxiimum peak current
	La protección por cortocircuito debe satisfacer la siguiente regla I2t <= K2S2
	Legenda:
	I2t = energía pasante a la corriente máxima de cortocircuito (definida por el fabricante)
	S = sección de los conductores
	K = factor definido en IEC60364-4-43 tabla 43A y IEC60364-5-54 tablas A.54.2, A.54.4 y A-54.5

Contacto indirecto	Sistemas TT: la verificación es Idn * Rt <= Vo, o Im <= Ib min
	Sistemas TN: la verificación es Im <= Ib min
	Leyenda:
	Idn = sensibilidad del interruptor diferencial
	Ra = resistencia a tierra
	Vo = max admitted contact voltage
	Im = valor de tripeo del dispositivo de protección al tiempo límite
	Ib mín = mínima corriente de cortocircuito al final de la línea

Selectividad y Back-up	Los valores de selectividad y back-up son determinados por tests de laboratorio del fabricante
	Discriminación no requerida en la instalación
	Backup not required in the installation

Rev. n1			Fecha:		Descripcion	Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT.901.023.	86-1	Numero de Dibujo:	
Rev. n2			Dibujante:		de Protecciones	Proyecto:				
Rev. n3			Diseñador:			Archivo:		Página: 1	Siguiente página:	Páginas: 1
REVISIONES	Fecha:	Firmas	Aprobador:			Serie:				

Hipótesis para el cálculo de corto circuito según IEC60909-0

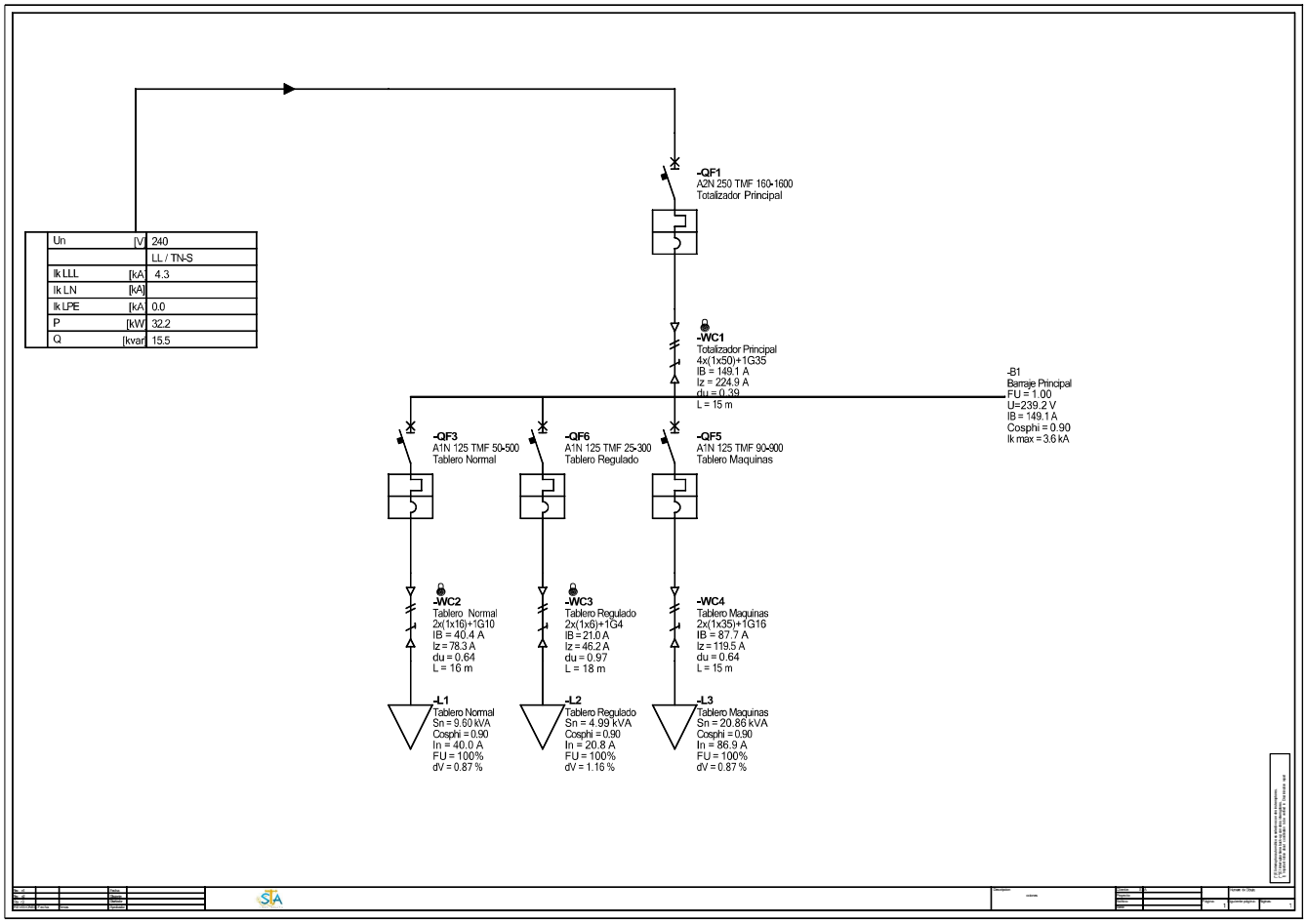
Algoritmo de Cálculo
The calculation of maximum and minimum, balanced and unbalanced, short-circuit currents is made by application of symmetrical components.

Condiciones Generales
The calculation of maximum and minimum short-circuit currents is based on the following simplifications.
a) For the duration of the short circuit, there is no change in the type of short circuit involved (a three-phase short circuit remains three-phase)
b) For the duration of the short circuit, there is no change in the network involved.
c) La impedancia de los transformadores está referida al "tap-changer" en posición principal
d) Las resistencias de arco no son tomadas en consideración.
e) Todas las líneas de capacitancia, admitancias derivadas y cargas no rotativas, excepto aquellas que tengan sistemas de secuencia cero, no son consideradas.

Maximum short-circuit currents
En el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas, se considera lo siguiente:
- se aplica el factor de voltaje Cmáx acorde a la tabla 1, IEC 60909-0
- se elije la configuración de red que conduce al valor máximo de corriente de cortocircuito en el lugar del cortocircuito.
- la contribución de motores síncronos es considerada, si su contribución es mayor al 5% de la corriente inicial de cortocircuito calculada sin motores
- resistencia RL de las líneas (líneas aereas y cables) son ingresadas a una temperatura de 20°C

Minimum short-circuit currents
En el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas, se considera lo siguiente:
- se aplica el factor de voltaje Cmín acorde a la tabla 1, IEC 60909-0
- se elije la configuración de red que conduce al valor mínimo de corriente de cortocircuito en el lugar del cortocircuito.
- No se considera la contribución de los motores asíncronos
- resistencia RL de las líneas (líneas aereas y cables) son ingresadas a una temperatura de 160°C

Rev. n1			Fecha:			Descripcion	Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT:901.023.1	65-1	Numero de Dibujo:			
Rev. n2			Dibujante:			de Protecciones	Proyecto:						
Rev. n3			Diseñador:				Archivo:		Página: 1	Siguiente página:	Páginas: 1		
REVISIONES	Fecha:	Firmas	Aprobador:				Serie:						


Un [V] 240
LL / TN-S
Ik LLL [kA] 4.3
Ik LN [kA]
Ik LPE [kA] 0.0
P [kW] 32.2
Q [kvar] 15.5
-QF1
A2N 250 TMF 160-1600
Totalizador Principal
-WC1
Totalizador Principal
4x(1x50)+1G35
IB = 149.1 A
Iz = 224.9 A
du = 0.39
L = 15 m
-B1
Barraje Principal
FU = 1.00
Ul=239.2 V
IB = 149.1 A
Cosphi = 0.90
Ik max = 3.6 kA
-QF3
A1N 125 TMF 50-500
Tablero Normal
-QF6
A1N 125 TMF 25-300
Tablero Regulado
-QF5
A1N 125 TMF 90-900
Tablero Maquinas
-WC2
Tablero Normal
2x(1x16)+1G10
IB = 40.4 A
Iz = 78.3 A
du = 0.64
L = 16 m
-WC3
Tablero Regulado
2x(1x6)+1G4
IB = 21.0 A
Iz = 46.2 A
du = 0.97
L = 18 m
-WC4
Tablero Maquinas
2x(1x35)+1G16
IB = 87.7 A
Iz = 119.5 A
du = 0.64
L = 15 m
-L1
Tablero Normal
Sn = 9.60 kVA
Cosphi = 0.90
In = 40.0 A
FU = 100%
dV = 0.87 %
-L2
Tablero Regulado
Sn = 4.99 kVA
Cosphi = 0.90
In = 20.8 A
FU = 100%
dV = 1.16 %
-L3
Tablero Maquinas
Sn = 20.86 kVA
Cosphi = 0.90
In = 86.9 A
FU = 100%
dV = 0.87 %

Distribución

Voltaje de Referencia	[V]	240
Fases		LL
Sistema de distribución		TN-S
Potencia Activa P	[kW]	32.24
Potencia Reactiva Q	[kvar]	15.50
Ib (A)	[A]	149.06
Factor de potencia Cosphi		0.90

Corriente de cortocircuito simétrica LLL	[kA]	4.30
Corriente de cortocircuito LN	[kA]	
Corriente de cortocircuito LPE	[kA]	0.00
Cmax		1.10
Resistencia a Voltaje de Referencia	[mOhm]	3.547
Reactancia a Voltaje Referencial	[mOhm]	35.295
Impedancia a Voltaje Referencial	[mOhm]	35.472

Cálculos de cortocircuito

Cuadro	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)
Gabiente de Distribucion General			3.72	9.18			3.52	8.68

Rev. n1			Fecha:		Descripcion	Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT:901.023.1	55:1	Numero de Dibujo:	
Rev. n2			Dibujante:		de Protecciones	Proyecto:				
Rev. n3			Diseñador:			Archivo:		Página: 1	Siguiente página:	Páginas: 1
REVISIONES	Fecha:	Firmas	Aprobador:			Serie:				

Corrientes de Cortocircuito (IEC61363)

Cuadro	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ip LLL (kA)
Gabiente de Distribucion General			

Rev. n1			Fecha:			Descripcion de Protecciones	Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT:901.023.166-1		Numero de Dibujo:
Rev. n2			Dibujante:				Proyecto:			
Rev. n3			Diseñador:				Archivo:		Página: 1	Siguiente página:	Páginas: 1
REVISIONES	Fecha:	Firmas	Aprobador:				Serie:			

Protección de cables

-WC1 Totalizador Principal

Datos de carga

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)
Voltaje	[V]	240
IB (A)	[A]	149.1
Cosphi		0.90

Cable

Sección transversal de los cables		4x(1x50)+1G35
Aislador		Cu / PVC
Longitud (m)	[m]	15
Iz (A)	[A]	224.9
dV ( )		0.39
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	50.4
Power loss	[W]	138.37
K2S2	[A2s]	32968341

Protection checks

Overload: protected by -QF1 A2N 250 TMF 160-1600	
Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by -QF1 A2N 250 TMF 160-1600	
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by -QF1 A2N 250 TMF 160-1600	
Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by	
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by	

-WC2 Tablero Normal

Datos de carga

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)
Voltaje	[V]	240
IB (A)	[A]	40.4
Cosphi		0.90

Cable

Sección transversal de los cables		2x(1x16)+1G10
Aislador		Cu / PVC
Longitud (m)	[m]	16
Iz (A)	[A]	78.3
dV ( )		0.64
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	44.3
Power loss	[W]	66.13
K2S2	[A2s]	3375958

Protection checks

Overload: protected by -QF3 A1N 125 TMF 50-500 Overload: Ib (40.35[A]) <= Ith (50.00[A]) <= Iz (78.31[A]) and If (65.00[A]) <= 1.45*Iz (113.55[A]); Uref=240V	**Pasado**
Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by -QF3 A1N 125 TMF 50-500 Short-circuit: Protection guaranteed up to Ik LLL (3.20[kA]), Ik L-PE (3.20[kA]); Uref=240V	**Pasado**
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by -QF3 A1N 125 TMF 50-500 People protection: I@Max tripping time (0.32[kA])<=Ikmin L-PE (1.16[kA]); Trip time=5.00[s]; Uref=240V	**Pasado**
Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by	
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by	

-WC3 Tablero Regulado

Datos de carga

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)
Voltaje	[V]	240
IB (A)	[A]	21.0
Cosphi		0.90

