

CAPÍTULO III

PROPUESTA

3. REALIZAR EL CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN MUSHULLACTA 69/13.8 KV- 5 MVA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO R. C. N. S.A., 2010.

3.1 Presentación

El sistema eléctrico está expuesto a eventos como fallas del equipo, fenómenos incontrolables como tormentas y descargas atmosféricas que hace que se produzcan condiciones anormales de operación y ante esto se requiere que los elementos de protección tengan un buen funcionamiento para controlar toda esta clase de eventos.

Para analizar los parámetros obtenidos a través del cálculo del sistema de puesta a tierra, la coordinación óptima de los equipos de protección en la línea de subtransmisión y subestación Mushullacta 69/13.8 KV-5 MVA, se puede usar diferentes y hasta complejos métodos para su ejecución, en este caso se utiliza un modelamiento matemático usando algoritmos que representen el comportamiento de dicho sistema seguido de la coordinación de las protecciones eléctricas, mismas que demandan experiencia y vastos conocimientos.

Para realizar el proceso descrito, se emplean guías fáciles y muy útiles, ampliamente aplicadas en sistemas de protecciones eléctricas, con buen nivel de fiabilidad, lo que ayuda a la obtención de los resultados deseados.

3.2 Justificación

En el Ecuador se está incrementando la demanda eléctrica, parte de ésta se encuentra en lugares alejados de las redes de distribución eléctrica existentes, por dicha causa es necesario el diseño y construcción de nuevas redes eléctricas y subestaciones, mismas que requieren de la implementación de sistemas de puestas a tierra como de la coordinación de protecciones, la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., tiene en su plan de expansión, la construcción del “Proyecto Mushullacta” (Línea de subtransmisión y subestación 69/13.8 KV – 5 MVA) ubicada en la región oriental, para brindar una óptima calidad de servicio eléctrico.

De los resultados obtenidos del análisis respectivo de las técnicas de investigación aplicadas al personal técnico de la EEASA – ELECDOR, se determinó la necesidad de establecer un procedimiento para el cálculo de los sistemas de puestas a tierra y criterios básicos para la coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión y subestaciones; estableciéndose que, estos sistemas de protección ayudan técnicamente a reducir los índices de peligro de contacto eléctrico del personal como de las fallas de operación de los equipos y disminuyendo interrupciones del servicio eléctrico, convirtiéndose en una guía para nuevos sistemas.

Por lo expuesto es viable la realización del “Cálculo del sistema de puesta a tierra y coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión y Subestación Mushullacta 69/13.8 KV-5MVA de la EEASA en el periodo 2010”.

3.3Objetivos

3.3.1 General

- Realizar el cálculo del sistema de puesta a tierra y coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión y Subestación Mushullacta 69/13.8 KV-5MVA de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para garantizar su óptimo funcionamiento.

3.3.2 Específicos

- Detectar los efectos e incidencias que se puedan presentar a causa de la resistencia del suelo sobre los parámetros para el cálculo de los sistemas de puesta a tierra en el “Proyecto Mushullacta”.
- Establecer alternativas para la reducción de la resistencia de puesta a tierra a pie de torre de la línea de subtransmisión y de la subestación Mushullacta para el rápido desfogue de las corrientes parasitas.
- Determinar la coordinación de protecciones idónea para la Línea de Subtransmisión a 69 KV de 38 Km y Subestación Mushullacta de 5 MVA, que permita la óptima protección eléctrica de todo el sistema.

3.3.3 Objetivo del Sector Eléctrico

- Por medio de las regulaciones y requerimientos técnicos emitidos por el Consejo Nacional de Electrificación CONELEC y el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, la EEASA está encaminada a ejecutar y cumplir cada ítem señalado por los entes regulador y director técnico a nivel nacional, respectivamente; permitiéndole así obtener excelentes estándares de calidad de servicio de energía eléctrica en toda su área de concesión.

3.4DESARROLLO DE LA PROPUESTA

3.4.1 Normativa de referencia utilizada

Para efectos de diseñar las condiciones óptimas de un nuevo sistema de puesta a tierra, es necesario tomar como base teórica de referencia, normativas y reglamentos actualizados que gocen de credibilidad y rijan procedimientos técnicos aceptados a nivel internacional. Por este motivo se consideró como principales referencias las siguientes publicaciones:

- IEEE-STD 80-2000
- Reglamento de seguridad NEC.
- Otras Publicaciones.

A continuación se resumirá las partes más importantes de estos reglamentos, haciendo énfasis en los criterios adoptados en estas guías.

Está basada en la norma del Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica “IEEE-STD 80-2000, Guide for Safety in AC Substation Grounding” y el reglamento de seguridad del Código Eléctrico Nacional; tienen como fin el de establecer con bases de diseño los límites seguros de diferencias de potencial que puedan existir en una subestación en condiciones de falla entre puntos en los que pueda la corriente encontrar un camino por el cuerpo humano.

La seguridad de la malla en instalaciones eléctricas en media y alta tensión tiene en principio básicamente dos aspectos:

- a) Proporcionar los medios para transportar las corrientes eléctricas hacia la tierra bajo condiciones normales y de falla sin exceder algún límite de operación o de equipo o afectar adversamente la continuidad del servicio.
- b) Asegurar que una persona dentro del área aterrizada no esté expuesta al peligro de descargas eléctricas críticas.

Esto quiere decir que la malla de tierras debe ser diseñada para resistir tanto las corrientes normales de tierra como las de falla sin afectar el servicio continuo de energía eléctrica y si es así debido a una falla, que sea sin afectar severamente los equipos o el personal que labora en la subestación o que por alguna causa fortuita se encuentre dentro de esta en el momento de una falla, para lograr esta seguridad en la malla de tierras se debe cuidar los dos caminos de tierra de baja impedancia que en caso de falla pudiera tomar la alta corriente que son dos:

- a) **Tierra Intencional:** Consiste precisamente en electrodos interconectados y enterrados en conjunto que nos proporcionaran una baja y sólida resistencia a tierra.
- b) **Tierra Accidental:** Establecida temporalmente por una persona que esta parada justo arriba o cercana al área donde se dispuso la malla de tierras y que por motivo

de una falla eléctrica se encuentra expuesta al peligro de una debida a gradientes o puntos altos de voltaje en el instante de dicha falla.

Los objetivos para el diseño de la puesta a tierra son:

- a) Proporcionar un medio para disipar corrientes eléctricas a tierra sin exceder ningún límite en el equipo y su operación.
- b) Asegurar que una persona cercana a una instalación eléctrica no se exponga al peligro de un choque eléctrico.

Bajo estos criterios abordan cálculos de parámetros críticos como son:

- Máxima corriente de falla.
- Tiempo de despeje de falla.
- Resistividad del suelo.
- Resistividad de la capa superficial.
- Geometría de la malla.

En otros reglamentos como el cubano, mexicano se puede observar que existen parámetros similares en cuanto a las regulaciones para los sistemas de puesta a tierra ya que la gran mayoría están basados en estándares internacionales como el de la IEEE, ANSI, IEC, etc.

3.4.2 Procedimiento de diseño e instalación de sistemas de puesta a tierra

A medida que el uso de la energía eléctrica se extiende, se requiere ser más exigentes en cuanto a la normalización y reglamentación, con la finalidad de garantizar condiciones óptimas de seguridad en la operación de sistemas eléctricos.

La guía presentada a continuación recopila prácticas vigentes para el diseño y construcción de sistemas de puesta a tierra, recomendadas por normas y reglamentos internacionales.

En seguida se proporcionará la información correspondiente a materiales usados en el sistema de puesta a tierra para la línea de subtransmisión y subestación del proyecto en estudio; brindando alternativas de solución para reducir la resistencia de aterramiento, cumpliendo con los parámetros requeridos ($< 1 \Omega$ para subestaciones y de 10 a 15 Ω para líneas de subtransmisión).

3.4.2.1. Cálculo de Puesta a tierra de la Línea de Subtransmisión a 69/13.8 KV de 38 Km

Se realizó este cálculo en forma empírica aplicando algoritmos matemáticos indicados en el literal 1.2 del capítulo I.

A continuación se indican los resultados obtenidos en cada una de las estructuras que forman el trayecto de la línea.