Cable

Sección transversal de los cables		2x(1x6)+1G4
Aislador		Cu / PVC
Longitud (m)	[m]	18
Iz (A)	[A]	46.2
dV ( )		0.97
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	42.3
Power loss	[W]	53.56
K2S2	[A2s]	474744

Protection checks

Overload: protected by -QF6 A1N 125 TMF 25-300 Overload: Ib (21.04[A]) <= Ith (25.00[A]) <= Iz (46.18[A]) and If (32.50[A]) <= 1.45*Iz (66.97[A]); Uref=240V	**Pasado**
Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by -QF6 A1N 125 TMF 25-300 Short-circuit: Protection guaranteed up to Ik LLL (3.20[kA]), Ik L-PE (3.20[kA]); Uref=240V	**Pasado**
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by -QF6 A1N 125 TMF 25-300 People protection: I@Max tripping time (0.36[kA])<=Ikmin L-PE (0.51[kA]); Trip time=0.40[s]; Uref=240V	**Pasado**
Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by	
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by	

Protección de cables

-WC4 Tablero Maquinas

Datos de carga / Cable

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S	(L3-L)
Voltaje	[V]	240	
IB (A)	[A]	87.7	
Cosphi		0.90	
Sección transversal de los cables		2x(1x35)+1G16	
Aislador		Cu / PVC	
Longitud (m)	[m]	15	
Iz (A)	[A]	119.5	
dV ( )		0.64	
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	53.8	
Power loss	[W]	138.43	
K2S2	[A2s]	16154487	

Protection checks

Overload: protected by	**-QF5 A1N 125 TMF 90-900**	**Pasado**
Overload: Ib (87.66[A]) <= Ith (90.00[A]) <= Iz (119.48[A]) and If (117.00[A]) <= 1.45*Iz (173.24[A]); Uref=240V		
1 2 **Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by**	**-QF5 A1N 125 TMF 90-900**	**Pasado**
Short-circuit: Protection guaranteed up to Ik LLL (3.30[kA]), Ik L-PE (3.20[kA]); Uref=240V		
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by	**-QF5 A1N 125 TMF 90-900**	**Pasado**
People protection: I@Max tripping time (0.54[kA])<=Ikmin L-PE (1.61[kA]); Trip time=5.00[s]; Uref=240V		
1 2 **Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by**		
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by		

Datos de carga / Cable

Fases - Sistema de Distribución		
Voltaje	[V]	
IB (A)	[A]	
Cosphi		
Sección transversal de los cables		
Aislador		
Longitud (m)	[m]	
Iz (A)	[A]	
dV ( )		
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	
Power loss	[W]	
K2S2	[A2s]	

Protection checks

Overload: protected by	
1 2 **Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by**	
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by	
1 2 **Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by**	
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by	

Datos de carga / Cable

Fases - Sistema de Distribución		
Voltaje	[V]	
IB (A)	[A]	
Cosphi		
Sección transversal de los cables		
Aislador		
Longitud (m)	[m]	
Iz (A)	[A]	
dV ( )		
Temp de Trabajo (°C)	[°C]	
Power loss	[W]	
K2S2	[A2s]	

Protection checks

Overload: protected by	
1 2 **Short circuit at terminal 1 (current flowing downstream): protected by**	
Indirect touch at terminal 2 (current flowing downstream): protected by	
1 2 **Short circuit at terminal 2 (current flowing upstream): protected by**	
Indirect touch at terminal 1 (current flowing upstream): protected by	

Lista de aparatos de BT

Símbolo	Código de Parte	Tipo	Código RCB	Tipo de RCB	Descripción de Usuario 1	Descripción de Usuario 2
-QF1	1SDA066543R1	A2N 250 TMF 160-1600			Totalizador Principal	
-QF3	1SDA066501R1	A1N 125 TMF 50-500			Tablero Normal	
-QF5	1SDA066505R1	A1N 125 TMF 90-900			Tablero Maquinas	
-QF6	1SDA066498R1	A1N 125 TMF 25-300			Tablero Regulado	

Rev. n1			Fecha:		Descripcion	Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT:901.023.1	55-1	Numero de Dibujo:	
Rev. n2			Dibujante:		de Protecciones	Proyecto:				
Rev. n3			Diseñador:			Archivo:		Página: 1	Siguiente página:	Páginas: 1
REVISIONES:	Fecha:	Firmas	Aprobador:			Serie:				

Reporte de interruptores en BT

Interruptor Automático						Termomagnético	Electrónico												Dispositivo RCB	
Símbolo	Cuadro	Polos	In (A)	Icu-Icn (kA)	Ics (kA)	Thermal (A)	L	I1	S	I2	S2	I2-2	I	G	I4	R	I5	InN/In (%)	Id (A)	Td (s)
Tipo			Descripción de Usuario 1			Magnetic (A)	Curva L	t1	Curva S	t2	Curva S2	t2-2	I3	Curva G	t4		t5		Tipo RCB	
-QF1	Gabiente de	Di2sPtribucion	General 160	50.0	0.0	160.0														
A2N 250 TMF 160-1600			Totalizador Principal			1600.0														
-QF3	Gabiente de	Di2sPtribucion	General 50	50.0	25.0	50.0														
A1N 125 TMF 50-500			Tablero Normal			500.0														
-QF5	Gabiente de	Di2sPtribucion	General 90	50.0	25.0	90.0														
A1N 125 TMF 90-900			Tablero Maquinas			900.0														
-QF6	Gabiente de	Di2sPtribucion	General 25	50.0	25.0	25.0														
A1N 125 TMF 25-300			Tablero Regulado			300.0														

Rev. n1			Fecha:		
Rev. n2			Dibujante:		
Rev. n3			Diseñador:		
REVISIONES:	Fecha:	Firmas	Aprobador:		

Descripcion
de Protecciones

Cliente:	STA INGENIERIAS SAS NIT:901.023.1	6-1	Numero de Dibujo:
Proyecto:			
Archivo:		Página: 1	Siguiente página:
Serie:			Páginas: 1

List of Lv Cables

-WC1 Totalizador Principal

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)	Ib L1	[A]	149.1	R Ph 20°C	[mOhm]	2.78
Voltaje	[V]	240	Ib L2	[A]	149.1	R Ph 160°C	[mOhm]	4.33
Sección transversal de los cables		4x(1x50)+1G35	Ib L3	[A]		X F	[mOhm]	0.70
Aislador		Cu / PVC	Ib N	[A]		R N 20°C	[mOhm]	
Método		71	Cosphi		0.90	R N 160°C	[mOhm]	
Factor K		0.80	Iz (A)	[A]	224.9	X N	[mOhm]	
Longitud (m)	[m]	15	dV ( )	[%]	0.39	R PE 20°C	[mOhm]	7.93
Ib máx (kA)	[kA]	3.72	Potencia Disipatada (W)	[W]	138.4	R PE 160°C	[mOhm]	12.38
Ib mín (kA)	[kA]	2.50	Temp de Trabajo (°C)	[°C]	50.4	X PE	[mOhm]	1.42

-WC2 Tablero Normal

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)	Ib L1	[A]	40.4	R Ph 20°C	[mOhm]	18.51
Voltaje	[V]	240	Ib L2	[A]	40.4	R Ph 160°C	[mOhm]	28.88
Sección transversal de los cables		2x(1x16)+1G10	Ib L3	[A]		X F	[mOhm]	1.57
Aislador		Cu / PVC	Ib N	[A]		R N 20°C	[mOhm]	
Método		71	Cosphi		0.90	R N 160°C	[mOhm]	
Factor K		1.00	Iz (A)	[A]	78.3	X N	[mOhm]	
Longitud (m)	[m]	16	dV ( )	[%]	0.64	R PE 20°C	[mOhm]	29.62
Ib máx (kA)	[kA]	3.61	Potencia Disipatada (W)	[W]	66.1	R PE 160°C	[mOhm]	46.20
Ib mín (kA)	[kA]	1.16	Temp de Trabajo (°C)	[°C]	44.3	X PE	[mOhm]	1.67

-WC3 Tablero Regulado

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)	Ib L1	[A]	21.0	R Ph 20°C	[mOhm]	55.53
Voltaje	[V]	240	Ib L2	[A]	21.0	R Ph 160°C	[mOhm]	86.63
Sección transversal de los cables		2x(1x6)+1G4	Ib L3	[A]		X F	[mOhm]	2.01
Aislador		Cu / PVC	Ib N	[A]		R N 20°C	[mOhm]	
Método		71	Cosphi		0.90	R N 160°C	[mOhm]	
Factor K		1.00	Iz (A)	[A]	46.2	X N	[mOhm]	
Longitud (m)	[m]	18	dV ( )	[%]	0.97	R PE 20°C	[mOhm]	83.30
Ib máx (kA)	[kA]	3.61	Potencia Disipatada (W)	[W]	53.6	R PE 160°C	[mOhm]	129.94
Ib mín (kA)	[kA]	0.51	Temp de Trabajo (°C)	[°C]	42.3	X PE	[mOhm]	2.14

-WC4 Tablero Maquinas

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)	Ib L1	[A]	87.7	R Ph 20°C	[mOhm]	7.93
Voltaje	[V]	240	Ib L2	[A]	87.7	R Ph 160°C	[mOhm]	12.38
Sección transversal de los cables		2x(1x35)+1G16	Ib L3	[A]		X F	[mOhm]	1.42
Aislador		Cu / PVC	Ib N	[A]		R N 20°C	[mOhm]	
Método		71	Cosphi		0.90	R N 160°C	[mOhm]	
Factor K		1.00	Iz (A)	[A]	119.5	X N	[mOhm]	
Longitud (m)	[m]	15	dV ( )	[%]	0.64	R PE 20°C	[mOhm]	17.35
Ib máx (kA)	[kA]	3.61	Potencia Disipatada (W)	[W]	138.4	R PE 160°C	[mOhm]	27.07
Ib mín (kA)	[kA]	1.61	Temp de Trabajo (°C)	[°C]	53.8	X PE	[mOhm]	1.48

Lista de Cargas

-L1 Tablero Normal

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N	Factor de utlización	[%]	100	Voltage computado	[V]	237.9
Voltaje nominal	[V]	240	Potencia Activa P	[kW]	8.64	Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]	40.0	Potencia Reactiva Q	[kvar]	4.18	Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	5.0
Cosphi		0.90				Caída de tensión calculada	[%]	0.87

-L2 Tablero Regulado

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N	Factor de utlización	[%]	100	Voltage computado	[V]	237.2
Voltaje nominal	[V]	240	Potencia Activa P	[kW]	4.49	Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]	20.8	Potencia Reactiva Q	[kvar]	2.18	Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	4.0
Cosphi		0.90				Caída de tensión calculada	[%]	1.16

-L3 Tablero Maquinas

Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N	Factor de utlización	[%]	100	Voltage computado	[V]	237.9
Voltaje nominal	[V]	240	Potencia Activa P	[kW]	18.77	Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]	86.9	Potencia Reactiva Q	[kvar]	9.09	Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	4.0
Cosphi		0.90				Caída de tensión calculada	[%]	0.87

Fases - Sistema de Distribución			Factor de utlización	[%]		Voltage computado	[V]	
Voltaje nominal	[V]		Potencia Activa P	[kW]		Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]		Potencia Reactiva Q	[kvar]		Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	
Cosphi						Caída de tensión calculada	[%]	

Fases - Sistema de Distribución			Factor de utlización	[%]		Voltage computado	[V]	
Voltaje nominal	[V]		Potencia Activa P	[kW]		Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]		Potencia Reactiva Q	[kvar]		Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	
Cosphi						Caída de tensión calculada	[%]	

Fases - Sistema de Distribución			Factor de utlización	[%]		Voltage computado	[V]	
Voltaje nominal	[V]		Potencia Activa P	[kW]		Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]		Potencia Reactiva Q	[kvar]		Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	
Cosphi						Caída de tensión calculada	[%]	

Fases - Sistema de Distribución			Factor de utlización	[%]		Voltage computado	[V]	
Voltaje nominal	[V]		Potencia Activa P	[kW]		Máx caida de tensión admitida por el standard	[%]	4.0
IB	[A]		Potencia Reactiva Q	[kvar]		Máx caida de tensión admitida por el usuario	[%]	
Cosphi						Caída de tensión calculada	[%]	

List of Busbars

-B1 Barraje Principal

Load data			
	Fases - Sistema de Distribución		LL / TN-S (L3-N)
	Demand factor		1.00
	Voltaje nominal	[V]	240
	Voltage computado	[V]	239.2
	IB	[A]	149.1
	Cosphi		0.90