Cuadro 3.1. Cálculo de Puesta a Tierra Línea de Subtransmisión Puyo - Mushullacta a 69 kv

ALTERNATIVA 1: Método de N varillas en cuadrado

ALTERNATIVA 2: Por contrapesos

EQUIPO DE MEDICION: MEGGUER DET5/3D

DATOS

3,05	Long varilla (m)
5/8	varilla (plg)
5	Longitud 1 (m)
5	Longitud 2 (m)

5	6	9	12	15	18	Distancia por lado (m)
5	3	3	3	3	3	Separación entre varillas(m)
2	3	4	5	6	7	Número varillas por lado (n)
4	8	12	16	20	24	Número total de varillas (N)

0,0037	(a) Radio del cable de contrapeso (m)
0,5	(d) Profundidad contrapeso (m)

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
0	458	158,80	86,69	61,63	49,57	26,32	16,87	12,21	9,51	7,77	9,84	100		
1	444	153,94	84,04	59,74	48,05	25,51	16,36	11,83	9,22	7,53	9,54	100		
2	151	52,35	28,58	20,32	16,34	8,68	5,56	4,02	3,14	2,56	8,89	30		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
3	232	80,44	43,91	31,22	25,11	13,33	8,55	6,18	4,82	3,94	8,95	50		
4	599	207,68	113,38	80,60	64,83	34,42	22,07	15,96	12,44	10,16	9,65	140		
5	623	216,01	117,92	83,83	67,42	35,80	22,95	16,60	12,94	10,57	9,46	150		
6	504	174,75	95,39	67,81	54,54	28,96	18,57	13,43	10,47	8,55	9,98	110		
7	425	147,36	80,44	57,19	45,99	24,42	15,66	11,33	8,83	7,21	9,99	90		
8	261	90,49	49,40	35,12	28,25	15,00	9,62	6,96	5,42	4,43	8,64	60		
9	221	76,62	41,83	29,74	23,92	12,70	8,14	5,89	4,59	3,75	8,52	50		
10	105	36,41	19,87	14,13	11,36	6,03	3,87	2,80	2,18	1,78	8,59	20		
11	184	63,80	34,83	24,76	19,91	10,57	6,78	4,90	3,82	3,12	8,54	40		
12	227	78,71	42,97	30,54	24,57	13,04	8,36	6,05	4,71	3,85	8,75	50		
13	354	122,74	67,00	47,63	38,31	20,34	13,04	9,43	7,35	6,01	9,19	80		
14	277	96,04	52,43	37,27	29,98	15,92	10,21	7,38	5,75	4,70	9,17	60		
14 A	387	134,18	73,25	52,07	41,88	22,24	14,26	10,31	8,04	6,57	10,05	80		
15	615	213,23	116,40	82,75	66,56	35,34	22,66	16,39	12,77	10,43	9,91	140		
16	462	160,18	87,45	62,16	50,00	26,55	17,02	12,31	9,59	7,84	9,93	100		
17	422	146,32	79,87	56,78	45,67	24,25	15,55	11,25	8,76	7,16	9,92	90		
18	416	144,24	78,74	55,97	45,02	23,90	15,33	11,09	8,64	7,06	9,78	90		
19	783	271,48	148,20	105,36	84,74	44,99	28,85	20,87	16,26	13,28	9,70	190		
20	336	116,50	63,60	45,21	36,36	19,31	12,38	8,95	6,98	5,70	9,77	70		
21	466	161,57	88,20	62,70	50,43	26,78	17,17	12,42	9,68	7,91	10,01	100		
22	570	197,63	107,89	76,70	61,69	32,75	21,00	15,19	11,84	9,67	10,12	125		
23	698	242,01	132,11	93,92	75,54	40,11	25,72	18,60	14,49	11,84	9,52	170		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
24	647	224,33	122,46	87,06	70,02	37,18	23,84	17,24	13,43	10,98	9,82	150		
25	375	130,02	70,98	50,46	40,58	21,55	13,82	9,99	7,79	6,36	9,74	80		
26	406	140,77	76,85	54,63	43,94	23,33	14,96	10,82	8,43	6,89	9,54	90		
27	782	271,13	148,01	105,22	84,63	44,93	28,81	20,84	16,24	13,27	9,68	190		
28	542	187,92	102,59	72,93	58,66	31,14	19,97	14,44	11,25	9,20	9,97	120		
29	480	166,43	90,85	64,59	51,95	27,58	17,68	12,79	9,97	8,14	9,89	105		
30	427	148,05	80,82	57,45	46,21	24,54	15,73	11,38	8,87	7,24	10,03	90		
31	546	189,31	103,34	73,47	59,09	31,37	20,12	14,55	11,34	9,26	10,04	120		
32	289	100,20	54,70	38,89	31,28	16,61	10,65	7,70	6,00	4,90	9,57	60		
33	517	179,25	97,86	69,56	55,95	29,71	19,05	13,78	10,74	8,77	9,86	115		
34	415	143,89	78,55	55,84	44,91	23,85	15,29	11,06	8,62	7,04	9,75	90		
35	480	166,43	90,85	64,59	51,95	27,58	17,68	12,79	9,97	8,14	10,31	100		
36	470	162,96	88,96	63,24	50,86	27,01	17,32	12,53	9,76	7,97	10,10	100		
37	452	156,72	85,55	60,82	48,92	25,97	16,65	12,05	9,39	7,67	9,71	100		
38	382	132,45	72,30	51,40	41,34	21,95	14,07	10,18	7,93	6,48	9,92	80		
39	326	113,03	61,70	43,86	35,28	18,73	12,01	8,69	6,77	5,53	9,48	70		
40	546	189,31	103,34	73,47	59,09	31,37	20,12	14,55	11,34	9,26	10,04	120		
41	289	100,20	54,70	38,89	31,28	16,61	10,65	7,70	6,00	4,90	9,57	60		
42	223	77,32	42,21	30,01	24,13	12,81	8,22	5,94	4,63	3,78	8,60	50		
43	620	214,97	117,35	83,42	67,10	35,62	22,84	16,52	12,87	10,52	9,41	150		
44	840	291,24	158,99	113,02	90,91	48,27	30,95	22,39	17,44	14,25	9,95	200		
45	328	113,72	62,08	44,13	35,50	18,85	12,08	8,74	6,81	5,56	9,54	70		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
46	707	245,13	133,82	95,13	76,51	40,62	26,05	18,84	14,68	11,99	9,64	170		
47	246	85,29	46,56	33,10	26,62	14,13	9,06	6,56	5,11	4,17	9,49	50		
48	719	249,29	136,09	96,74	77,81	41,31	26,49	19,16	14,93	12,20	9,80	170		
49	296	102,63	56,03	39,83	32,03	17,01	10,91	7,89	6,15	5,02	9,80	60		
50	437	151,52	82,71	58,80	47,29	25,11	16,10	11,65	9,07	7,41	9,39	100		
51	540	187,23	102,21	72,66	58,44	31,03	19,89	14,39	11,21	9,16	9,93	120		
52	274	95,00	51,86	36,87	29,65	15,74	10,09	7,30	5,69	4,65	9,07	60		
53	454	157,41	85,93	61,09	49,13	26,09	16,73	12,10	9,43	7,70	9,75	100		
54	156	54,09	29,53	20,99	16,88	8,96	5,75	4,16	3,24	2,65	9,18	30		
55	426	147,70	80,63	57,32	46,10	24,48	15,69	11,35	8,85	7,23	10,01	90		
56	457	158,45	86,50	61,49	49,46	26,26	16,84	12,18	9,49	7,75	9,82	100		
57	749	259,69	141,77	100,78	81,06	43,04	27,59	19,96	15,55	12,71	9,72	180		
58	283	98,12	53,56	38,08	30,63	16,26	10,43	7,54	5,88	4,80	9,37	60		
59	601	208,38	113,75	80,87	65,04	34,53	22,14	16,02	12,48	10,20	9,68	140		
60	555	192,43	105,05	74,68	60,06	31,89	20,45	14,79	11,52	9,42	9,53	130		
61	213	73,85	40,32	28,66	23,05	12,24	7,85	5,68	4,42	3,61	9,89	40		
62	397	137,65	75,14	53,42	42,96	22,81	14,63	10,58	8,24	6,74	9,33	90		
63	266	92,23	50,35	35,79	28,79	15,28	9,80	7,09	5,52	4,51	8,80	60		
64	189	65,53	35,77	25,43	20,45	10,86	6,96	5,04	3,92	3,21	8,77	40		
65	496	171,97	93,88	66,74	53,68	28,50	18,27	13,22	10,30	8,41	9,83	110		
66	125	43,34	23,66	16,82	13,53	7,18	4,61	3,33	2,60	2,12	7,36	30		
67	410	142,15	77,60	55,17	44,37	23,56	15,11	10,93	8,51	6,96	9,64	90		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
68	318	110,26	60,19	42,79	34,41	18,27	11,72	8,47	6,60	5,39	9,25	70		
69	384	133,14	72,68	51,67	41,56	22,06	14,15	10,23	7,97	6,51	9,97	80		
70	404	140,07	76,47	54,36	43,72	23,21	14,88	10,77	8,39	6,85	9,49	90		
71	241	83,56	45,62	32,43	26,08	13,85	8,88	6,42	5,00	4,09	9,29	50		
72	485	168,16	91,80	65,26	52,49	27,87	17,87	12,93	10,07	8,23	9,61	110		
73	223	77,32	42,21	30,01	24,13	12,81	8,22	5,94	4,63	3,78	8,60	50		
74	855	296,45	161,83	115,04	92,53	49,13	31,50	22,79	17,75	14,51	9,33	220		
75	176	61,02	33,31	23,68	19,05	10,11	6,48	4,69	3,65	2,99	8,17	40		
76	630	218,43	119,24	84,77	68,18	36,20	23,21	16,79	13,08	10,69	9,57	150		
77	371	128,63	70,22	49,92	40,15	21,32	13,67	9,89	7,70	6,29	9,63	80		
80	579	200,75	109,59	77,91	62,66	33,27	21,33	15,43	12,02	9,82	9,94	130		
81	663	229,87	125,49	89,21	71,75	38,10	24,43	17,67	13,77	11,25	9,52	160		
82	266	92,23	50,35	35,79	28,79	15,28	9,80	7,09	5,52	4,51	8,80	60		
83	192	66,57	36,34	25,83	20,78	11,03	7,07	5,12	3,99	3,26	8,91	40		
84	420	145,62	79,50	56,51	45,45	24,13	15,47	11,19	8,72	7,13	9,87	90		
85	299	103,67	56,59	40,23	32,36	17,18	11,02	7,97	6,21	5,07	9,90	60		
86	184	63,80	34,83	24,76	19,91	10,57	6,78	4,90	3,82	3,12	8,54	40		
87	259	89,80	49,02	34,85	28,03	14,88	9,54	6,90	5,38	4,39	9,99	50		
88	126	43,69	23,85	16,95	13,64	7,24	4,64	3,36	2,62	2,14	8,61	25		
89	555	192,43	105,05	74,68	60,06	31,89	20,45	14,79	11,52	9,42	9,53	130		
90	581	201,44	109,97	78,18	62,88	33,38	21,41	15,48	12,06	9,86	9,98	130		
91	612	212,19	115,84	82,35	66,23	35,17	22,55	16,31	12,71	10,38	9,86	140		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
92	369	127,94	69,84	49,65	39,93	21,20	13,59	9,83	7,66	6,26	9,58	80		
93	407	141,11	77,03	54,76	44,05	23,39	14,99	10,85	8,45	6,90	9,56	90		
94	341	118,23	64,54	45,88	36,90	19,59	12,56	9,09	7,08	5,79	9,91	70		
95	671	232,65	127,00	90,29	72,62	38,56	24,72	17,88	13,93	11,38	9,15	170		
96	599	207,68	113,38	80,60	64,83	34,42	22,07	15,96	12,44	10,16	8,60	160		
97	634	219,82	120,00	85,31	68,61	36,43	23,36	16,90	13,16	10,76	9,63	150		
98	590	204,56	111,67	79,39	63,85	33,90	21,74	15,72	12,25	10,01	9,51	140		
99	475	164,69	89,91	63,91	51,41	27,29	17,50	12,66	9,86	8,06	10,21	100		
100	445	154,29	84,23	59,88	48,16	25,57	16,39	11,86	9,24	7,55	9,56	100		
101	532	184,45	100,69	71,58	57,57	30,57	19,60	14,18	11,05	9,03	9,78	120		
102	598	207,34	113,19	80,46	64,72	34,36	22,03	15,94	12,42	10,15	9,64	140		
103	787	272,87	148,96	105,89	85,17	45,22	28,99	20,97	16,34	13,35	9,75	190		
104	483	167,47	91,42	64,99	52,27	27,75	17,79	12,87	10,03	8,19	9,96	105		
105	603	209,07	114,13	81,14	65,26	34,65	22,22	16,07	12,52	10,23	9,72	140		
106	505	175,09	95,58	67,95	54,65	29,02	18,61	13,46	10,49	8,57	10,00	110		
107	912	316,21	172,62	122,71	98,70	52,40	33,60	24,30	18,94	15,47	9,95	220		
108	499	173,01	94,45	67,14	54,00	28,67	18,38	13,30	10,36	8,47	9,88	110		
108 A	567	196,59	107,32	76,29	61,36	32,58	20,89	15,11	11,77	9,62	10,07	125		
109	553	191,74	104,67	74,41	59,85	31,77	20,37	14,74	11,48	9,38	10,17	120		
110	397	137,65	75,14	53,42	42,96	22,81	14,63	10,58	8,24	6,74	9,33	90		
111	871	301,99	164,86	117,20	94,26	50,05	32,09	23,21	18,09	14,78	9,50	220		
112	853	295,75	161,45	114,77	92,31	49,01	31,43	22,73	17,71	14,47	9,30	220		