S.C. currents					
	Ib LLL (kA)	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)
				3.61	8.16
	Ib LN (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)
				3.20	6.24

Load data			
	Fases - Sistema de Distribución		
	Demand factor		
	Voltaje nominal	[V]	
	Voltage computado	[V]	
	IB	[A]	
	Cosphi		

S.C. currents					
	Ib LLL (kA)	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)
	Ib LN (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)

Load data			
	Fases - Sistema de Distribución		
	Demand factor		
	Voltaje nominal	[V]	
	Voltage computado	[V]	
	IB	[A]	
	Cosphi		

S.C. currents					
	Ib LLL (kA)	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)
	Ib LN (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)

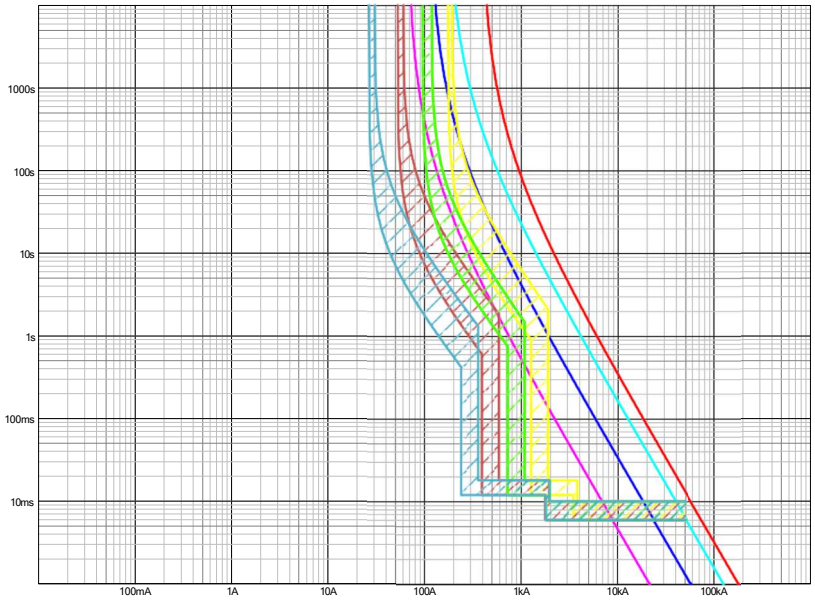
Load data			
	Fases - Sistema de Distribución		
	Demand factor		
	Voltaje nominal	[V]	
	Voltage computado	[V]	
	IB	[A]	
	Cosphi		

S.C. currents					
	Ib LLL (kA)	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)
	Ib LN (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)

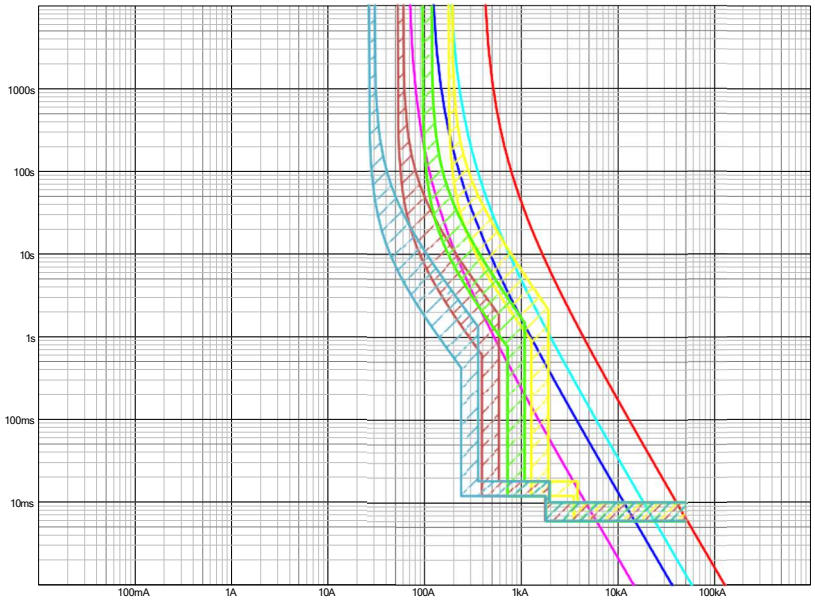
Load data			
	Fases - Sistema de Distribución		
	Demand factor		
	Voltaje nominal	[V]	
	Voltage computado	[V]	
	IB	[A]	
	Cosphi		

S.C. currents					
	Ib LLL (kA)	Ib LLL (kA)	Ip LLL (kA)	Ib LL (kA)	Ip LL (kA)
	Ib LN (kA)	Ib LN (kA)	Ip LN (kA)	Ib LPE (kA)	Ip LPE (kA)