TORRE N°	ρ (Ωm)	R1 VARILLA (Ω)	R2 VARILLAS (Ω)	R3 VARILLAS (Ω)	Resistencia en ohmios con n varillas en cuadrado								CONTRAPESOS R (Ω)	CABLE (m)
					N=4	n=2	N=8	n=3	N=12	n=4	N=16	n=5		
113	582	201,79	110,16	78,31	62,99	33,44	21,44	15,51	12,09	9,87	9,99	130		
114	964	334,24	182,46	129,71	104,33	55,39	35,52	25,69	20,02	16,35	9,93	235		
115	510	176,83	96,53	68,62	55,19	29,30	18,79	13,59	10,59	8,65	10,10	110		
116	658	228,14	124,54	88,54	71,21	37,81	24,24	17,54	13,66	11,16	9,45	160		
117	878	304,42	166,18	118,14	95,02	50,45	32,35	23,40	18,23	14,90	9,58	220		
118	351	121,70	66,44	47,23	37,99	20,17	12,93	9,35	7,29	5,95	9,12	80		
119	527	182,72	99,75	70,91	57,03	30,28	19,42	14,04	10,94	8,94	9,69	120		
120	406	140,77	76,85	54,63	43,94	23,33	14,96	10,82	8,43	6,89	9,54	90		
121	286	99,16	54,13	38,48	30,95	16,43	10,54	7,62	5,94	4,85	9,47	60		
122	316	109,56	59,81	42,52	34,20	18,16	11,64	8,42	6,56	5,36	9,19	70		
123	379	131,41	71,74	51,00	41,02	21,78	13,96	10,10	7,87	6,43	9,84	80		
124	426	147,70	80,63	57,32	46,10	24,48	15,69	11,35	8,85	7,23	10,01	90		
125	502	174,05	95,02	67,55	54,33	28,84	18,49	13,38	10,42	8,52	9,94	110		
125 A	577	200,06	109,21	77,64	62,44	33,15	21,26	15,38	11,98	9,79	10,25	125		
126	627	217,39	118,68	84,36	67,86	36,03	23,10	16,71	13,02	10,64	9,52	150		

Cuadro 3.2. Resumen de resultados del Cálculo de Puesta a Tierra
Línea de Subtransmisión Puyo - Mushullacta a 69 Kv

Torre N°	ρ (Ωm)	ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2	
		Resistencia (Ω) con N varillas	Por el Método de N varillas en cuadrado		Resistencia (Ω) con contrapesos	Por contrapesos Cable (m)
			N° Varillas	Cable (m)		
0	458	9,51	20	60	9,84	100
1	444	9,22	20	60	9,54	100
2	151	8,68	8	24	8,89	30
3	232	8,55	12	36	8,95	50
4	599	10,16	24	72	9,65	140
5	623	10,57	24	72	9,46	150
6	504	10,47	20	60	9,98	110
7	425	8,83	20	60	9,99	90
8	261	9,62	12	36	8,64	60
9	221	8,14	12	36	8,52	50
10	105	11,36	4	20	8,59	20
11	184	10,57	8	24	8,54	40
12	227	8,36	12	36	8,75	50
13	354	9,43	16	48	9,19	80
14	277	10,21	12	36	9,17	60
14 A	387	10,31	16	48	10,05	80
15	615	10,43	24	72	9,91	140
16	462	9,59	20	60	9,93	100
17	422	8,76	20	60	9,92	90
18	416	8,64	20	60	9,78	90
19	783	13,28	24	72	9,70	190
20	336	8,95	16	48	9,77	70
21	466	9,68	20	60	10,01	100
22	570	9,67	24	72	10,12	125
23	698	11,84	24	72	9,52	170
24	647	10,98	24	72	9,82	150
25	375	9,99	16	48	9,74	80
26	406	10,82	16	48	9,54	90
27	782	13,27	24	72	9,68	190