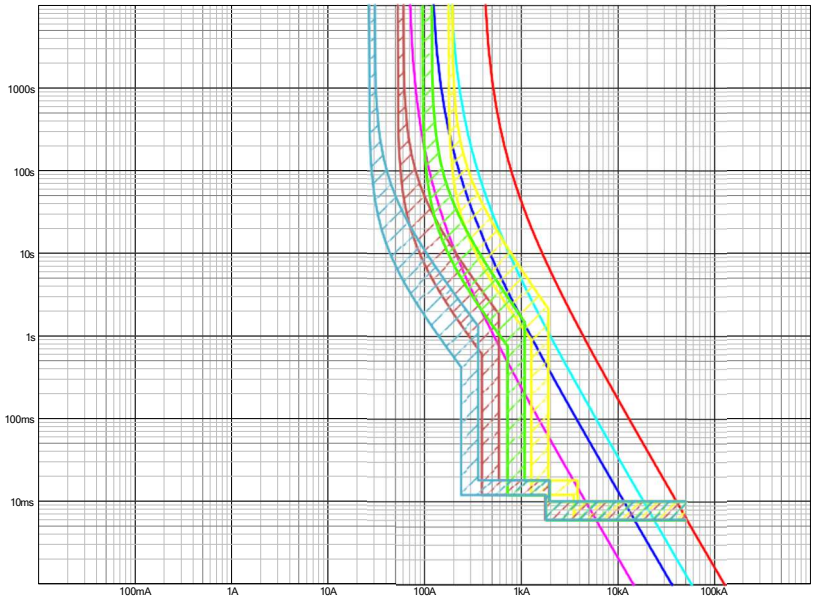
Time-Current Curva LLL-LL @240V



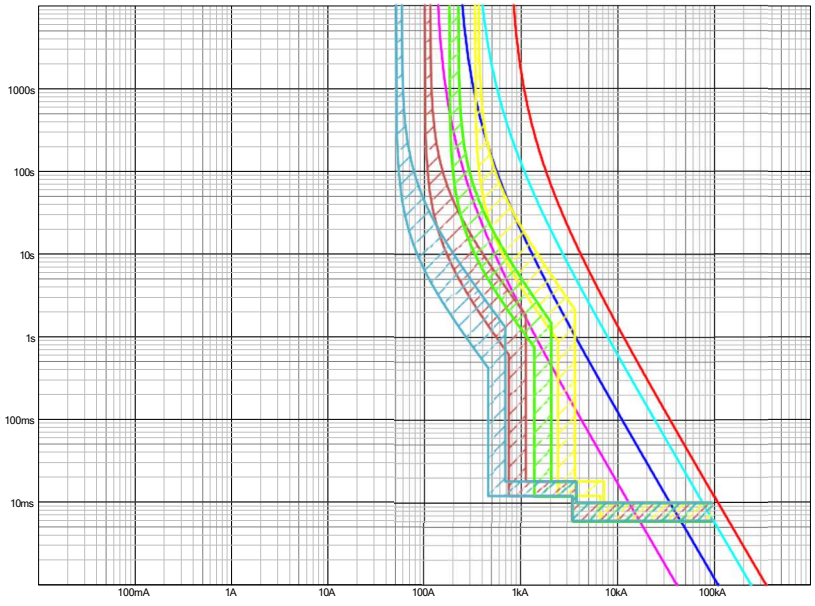
Time-Current Curva LPE @240V



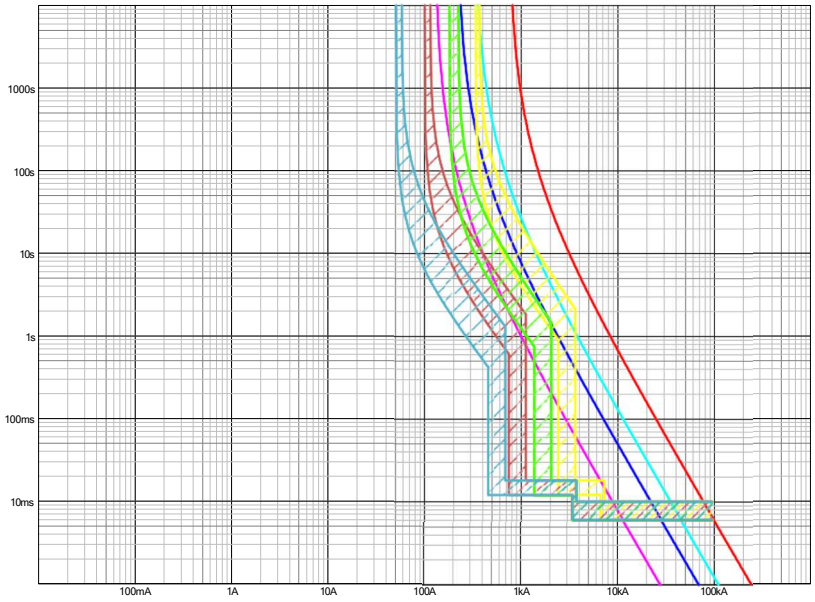
Time-Current Curva LPE @240V



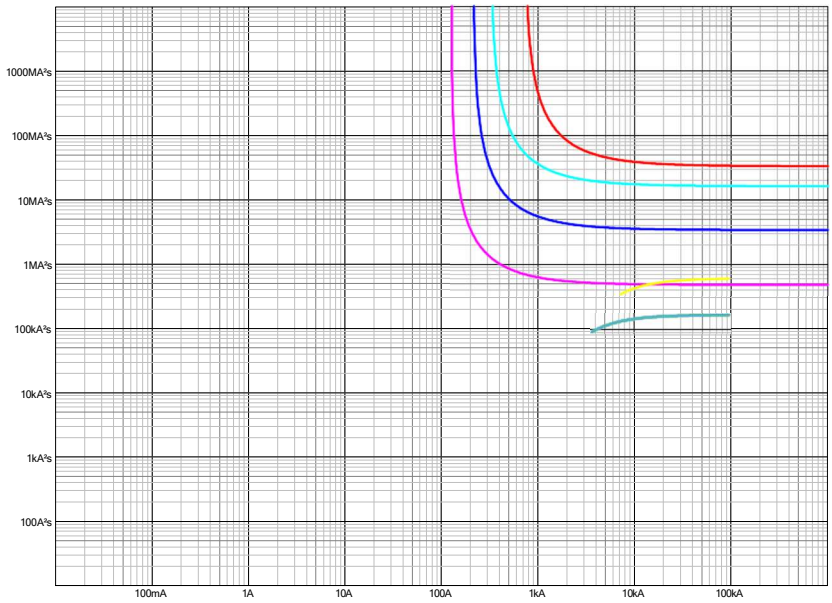
Time-Current Curva LLL-LL @127V



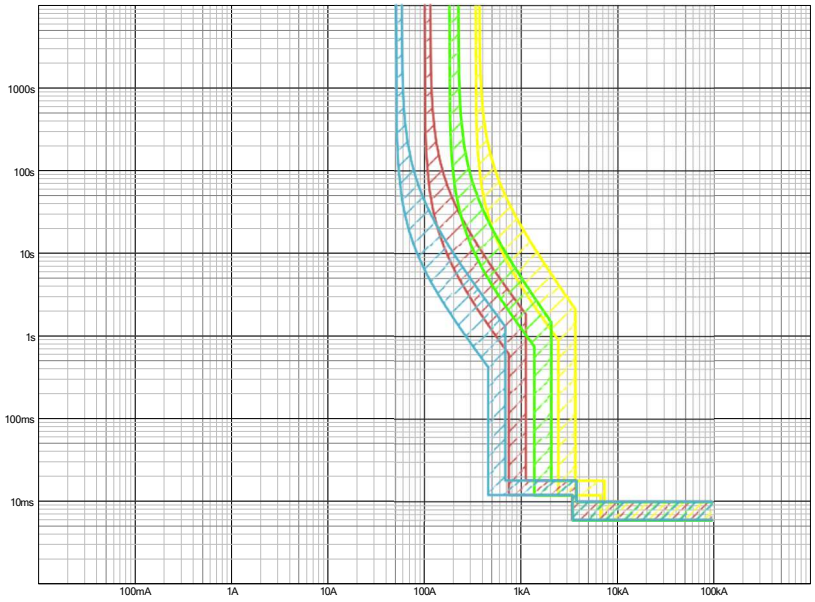
Time-Current Curva LPE @127V



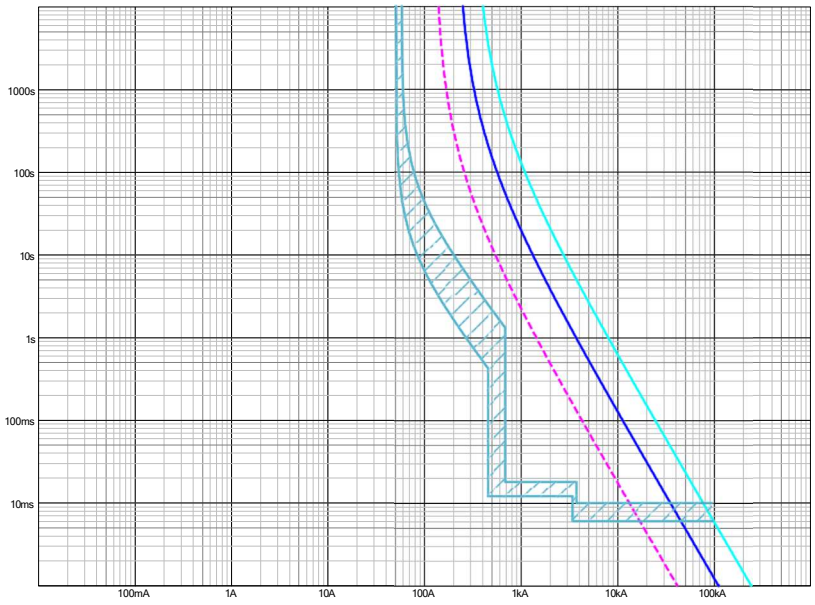
Specific let-through energy Curva LLL-LL @127V



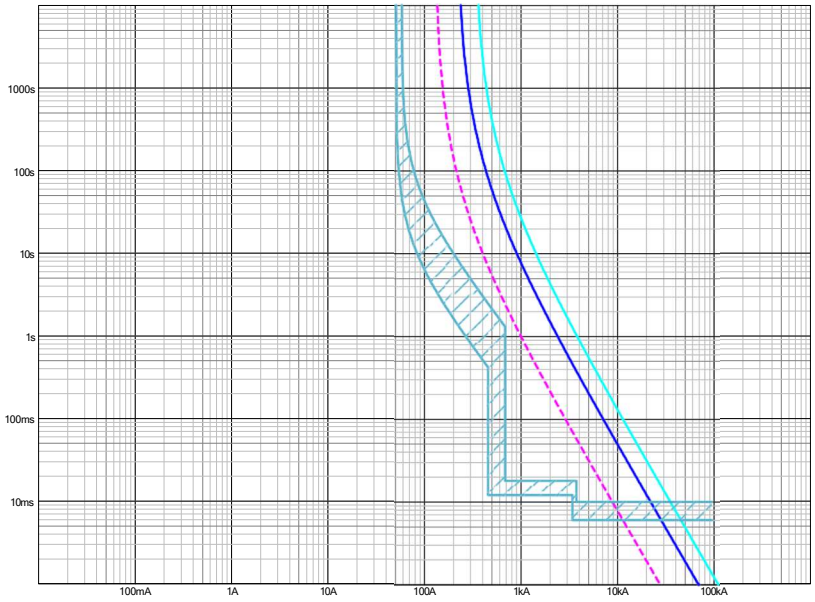
Time-Current Curva LLL-LL @127V



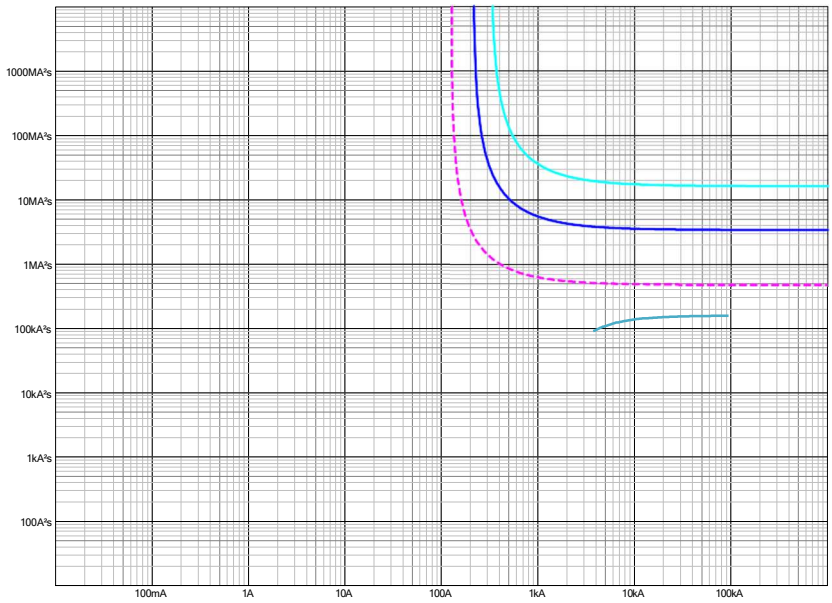
Time-Current Curva LLL-LL @127V



Time-Current Curva LPE @127V



Specific let-through energy Curva LLL-LL @127V



1.2.2.4. Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.

MEDIDAS DE RESISTENCIA DE TIERRA CON CUATRO TERMINALES

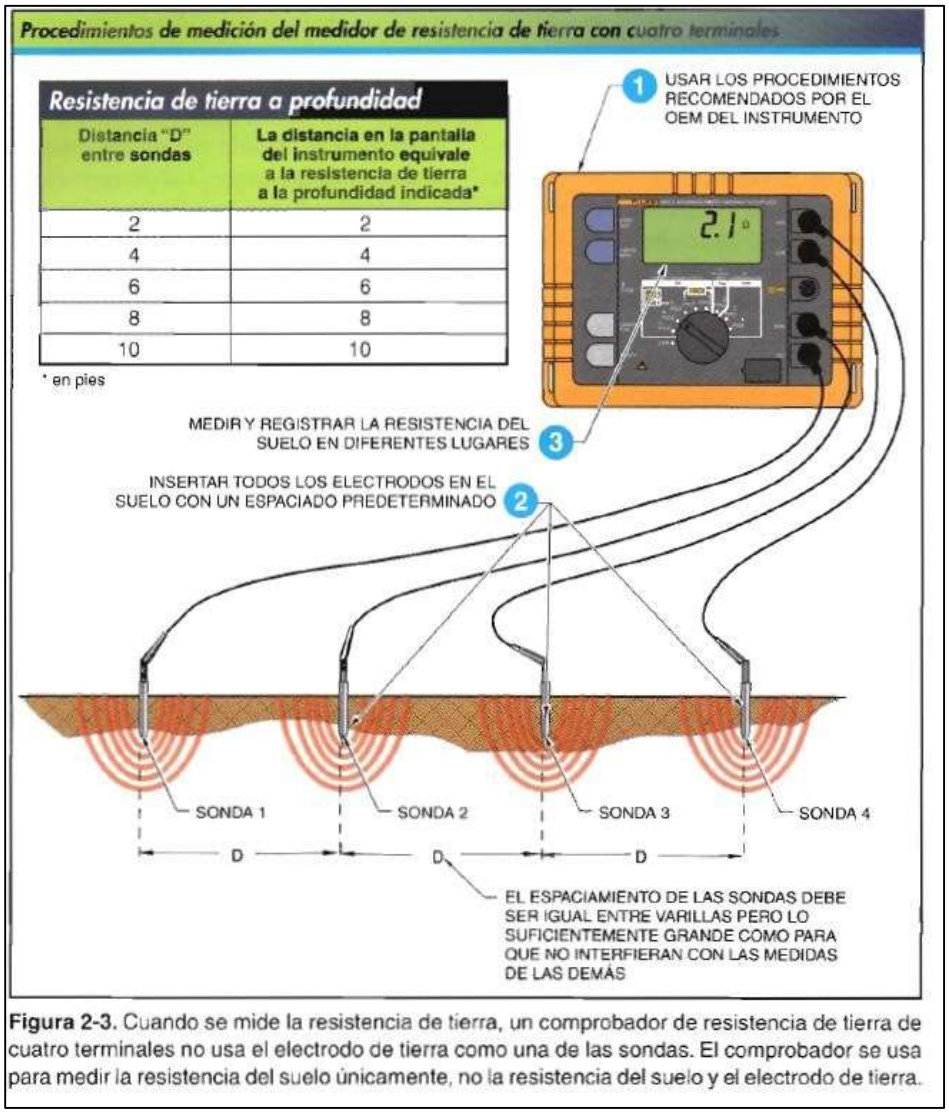


Figura 2-3. Cuando se mide la resistencia de tierra, un comprobador de resistencia de tierra de cuatro terminales no usa el electrodo de tierra como una de las sondas. El comprobador se usa para medir la resistencia del suelo únicamente, no la resistencia del suelo y el electrodo de tierra.

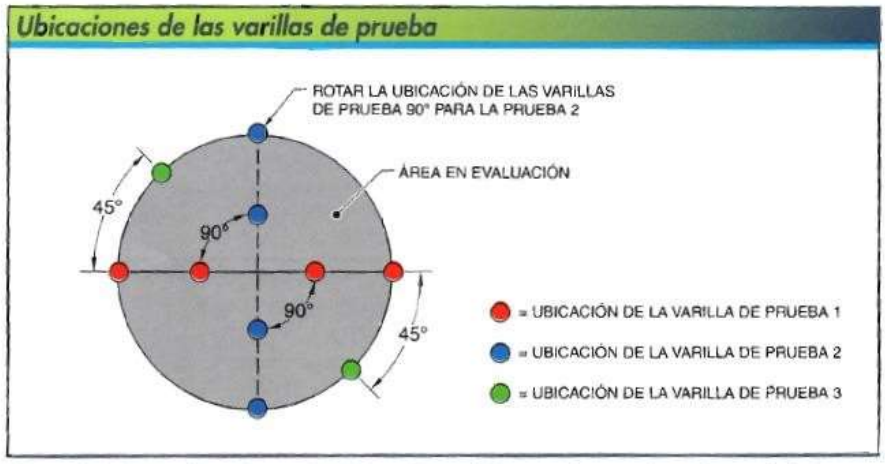


Figura 2-4. Las varillas de prueba deben girarse 90° para el segundo conjunto de lecturas y pueden rotarse a 45 ° para obtener un tercer grupo de lecturas según sea necesario.

Equipo Utilizado TELUROMETRO METREL, SERIAL #15045980

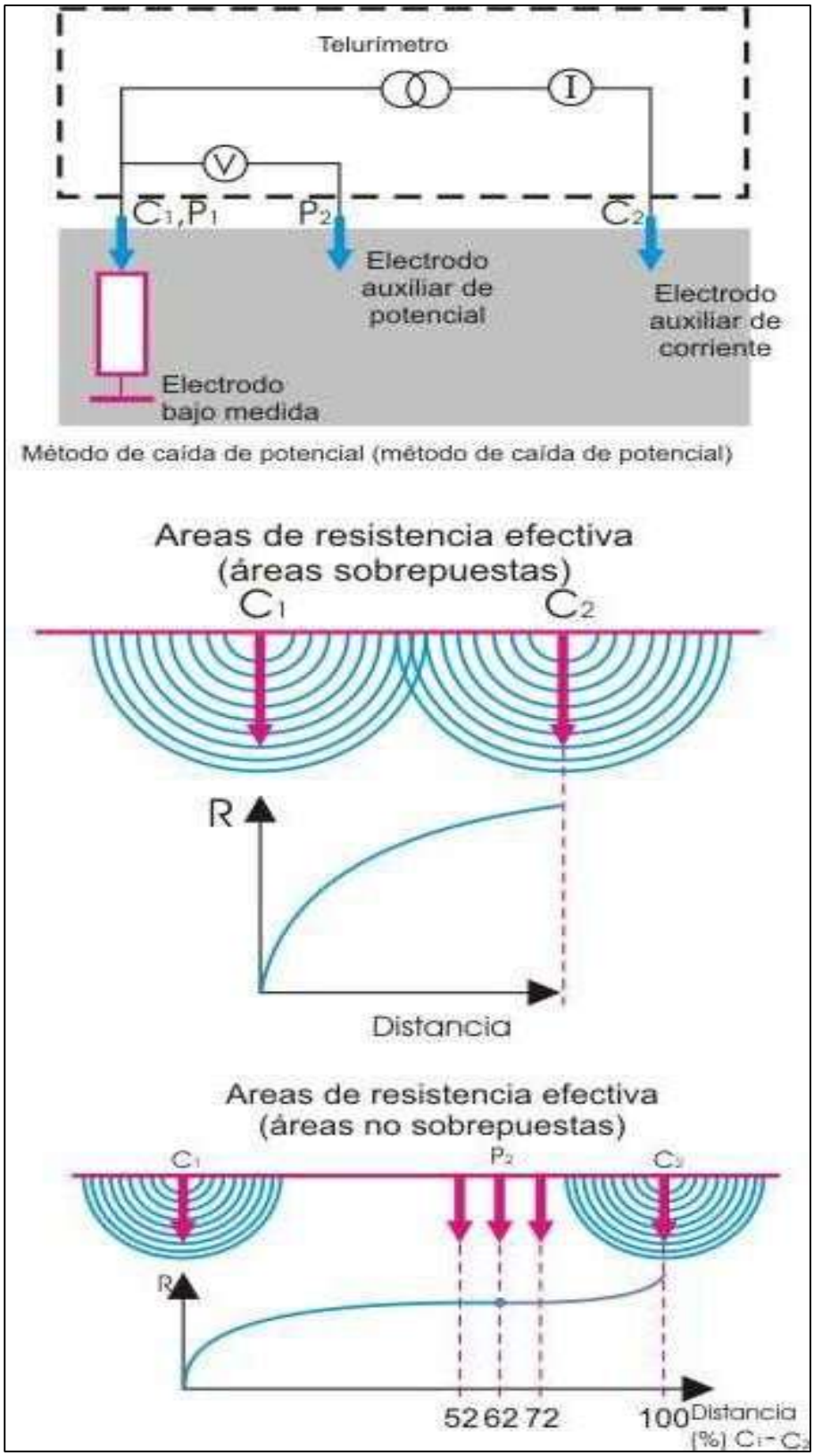
La mayoría de los equipos toma lecturas en Ω, para convertir las lecturas a ohmios-metro (Ω-m) se aplica la siguiente formula:

$$P = 2\pi xAxR$$

Donde

P= resistividad del suelo.
2π = 2x3.14= 6.28
$A = distancia\ entre\ sondas\ m$
R = resistencia medida en metros.

Dos electrodos de referencia ("picas") son hincados a una distancia determinada del electrodo (o punto de referencia) al cual vamos a medir el valor de la puesta a tierra, tal como se muestra en la figura. Entre C1 y C2 se hace circular una corriente. Las líneas de potencial se propagan por la tierra y generan una diferencia de tensión proporcional a la resistencia de la puesta a tierra. El electrodo P2 mide dicha diferencia de potencial que hay en el suelo circundante alrededor de C1. Esta será leída por el telurómetro y convertida en un valor óhmico R (valor de la puesta a tierra), dado que el aparato conoce el valor de la corriente que está circulando por el terreno.



La distancia entre jabalinas no debe permitir la sobreexposición (interferencia)de los campos de potencial individuales, ni tampoco exceder

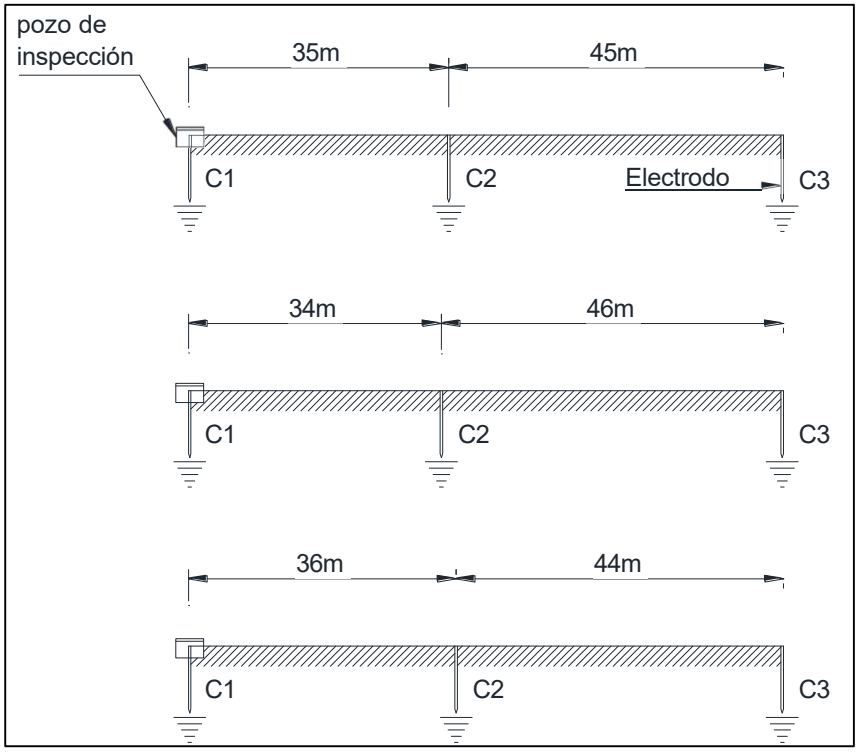
los límites del instrumento. En la práctica, y para el caso de jabalinas, esto se logra cuando la distancia entre C1 y C2 es mayor al doble del largo del electrodo bajo prueba.

En este caso, la medida correcta de la puesta a tierra buscada se logra cuando P2 está al 62% de la distancia C1-C2 (de aquí el nombre alternativo del método). Usted debería comprobarlo si al medir un poco antes y un poco después de esa distancia (tal como la figura) la medida del telurómetro varía en menos de un 3%.

El valor de resistividad que se obtuvo durante la medición de resistividad bajo estudio, como se puede observar en la fotografía abajo mostrada.

Como punto de base de medición se empleó el foso de tierra principal de la malla, como se muestra en la siguiente foto.

A continuación, se presenta de forma esquemática de la manera como se realizó la medición:



Los valores obtenidos durante la medición se presentan en la tabla 1:

Medición 1 - Distancia 1m



Medición 2 - Distancia 2m



Medición 3 - Distancia 3m



Medición 4 - Distancia 4m



Medición 5 – Distancia 5m



Medición 6 – Distancia 6m



Medición 7 – Distancia 7m



Medición 8 – Distancia 8m



Distancia de separación entre electrodos de Prueba "a" (m)	Resistividad aparente medida según el eje y la separacón de los electrodos (Ω-m)								
	Eje 1	Eje 2	Eje 3	Eje 4	Eje 5	Eje 6	Eje 7	Eje 8	Eje 9
1	22,8		15,41						
2	18,34		14,95						
3	15,56		9,38						
4	17,27		11,9						
8									
PROMEDIO POR EJE	18,49		12,91			0,00	0,00		
PROMEDIO		**15,70**							

La Resistividad Promedio es de 15.70Ω*m.

CALCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA
IEEE - 80

Datos del Suelo

ρ	16	Ohm/m	*(resistividad del suelo)*
ρ_s	10000	Ohm/m	*(resistividad superficial)*
h_s	0.1	m	*(Profundidad de la capa superficial)*

Geometría de la malla

Ver Diagrama

Largo (X):	5	m	Cantidad de varillas:	3		
Ancho (Y):	5	m	Largo:	2.4	m	
Área:	25	m^2	Con varillas en las esquinas			
Espacio Vertical (Ey)	5	m } D	LR:	7.2	m	
Espacio Horizontal (Ex)	5	m } D				
Conductores verticales:	2					
Conductores Horizontales:	2					
Lc:	20	m (Longitud total de la malla) →	**Lm:**	**34.14**	**m**	
h:	0.50	m (Profundidad de la malla)	Lt:	27.20	m	

Parámetros eléctricos

Ts: 0.2 s (Tiempo de duración de la falla)

ICC MONOFASICO OPERADOR DE RED 567.00 A (Corriente de falla Monofasica **DATO ELECTRICARIBE**) Calcular

Conductor de la malla

Tipo: Cobre Comercial

Conductividad:	97	% respecto al cobre puro
Factor αr:	0.00381	@20ºC [1/ºC]
K0 a 0ºC:	242	
Tm:	1084	[ºC] (Temperatura de fusion)
ρr a 20ºC:	1.78	[μΩ·cm]
TCAP:	3.42	[J/cm3·ºC] Capacidad termica

IEEE 80-2000
Sec 11.3 Tabla 1
Con temperatura de referencia 20ºC

Tipo de Union: Soldada

Temp Max de la Union: 450 ºC

Ta: 40 ºC (temperatura ambiente)

Akcmil:	1.79	kcmil
Area minima:	0.91	mm2
Diámetro mínimo:	0.0011	mm

Características mínimas del conductor de tierra

Conductor de diseño: 1/0 AWG

Area:	53.48	mm2
Diámetro:	0.0083	mm

Factores de paso y toque

K:	-0.85	(factor de reflexión)
Cs:	0.95	(factor de reducción)
Peso de la persona:	70	kg
Es:	20361.64	V (Voltaje de paso Max, para el peso indicado)
Et:	5353.71	V (Voltaje de toque Max)

Resistencia de la malla

Rg: 1.80 Ω (Resistencia de la malla)

Corriente de Malla

IG: 3.50 kA Calcular

Incremento de potencial

GPR: 6291.47 V (Incremento de potencial en la malla)

Voltaje de malla

Em: 1509.25 V (Voltaje de la malla en falla)

Voltaje de paso

Es: 957.22 V

El Diseño cumple con la norma

MAXIMA CORRIENTE DE CORTACIRCUITO PERMITIDA EN CABLE #1/0 AWG

$$Icc = A \cdot K \cdot \frac{\sqrt{log\left[\frac{T_2+\lambda}{T_1+\lambda}\right]}}{t}$$

A: Área del conductor en mm^2
K: 341 para cobre y 224 para aluminio.
Λ: 234 para cobre y 228 para aluminio.
t: tiempo de duración del corto circuito en segundos.
T_1 : Máxima temperatura de operación de THW 75°C.
T_2 : Máxima temperatura permisible de corto circuito.

$$Icc = 53.5\ X\ 341 \cdot \frac{\sqrt{log\left[\frac{150_{+234}}{60_{+234}}\right]}}{0.1s}$$

$$Icc = 5.88KA$$

15.4 VALORES DE REFERENCIA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4, adoptados de las normas técnicas **IEC 60364-4-442**, **ANSI/IEEE 80**, **NTC 2050** y **NTC 4552**. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

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

Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Camilo Prieto
MP. SN205 - 125626

ING. Camilo Ernesto Prieto Manosalva
Ingeniero Electricista
M.P. No SN205-125626

1.2.3. Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.

ANALISIS DE RIESGOS Y PROTECCION CONTRA RAYOS

La evaluación debe considerar la posibilidad de pérdidas humanas, perdida del suministro de energía, la pérdida o graves daños de bienes, así como los parámetros del rayo para zonas tropicales donde está ubicada Colombia y tomar las medidas necesarias para la protección adecuada, debido a esto se debe basar en procedimientos de normas técnicas con respaldo internacional y nacional como son IEC6230-2 y NTC4552-2.