Torre N°	ρ (Ωm)	ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2	
		Resistencia (Ω) con N varillas	Por el Método de N varillas en cuadrado		Resistencia (Ω) con contrapesos	Por contrapesos Cable (m)
			N° Varillas	Cable (m)		
28	542	9,20	24	72	9,97	120
29	480	9,97	20	60	9,89	105
30	427	8,87	20	60	10,03	90
31	546	9,26	24	72	10,04	120
32	289	10,65	12	36	9,57	60
33	517	10,74	20	60	9,86	115
34	415	8,62	20	60	9,75	90
35	480	9,97	20	60	10,31	100
36	470	9,76	20	60	10,10	100
37	452	9,39	20	60	9,71	100
38	382	10,18	16	48	9,92	80
39	326	8,69	16	48	9,48	70
40	546	9,26	24	72	10,04	120
41	289	10,65	12	36	9,57	60
42	223	8,22	12	36	8,60	50
43	620	10,52	24	72	9,41	150
44	840	14,25	24	72	9,95	200
45	328	8,74	16	48	9,54	70
46	707	11,99	24	72	9,64	170
47	246	9,06	12	36	9,49	50
48	719	12,20	24	72	9,80	170
49	296	10,91	12	36	9,80	60
50	437	9,07	20	60	9,39	100
51	540	9,16	24	72	9,93	120
52	274	10,09	12	36	9,07	60
53	454	9,43	20	60	9,75	100
54	156	8,96	8	24	9,18	30
55	426	8,85	20	60	10,01	90
56	457	9,49	20	60	9,82	100
57	749	12,71	24	72	9,72	180
58	283	10,43	12	36	9,37	60
59	601	10,20	24	72	9,68	140
60	555	9,42	24	72	9,53	130
61	213	7,85	12	36	9,89	40
62	397	10,58	16	48	9,33	90

Torre N°	ρ (Ωm)	ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2	
		Resistencia (Ω) con N varillas	Por el Método de N varillas en cuadrado		Resistencia (Ω) con contrapesos	Por contrapesos
			N° Varillas	Cable (m)		Cable (m)
63	266	9,80	12	36	8,80	60
64	189	10,86	8	24	8,77	40
65	496	10,30	20	60	9,83	110
66	125	7,18	8	24	7,36	30
67	410	10,93	16	48	9,64	90
68	318	8,47	16	48	9,25	70
69	384	10,23	16	48	9,97	80
70	404	10,77	16	48	9,49	90
71	241	8,88	12	36	9,29	50
72	485	10,07	20	60	9,61	110
73	223	8,22	12	36	8,60	50
74	855	14,51	24	72	9,33	220
75	176	10,11	8	24	8,17	40
76	630	10,69	24	72	9,57	150
77	371	9,89	16	48	9,63	80
80	579	9,82	24	72	9,94	130
81	663	11,25	24	72	9,52	160
82	266	9,80	12	36	8,80	60
83	192	7,07	12	36	8,91	40
84	420	8,72	20	60	9,87	90
85	299	7,97	16	48	9,90	60
86	184	10,57	8	24	8,54	40
87	259	9,54	12	36	9,99	50
88	126	7,24	8	24	8,61	25
89	555	9,42	24	72	9,53	130
90	581	9,86	24	72	9,98	130
91	612	10,38	24	72	9,86	140
92	369	9,83	16	48	9,58	80
93	407	10,85	16	48	9,56	90
94	341	9,09	16	48	9,91	70
95	671	11,38	24	72	9,15	170
96	599	10,16	24	72	8,60	160
97	634	10,76	24	72	9,63	150
98	590	10,01	24	72	9,51	140
99	475	9,86	20	60	10,21	100
100	445	9,24	20	60	9,56	100