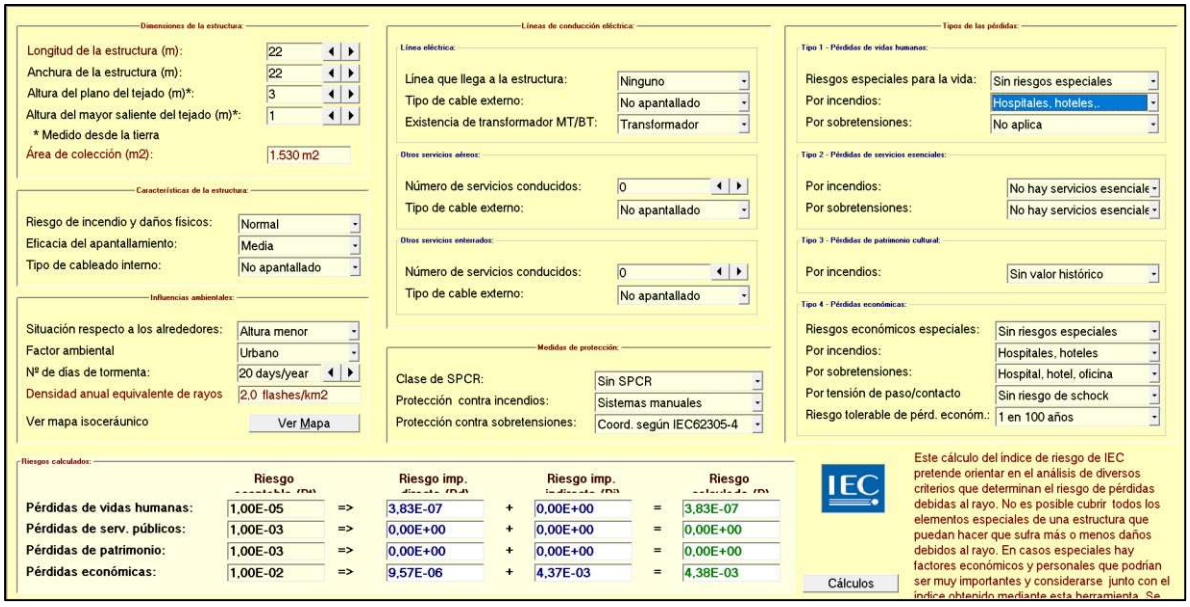
A continuación, veremos los riegos tolerables en las descargas atmosféricas:

TIPO DE PERDIDA	RIESGO TOLERABLE (AÑOS -1)
Pérdida de vidas humanas	10exp -5
Pérdida de servicio publico	10exp -3
Pérdida de patrimonio cultural	10exp -3

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE Según Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 en su ARTÍCULO 16, Literal 16.1. Dice:

"También deben contar con una evaluación del nivel de riesgo por rayo, las instalaciones de uso final donde se tenga alta concentración de personas, tales como: Edificaciones de viviendas multifamiliares, edificios de oficinas, hoteles, centros de atención médica, lugares de culto, centros educativos, centros comerciales, industrias, supermercados, parques de diversión, prisiones, aeropuertos, cuarteles, salas de juzgados, salas de baile o diversión, gimnasios, restaurantes, museos, auditorios, boleras, salas de clubes, salas de conferencias, salas de exhibición, salas de velación, lugares de espera de medios de transporte masivo. Igualmente aplica a edificaciones aisladas, edificaciones con alturas que sobresalgan sobre las de su entorno y donde se tenga conocimiento de alta densidad de rayos".

Se realiza una evaluación del nivel de riesgo por rayo empleando la Aplicación "IEC Risk Assessment Calculator: Version 1.0.3. y se obtienen los siguientes resultados:



Se concluye que NO es necesario las protecciones externas contra rayos ya que el riego tolerable es aceptable.

Resultados del área de colección:

Ad - Área de colección de impactos directos a la estructura	1.530 m2
Nd - número medio de impactos directos a la estructura por año	0,001 flashes/year
Am - Área de colección de la estructura afectada por sobretensiones inducidas por impactos indirectos.	218.834 m2
Nm - núm. de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura conectados a tierra que inducen sobretensiones	0,437 flashes/year
Ac1 - área de colección de las líneas aéreas a impactos directos.	35.676 m2
NL1 - número medio de impactos directos por año a las líneas aéreas que sean potencialmente peligrosos	0,018 flashes/year
AI1 - área de colección de la línea aérea a los impactos indirectos	1.000.000 m2
NI1 - número medio impactos directos anuales a la tierra cercana a la línea aérea que pueda causar daños por sobretensiones	0,200 flashes/year
Ac2 - área de colección de la línea enterrada a impactos directos	22.159 m2
NL2- número esperado de impactos directos anuales a la línea enterrada que sean potencialmente peligrosos	0,011 flashes/year
AI2 - área de colección de la línea enterrada a impactos indirectos.	559.017 m2
NI2 - número de impactos indirectos anuales a la tierra cercana a la línea enterrada que induzcan sobretensiones peligrosas	0,112 flashes/year

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:

RA1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	7,65E-10
RB1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	3,83E-07
RC1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RM1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0,00E+00
RU1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RV1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:

RB2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RC2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RM2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	0,00E+00
RV2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:

RB3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RV3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00

Tipo 4 - Pérdidas económicas:

RA4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RB4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	1,91E-06
RC4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	7,65E-06
RM4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	4,37E-03
RU4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RV4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

IEC Central Office Support (Tel: +41-22-919 0211)
Copyright © 2005, IEC. All rights reserved.

Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este programa se utilice en combinación con la versión escrita de la norma IEC62305-2.

Resultados del área de colección:

Ad - Área de colección de impactos directos a la estructura	1.530 m2
Nd - número medio de impactos directos a la estructura por año	0,001 flashes/year
Am - Área de colección de la estructura afectada por sobretensiones inducidas por impactos indirectos.	218.834 m2
Nm - núm. de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura conectados a tierra que inducen sobretensiones	0,437 flashes/year
Ac1 - área de colección de las líneas aéreas a impactos directos.	35.676 m2
NL1 - número medio de impactos directos por año a las líneas aéreas que sean potencialmente peligrosos	0,018 flashes/year
AI1 - área de colección de la línea aérea a los impactos indirectos	1.000.000 m2
NI1 - número medio impactos directos anuales a la tierra cercana a la línea aérea que pueda causar daños por sobretensiones	0,200 flashes/year
Ac2 - área de colección de la línea enterrada a impactos directos	22.159 m2
NL2- número esperado de impactos directos anuales a la línea enterrada que sean potencialmente peligrosos	0,011 flashes/year
AI2 - área de colección de la línea enterrada a impactos indirectos.	559.017 m2
NI2 - número de impactos indirectos anuales a la tierra cercana a la línea enterrada que induzcan sobretensiones peligrosas	0,112 flashes/year

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:

RA1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	7,65E-10
RB1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	3,83E-07
RC1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RM1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0,00E+00
RU1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RV1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:

RB2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RC2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RM2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	0,00E+00
RV2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:

RB3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RV3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00

Tipo 4 - Pérdidas económicas:

RA4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RB4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	1,91E-06
RC4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	7,65E-06
RM4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	4,37E-03
RU4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RV4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

IEC Central Office Support (Tel: +41-22-919 0211)
Copyright © 2005, IEC. All rights reserved.

Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este programa se utilice en combinación con la versión escrita de la norma IEC62305-2.

1.2.3.1. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Cálculo del NPR.

Equipo: DPS, pararrayo tipo óxido de zinc polimérico para nivel de tensión 15KV.

El cálculo del NPR se determina de los datos obtenidos de la tensión residual para el equipo en estudio, el cual usa el valor de 45,1 KV, para un impulso de 10 KA.

Como factor de seguridad optamos por 1,10, por lo tanto, se determina:

NPR= 1,10* 45,10= **49,61KV**.

Cálculo del NPM.

Para tensiones <145 KV, se trabaja con impulsos de corrientes de 0,5 KA, para ondas de 30/60 ms, para lo cual se encuentra un valor de:

NPM = 35,5KV.

Cálculo del BIL.

BIL = 1,4 * NPR para tensiones < 52 KV

BIL = 1,4 * 49,61 = 69,45 KV

Se tiene que el BIL normalizado es de 95 KV y por tanto cumple.

NIVEL	AISLAMIENTO (kV)	BIL (kV)
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13,2 kV	15,0	95
Media tensión 34,5 kV	36,0	200

Cálculo del BSL.

BSL = 0,65 * BIL, para transformadores convencionales.

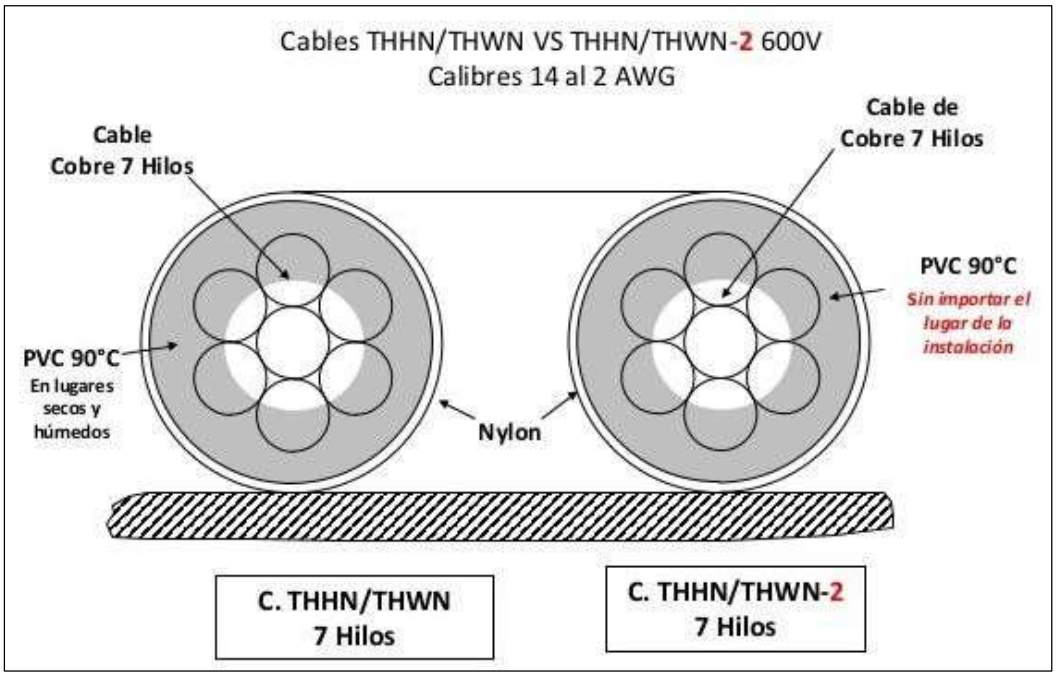
BSL = 0,65 * 95 KV = 61,75 KV

Los aisladores utilizados en las redes de distribución para este caso, serán tipo **SUSPENSION** podrán ser de poliméricos y otros materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie, especialmente las variaciones de temperatura y la corrosión, debiendo ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a los que estén sometidos, establecidos en las normas técnicas.

El aislador debe estar marcado con la razón social o marca registrada del fabricante, tensión de rotura máxima permisible y nivel de aislamiento.

Los materiales y equipos a utilizar en el diseño de sistemas de distribución cumplirán con el RETIE y deberán estar debidamente certificados. El BIL mínimo para el presente proyecto es de 95 kV correspondiente al nivel de media tensión, los equipos seleccionados deben garantizar estos valores.

Alambres y Cables THHN / THWN-2 CT



Construcción

1. Conductor de cobre suave sólido o cableado.
2. Aislamiento en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor, a la humedad.
3. Chaqueta externa de poliamida (nylon).

Características

- Temperatura de operación: En lugares secos, húmedos y mojados 90°C
- Tensión de operación: 600V
- Instalación en ductos, tuberías, tableros y en bandejas de acuerdo al RETIE (desde el calibre 12 AWG y mayores)

Los alambres y cables THHN / THWH-2 CT, son usados para el alambrado eléctrico en edificaciones, en circuitos alimentadores, en ramales y redes interiores secundarias industriales.

Las tablas proporcionan información de la capacidad de corriente, temperatura máxima de operación [ºC] y características del aislamiento.

NOMBRE COMERCIAL	TIPO	TEMP. OP. MAX.°C	MATERIAL AISLANTE	CUBIERTA EXTERIOR	UTILIZACIÓN
Hule sintético o matl. Termofijo	RH	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor	Resistente a la humedad, retardadora de la flama, no metálica	Lugares secos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHH	90	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor y a la flama		Lugares secos o húmedos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor, a la humedad y a la flama	Resistente a la húmedad y a la propagación de la flama	Lugares secos o mojados
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW/RHH	75/90	Material termofijo de etileno propileno, EPR, resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Material elastomérico, termofijo, resistente a la humedad y a la flama	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Polietileno vulcanizado	RHW/RHH	75/90	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la flama	Ninguna	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Cable para acometida aérea	CCE	60	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Lugares secos y mojados
Cable para acometida aérea	BM-AL	75	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Ninguna	Lugares secos y mojados
Termoplástico para tableros	TT	75	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, de baja emisión de humos y gas ácido	Ninguna	Lugares secos y húmedos. Alambrado de tableros
Termoplástico resisten-te a la humedad	TW	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometidas aéreas	TWD	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometida aérea y sistemas foto voltaico	TWD-UV	60	Termoplástico resistente a la humedad, a la intemperie y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados.Entrada de acometida aérea
Termoplástico resisten-te al calor y a la flama	THHN	90	Termoplástico resistente al calor y a la propagación de la flama	Nylon o equivalente	Lugares secos solamente

1.2.3.2. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

CLASIFICACIÓN DEL PELIGRO	DESCRIPCION DEL PELIGRO	EFECTOS POSIBLES	CONTROL
ELECTRICO	Contacto con partes Energizadas	Electrocución Quemaduras Fibrilación Muerte	Señalización del Peligro Eléctrico Capacitación
ELECTRICO	Eventuales descargas atmosféricas	Tensión de paso Heridas Quemaduras	Protecciones Eléctricas DPS Sistemas de Puesta a Tierra
ELECTRICO	Corrientes de Fuga	Microshock Electrocución Muerte	Sistemas de Puesta a Tierra

FACTOR DE RIESGO PÓR CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalacion primaria en media tension se pueden presentar electrocucion por negligencia de los tecnicos y por violacion de las distancias minimas de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCION: Establecer distancia de seguridad, utilizar elementos de proteccion personal, instalar puesta a tierra solidas.

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN O QUEMADURAS	por	CONTACTO DIRECTO	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/240 V
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (causa)		Fuente

Potencial	X	REAL	☐	Frecuencia				
				E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	En personas	economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	Sin efecto El	Interna El	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO PÓR ARCOS ELECTRICOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalacion Electrica se pueden presentar quemaduras electricas por malos contacto, cortacircuitos.

MEDIDAS DE PROTECCION: Utilizar avisos de precaucion, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCION O QUEMADURA	por	ARCOS ELECTRICOS	(el) o (en)	RED SECUNDARIA 480/240 V
	evento o efecto		Factor de riesgo (causa)		Fuente

Potencial	X	REAL	☐	Frecuencia

CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En personas	economicas	Ambientales	en la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	Sin efecto El	Interna El	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

FACTOR DE RIESGO PÓR CONTACTO INDIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalacion de media tension se pueden presentar electrocucion por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por induccion al violar distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCION: Establecer distancia de seguridad, utilizar elementos de proteccion personal, instalar puesta a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN O QUEMADURAS	por	CONTACTO DIRECTO	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 480/240 V
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (causa)		Fuente

Potencial [X] REAL [ ]

CONSECUENCIAS						Frecuencia				
						E	D	C	B	A
	En personas	economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

1.2.3.3. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Este Plan se hace para reducir los riesgos de accidentalidad en la construcción de Redes Eléctricas.

Se basa en el Cumplimiento de las Normas del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE Artículos 5, 7,11, 12, 13, 15, 29, 38.

1. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS POR C0NTACTO DIRECTO.

La utilización y dependencia de la electricidad ha generado accidentes por contacto con elementos energizados debido a la negligencia e impericia de las personas.

1.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

1.1.1. Montar una infraestructura de encerramiento adecuado en el lugar de trabajo para evitar imprudencia de los transeúntes.

1.1.2. Cumplir con las reglas de seguridad de los trabajos eléctricos.

1.1.3. Probar la ausencia de tensión antes de iniciar las actividades que involucren la manipulación de elementos o equipos eléctricos.

1.1.4. Guardar distancias de seguridad.

1.1.5. Interponer barreras a partes energizadas aislándolas, o recubriéndolas. Use interruptores diferenciales, elementos de protección personal. Puestas a tierra.

2. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS POR C0NTACTO INDIRECTO.

Presentada por falla en el aislamiento por una sobretensión o sobre corriente, ausencia de mantenimiento. Se presenta cuando se manipulan elementos como carcazas o cubiertas de máquinas y herramientas.

2.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

2.1.1. Separe los circuitos.

2.1.2. Mantenga las distancias de seguridad y los aislamientos apropiados.

2.1.3. Conectar a tierra las carcasas de máquinas y equipos.

2.1.4. Haga los mantenimientos correctivos y preventivos de instalaciones, máquinas, equipos.

2.1.5. Instale buenos sistemas de puesta a tierra.

3. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS POR CORTOCIRCUITO.

Originados por fallas en el aislamiento, impericia del personal que manipulan las instalaciones, fuertes vientos, vejez, calor, choques con estructuras que soportan conductores energizados. Estos accidentes son los causantes de la mayoría de los incendios de origen eléctrico.

3.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

3.1.1. Utilice fusible o interruptores automáticos con dispositivos de disparo para máximas corrientes de cortocircuitos.

3.1.2. Use conductores y soportes con buen aislamiento.

3.1.3. Revisar que los soportes resistan los esfuerzos mecánicos a que puede ser sometida la instalación ya que el instalador responde por los daños causados por deficiencias en el trabajo.

4. PLAN DE EVALUACIONDE RIESGOS POR ELECTRICIDAD ESTATICA.

Originados por contacto íntimo de materiales diferentes, con la presencia de un aislante como aire, plástico, etc..).

4.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

4.1.1. Colocar un buen sistema de puesta a tierra en las salidas o puntos eléctricos.

4.1.2. Construir pisos conductivos.

5. PLAN DE EVALUACIONDE RIESGOS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.

Nuestro país por estar localizado en la zona ecuatorial y rodeada de dos (2) océanos, existe una alta nubosidad que con la acción de los vientos toman grandes cargas electrostáticas que al descargarse hacen que algunas regiones tengan altos niveles cera únicos (Días tormentosos por años).

5.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

5.1.1. Utilice protecciones adecuadas.

5.1.2. Utilice en las redes de media tensión puntas captadoras de rayos con un buen sistema de puesta a tierra en caso que la zona donde se realicen los trabajos tenga un nivel cera un ico mayor de 80 días tormenta al año.

5.1.3. Construir sistemas de apantallamiento, como cables de guarda en las redes de media tensión.

5.1.4. Aterrizar todas las estructures de redes eléctricas de media tensión que tengan crucetas y herrajes metálicos con buen sistema de puesta a tierra (Tierra Stavol).

5.1.5. Aterrizar las estructuras terminales de baja tensión con un buen sistema de puesta a tierra Stavol.

5.1.6. No trabajar en sistemas de redes eléctricas de media Tensión o de baja Tensión cuando el día esté lluvioso o tormentoso.

5.1.7. Todos los sistemas de puesta a tierra deben estar interconectado para que de esta manera crear una superficie equipotencial en el sistema.

6. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS POR SOBRECARGA.

Se presenta cuando la corriente supera los límites nominales del conducto, aparato o equipo. Por utilizar conductores inapropiados para las cargas utilizadas, por conexiones con malos contactos, corrientes parasitas no contempladas en los diseños.

6.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

6.1.1. Utilice Interruptores automáticos con relé de sobrecarga.

6.1.2. No coloque interruptor o taco de mayor capacidad de corriente que la que soporta el circuito que se está construyendo.

6.1.3. Use conductores certificado y de calibre apropiado para la carga utilizada para evitar su calentamiento y perdida del aislamiento por lo que puede originar un cortocircuito.

7. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS POR TENSION DE PASO O DE CONTACTO.

La Tensión de toque es peligrosa cuando supera valores que hacen una cantidad de energía eléctrica circule por el cuerpo humano. Es producida por corrientes de

falla a tierra de las estructuras eléctricas, descargas atmosféricas, Violación de las distancias de seguridad, deficiencias en las puestas a tierra.

7.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

7.1.1. Interconectar todas las puestas a tierra para conservar la equipotencialidad.

7.1.2. Instalar puestas a tierra de baja resistencia. Enriquecerlas con tierra artificial (Hidrosolta).

7.1.3. Aislar dispositivos que se puedan energizar al contacto con las personas.

7.1.4. Disponer de señalizaciones de prevención.

7.1.5. Si no se cuenta con elementos de protección. Evitar pasos largos en los lugares donde se manejen altos voltajes.

8. PLAN DE EVALUACION DE RIESGOS EN SALUD OCUPACIONAL Todos los empleados públicos, oficiales, contratistas y subcontratistas están obligados a organizar y garantizar el funcionamiento de un programa de salud ocupacional.

Se establece un nivel de protección de la salud del trabajador frente a los riesgos derivados en las condiciones de trabajo.

Estos riesgos son:

- Caídas de personas desde las alturas.
- Caída de objetos.
- Accidentes eléctricos.
- Derrumbes en las paredes de las excavaciones.
- Mordedura de víboras.
- Carga de Objetos pesados.
- Uso de herramientas automáticas.
- Esfuerzo físico.
- Partículas.
- Cortaduras filosas y lacerantes.

- Condiciones climático-ambientales como la insolación, los rayos, etc...
- Riesgo asociado a enfermedades infecto contagiosas.

8.1. ACCIONES PREVENTIVAS.

8.1.1. Los desechos y residuos no deben acumularse. Deben ser retirados como mínimo 2 veces a la semana y llevarlos a los sitios de disposición final de residuos sólidos.

8.1.2. Los trabajos se prohibirán o se suspenderán en caso de tormentas, lluvias, vientos fuertes las cuales dificultan la visibilidad y manipulación de herramientas.

8.1.3. Deben proveerse las instalaciones sanitarias y medios necesarios para lavarse. Adquirir agua en cantidad suficiente y calidad.

8.1.4. Los sitios de trabajo deben contar con vestuarios para cambiarse de ropa y terminar labores.

8.1.5. Establecer lugares apropiados para el consumo de alimentos y bebidas en el lugar de trabajo.

8.1.6. Eliminar y reducir los ruidos y vibraciones perjudiciales a la salud de los trabajadores.

8.1.7. Dictar charlas de seguridad e higiene industrial.

8.1.8. Dotar a los trabajadores con ropa, equipo y elementos necesarios para la ejecución de los trabajos.

8.1.9. prohibición de venta, uso y consumo de drogas alucinógenas y bebidas alcohólicas, al igual, se prohíbe presentarse embriagado a las labores.

8.1.10. Los equipos de protección mínimos con los que deben contar los trabajadores son:

- Protector de oídos.
- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Cinturón de seguridad (Cinturón de sujeción y arneses anticaidas).
- Chalecos reflectantes.

- Pértigas de fibra de vidrio para manipulación cajas de seccionamiento en alta tensión.
- Crear una zona de protección consistente en el aterrizamiento de los conductores que se estén manipulando.
- Cuando se trabaje a línea viva se debe evitar el movimiento o penduleo de conductores.
- Utilizar bolsas porta herramientas, poleas y cuerdas de servicio para evitar caídas de herrajes y materiales eléctricos cuando se trabaje en alturas como las vestidas de la portería, tensionado de cable.
- Cintas de señalización.
- Vallas demarcadas.
- Protectores aislantes.
- Detectores de ausencia de tensión.
- Pararrayos.
- Casco de seguridad especial para alta tensión.
- Pértigas o varas aislantes.
- Guantes de protección frente a los riesgos mecánicos.
- Alfombra aislante.
- Gafas protectoras.

8.1.11. Cuando sea necesario para la protección de los trabajadores, las vías de circulación de vehículos deberán estar delimitadas con claridad mediante franjas continuas de un color bien visible, preferentemente blanco o amarillo, teniendo en cuenta el color del suelo. La delimitación, deberá respetar las necesarias distancias de seguridad entre vehículos y objetos próximos, y entre peatones y vehículos.

8.1.12. Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgos de caída de personas, choques o golpes podrá optarse, a igualdad de eficacia, por el panel que corresponda según lo dispuesto en el apartado anterior o por un color de seguridad, o bien podrán utilizarse ambos complementariamente.

8.1.13. La delimitación de aquellas zonas de los locales de trabajo a las que el trabajador tenga acceso con ocasión de éste, en las que se presenten riesgos de caída de personas, caída de objetos, choques o golpes, se realizará mediante un color de seguridad.

8.1.14. La señalización por color referida en los dos apartados anteriores se efectuará mediante franjas alternas amarillas y negras. Las franjas deberán tener una inclinación aproximada de 45 con el siguiente modelo:

PELIGRO ALTA TENSION



Las señales de seguridad que encuentre en las instalaciones eléctricas, son para respetarlas. Su objetivo es transmitir mensajes e identificar sus colores.

COLOR DE LA SEÑAL	SIGNIFICADO	COLOR DE CONTRASTE
ROJO	Peligro, Parada,	BLANCO
AMARILLO	Riesgo, Advertencia,	NEGRO
VERDE	Seguridad o ausencia de	BLANCO
AZUL	Obligación o Información	NEGRO

8.2. CODIGO DE COLORES

Los conductores Aislados y Conductores desnudos, tales como barrajes instalados en interiores, deben ser marcados con colores de la siguiente tabla:

Art. 310.12: Identificación de conductores

Código de Colores

SISTEMA	MONOFÁSICO		TRIFÁSICO				
			(Y) ESTRELLA		(Δ-) DELTA	(Δ) DELTA	
Tensión (V)	120	120/240	208/120	480/277	240/208/120	240	480
Fases	1	2	3	3	3	3	3
Neutro	1	1	1	1	1	N/A	N/A
Fases	Negro	Negro	Amarillo	Amarillo	Negro	Negro	Amarillo
		Rojo	Azul	Naranja	Naranja	Azul	Naranja
			Rojo	Café	Azul	Rojo	Café
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	Gris	Blanco	N/A	N/A
Tierra de Protección	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde
Tierra Aislada	Verde amarillo	Verde amarillo	Verde amarillo	N/A	Verde amarillo	N/A	N/A

Tabla 13 – RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas de Colombia)

Medidas para mitigarlos riesgos de origen eléctrico

Las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto, se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, en todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.

USO	DESCRIPCIÓN PICTOGRAMA	SEÑAL
Riesgo eléctrico	Un rayo o arco	
Uso obligatorio de protección de los pies.	Botas con símbolo de riesgo eléctrico	
Uso obligatorio de protección para la cabeza	Cabeza de persona con casco	
Uso obligatorio de protección para los ojos	Cabeza de persona con gafas	
Uso obligatorio de protección para los oídos	Cabeza de persona con auriculares	
Uso obligatorio de protección para las manos	Guante	

Tabla 6.4 RETIE. Principales señales de seguridad.

b. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.

Las señales de seguridad según su tipo se clasifican en: De advertencia o precaución, de prohibición, de obligación, de información y de salvamento o socorro; estas deben aplicar las formas geométricas y los colores de la **Tabla 6.3 RETIE**.

Tipo de señal de seguridad	Forma Geométrica	Color			
		Pictograma	Fondo	Borde	Banda
Advertencia o precaución	Triangular	Negro	Amarillo	Negro	-
Prohibición	Redonda	Negro	Blanco	Rojo	Rojo
Obligación	Redonda	Blanco	Azul	Blanco o Azul	-
Información contra incendios	Rectangular o cuadrada	Blanco	Rojo	-	-
Salvamento o socorro	Rectangular o cuadrada	Blanco	Verde	Blanco o verde	-

Tabla 6.3 RETIE. Clasificación y colores para las señales de seguridad.

Las dimensiones de las señales deben permitir ver y captar el mensaje a distancias razonables del elemento o área sujeta al riesgo:

c. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso. Los trabajos que deban desarrollarse con las redes o equipos desenergizados, deben cumplir las siguientes "Reglas de oro":



1. **Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión**, mediante interruptores y seccionadores, de forma que se asegure la imposibilidad de su cierre intempestivo. En aquellos aparatos en que el corte no pueda ser visible, debe existir un dispositivo que garantice que el corte sea efectivo.

2. **Condenación o bloqueo**, si es posible, de los aparatos de corte. Señalización en el mando de los aparatos indicando "No energizar" o "prohibido maniobrar" y retirar los portafusibles de los cortacircuitos. Se

llama "condenación o bloqueo" de un aparato de maniobra al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de dicho aparato, manteniéndolo en una posición determinada.

3. **Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases**, con el detector de tensión apropiado al nivel de tensión nominal de la red, el cual debe probarse antes y después de cada utilización.

4. **Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo**. Es la operación de unir entre sí todas las fases de una instalación, mediante un puente equipotencial de sección adecuada, que previamente ha sido conectado a tierra.

   - En tanto no estén efectivamente puestos a tierra, todos los conductores o partes del circuito se consideran como si estuvieran energizados a su tensión nominal.

   - Los equipos de puesta a tierra se deben manejar con pértigas aisladas, conservando las distancias de seguridad respecto a los conductores, en tanto no se complete la instalación.

   - Para su instalación, el equipo se conecta primero a tierra y después a los conductores que van a ser puestos a tierra, para su desconexión se procede a la inversa.

   - Los conectores se deben colocar firmemente, evitando que puedan desprenderse o aflojarse durante el desarrollo del trabajo.

   - Los equipos de puesta a tierra se conectarán a todos los conductores, equipos o puntos que puedan adquirir potencial durante el trabajo.

   - Cuando la estructura o apoyo tenga su propia puesta a tierra, se conecta a ésta. Cuando vaya a "abrirse" un conductor o circuito, se colocarán tierras en ambos lados.

   - Cuando dos o más trabajadores o cuadrillas laboren en lugares distintos de las mismas líneas o equipo, serán responsables de coordinar la colocación y retiro de los equipos de puesta a tierra en sus lugares de trabajo correspondientes.

5. **Señalizar y delimitar la zona de trabajo**. Es la operación de indicar mediante carteles con frases o símbolos el mensaje que debe cumplirse para prevenir el riesgo de accidente.

El área de trabajo debe ser delimitada por vallas, manilas o bandas reflectivas. En los trabajos nocturnos se deben utilizar conos o vallas fluorescentes y además señales luminosas.

Cuando se trabaje sobre vías que no permitan el bloqueo del tránsito, se debe parquear el vehículo de la cuadrilla atrás del área de trabajo y señalizar en ambos lados de la vía.

d. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.

e. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.

f. Usar equipos de protección personal certificados para el nivel de tensión y energía incidente involucrados, los cuales no deben tener nivel de protección menor al establecido en la Tabla 13.6

CATEGORÍA	NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN Cal/cm²
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Tabla 13.6RETIE. Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E.

g. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir sus fachadas, el costo estará a cargo del usuario.

h. El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.

i. Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura13.4 según corresponda, las cuales son adaptadas de la **NFPA 70** e **IEEE 1584**. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7 RETIE. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

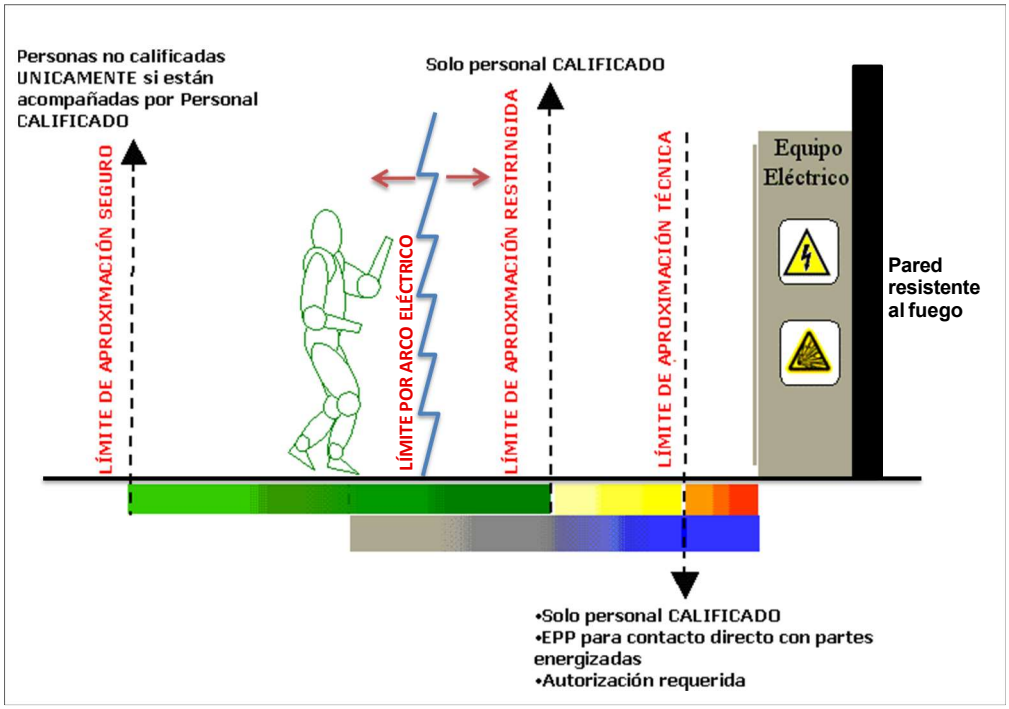


Figura 13.4 RETIE. Límites de aproximación

1.2.3.4. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.

No aplica debido a que el nivel de voltaje del proyecto es de 13.2kv

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE Según Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 en su ARTÍCULO 14, Literal 14.4. Dice:

Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas urbanas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas; para este efecto, el propietario u operador de la línea o subestación debe entregar los máximos valores de tensión y corriente.

Para nuestro diseño estamos trabajando con Redes de Media Tensión (13,2 KV), por lo tanto, el análisis y cálculos de campo electromagnéticos NO APLICAN.

1.2.3.5. Clasificación de áreas.

No aplica

1.2.4. Cálculos mecánicos

Todos los cálculos se adjuntan en Libro de Excel ***"Calculos Media Tensión Centro de Salud El Rincon***".

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, serán las establecidas en la Tabla y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura.

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de IEC 60364, para tensiones mayores de 1 kV, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la Norma IEC 61936 -1

TABLA 25 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES

Descripción	Tensión nominal	Distancia
Distancia vertical **"a"** sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal **"b"** a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 5)	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "**c**" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 5)	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

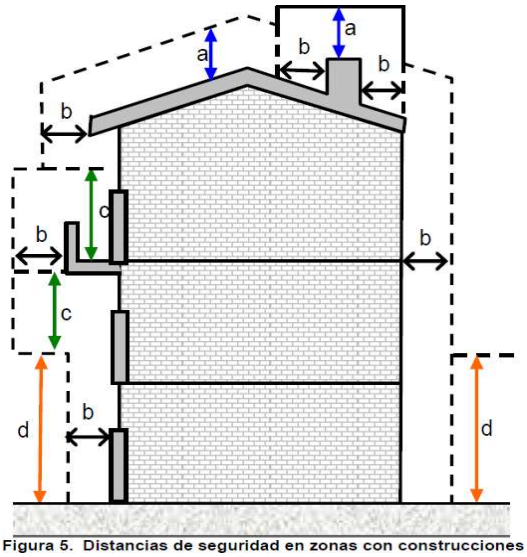


Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical **a**) únicamente cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD PARA EL PRESENTE PROYECTO SE ENCUENTRAN EN LOS PLANOS.

1.2.4.1. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

NO APLICA

1.2.4.2. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas

NO APLICA

1.3. Documentación para ejecución

1.3.1. Red MT

1.3.1.1. Vanos ideales de regulación.

Todos los cálculos se adjuntan en Libro de Excel ***"Cálculos Media Tensión Centro de Salud El Rincón***".

1.3.1.2. Tablas de regulación MT.

Todos los cálculos se adjuntan en Libro de Excel ***"Cálculos Media Tensión Centro de Salud El Rincón***".

1.3.1.3. Tablas de cimentaciones postes MT.

Todos los cálculos se adjuntan en Libro de Excel ***"Cálculos Media Tensión Centro de Salud El Rincón***".

1.3.1.4. Tabla de PAT

No. Apoyo	Tipo de PAT	Dimensiones	Material y calibre del conductor de tierra
EPP001	SPT001	2.4M	Acero Austenítico
EPP002	SPT001	2.4M	Acero Austenítico
EPP003	SPT001	2.4M	Acero Austenítico

1.3.1.5. Tabla de fusibles

Apoyo	Elemento a proteger	Tipo de fusible	Capacidad
EPP001	TRANSFORMADOR	Hilo	2 AMPERIOS

1.3.2. **Red BT**.

Cimentaciones postes BT. **NO APLICA**

1.3.3. Centros de Transformación.

1.3.3.1. Tablas de cimentaciones postes MT.

Todos los cálculos se adjuntan en Libro de Excel ***"Cálculos Media Tensión Centro de Salud El Rincón***".

1.3.3.2. Tabla de PAT

No. Apoyo	Tipo de PAT	Dimensiones	Material y calibre del conductor de tierra
EPP001	SPT001	2.4M	Acero Austenítico
EPP002	SPT001	2.4M	Acero Austenítico
EPP003	SPT001	2.4M	Acero Austenítico

1.3.3.3. Tabla de fusibles

Apoyo	Elemento a proteger	Tipo de fusible	Capacidad
EPP001	TRANSFORMADOR	Hilo	2 AMPERIOS

1.4. Tramitaciones

Relación de bienes y derechos afectados. **NO APLICA**
Tabla de cruzamientos, paralelismos y paso por zonas. **NO APLICA**

2. Planos

2.1. Plano planta, de situación y emplazamiento.
2.2. Planos de Detalle para validar distancias de seguridad.
2.3. Diagramas Unifilares.

3. Anexos

3.1. Copia Cédula de Ciudadanía.





3.2. Copia de Tarjeta Profesional.