Torre N°	ρ (Ωm)	ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2	
		Resistencia (Ω) con N varillas	Por el Método de N varillas en cuadrado		Resistencia (Ω) con contrapesos	Por contrapesos
			N° Varillas	Cable (m)		Cable (m)
101	532	9,03	24	72	9,78	120
102	598	10,15	24	72	9,64	140
103	787	13,35	24	72	9,75	190
104	483	10,03	20	60	9,96	105
105	603	10,23	24	72	9,72	140
106	505	10,49	20	60	10,00	110
107	912	15,47	24	72	9,95	220
108	499	10,36	20	60	9,88	110
108 A	567	9,62	24	72	10,07	125
109	553	9,38	24	72	10,17	120
110	397	10,58	16	48	9,33	90
111	871	14,78	24	72	9,50	220
112	853	14,47	24	72	9,30	220
113	582	9,87	24	72	9,99	130
114	964	16,35	24	72	9,93	235
115	510	10,59	20	60	10,10	110
116	658	11,16	24	72	9,45	160
117	878	14,90	24	72	9,58	220
118	351	9,35	16	48	9,12	80
119	527	10,94	20	60	9,69	120
120	406	10,82	16	48	9,54	90
121	286	10,54	12	36	9,47	60
122	316	8,42	16	48	9,19	70
123	379	10,10	16	48	9,84	80
124	426	8,85	20	60	10,01	90
125	502	10,42	20	60	9,94	110
125 A	577	9,79	24	72	10,25	125
126	627	10,64	24	72	9,52	150

Cuadro 3.3. Presupuesto estimativo del Sistema de Puesta a Tierra
Línea de Subtransmisión Puyo – Mushullacta a 69 kv

ALTERNATIVA 1: Método de N varillas en cuadrado

ITEM	MATERIALES	CANT	Costo unitario (\$)	Costo total(\$)
1	Varilla de puesta a tierra de Copperweld, 16mm*3,05m	2376	15	35640
2	Grapa copperweld para varilla de puesta a tierra	2505	1,60	4008
3	Conductor de cobre desnudo, N° 2 AWG	7136	3,75	26760
			TOTAL (\$)	66408

ALTERNATIVA 2: Por contrapesos

ITEM	MATERIALES	CANT	Costo unitario (\$)	Costo total(\$)
1	Varilla de puesta a tierra de Copperweld, 16mm*3,05m	129	15	1935
2	Grapa copperweld para varilla de puesta a tierra	129	1,60	206,4
3	Conductor de cobre desnudo, N° 2 AWG	13410	3,75	50287,5
			TOTAL (\$)	52428,9

Con la metodología indicada en el cuadro 3.1 y mediante el análisis económico indicado en el cuadro 3.3 se obtuvo los valores de resistencia a pie de torre, partiendo del valor medido de la resistividad en cada una de las estructuras para las diferentes configuraciones de puesta a tierra para líneas de subtransmisión, teniendo como resultado final lo siguiente:

**Cuadro 3.4. Puesta a Tierra Línea de Subtransmisión
Puyo – Mushullacta a 69 Kv**

Torre Nº	Resistividad (Ω m)	Contrapeso Cable # 2 AWG (m)	Resistencia Final (Ω)
0	458	100	9,84
1	444	100	9,54
2	151	30	8,89
3	232	50	8,95
4	599	140	9,65
5	623	150	9,46
6	504	110	9,98
7	425	90	9,99
8	261	60	8,64
9	221	50	8,52
10	105	20	8,59
11	184	40	8,54
12	227	50	8,75
13	354	80	9,19
14	277	60	9,17
14 A	387	80	10,05
15	615	140	9,91
16	462	100	9,93
17	422	90	9,92
18	416	90	9,78
19	783	190	9,70
20	336	70	9,77
21	466	100	10,01
22	570	125	10,12
23	698	170	9,52
24	647	150	9,82
25	375	80	9,74
26	406	90	9,54

Torre Nº	Resistividad (Ω m)	Contrapeso Cable # 2 AWG (m)	Resistencia Final (Ω)
27	782	190	9,68
28	542	120	9,97
29	480	105	9,89
30	427	90	10,03
31	546	120	10,04
32	289	60	9,57
33	517	115	9,86
34	415	90	9,75
35	480	100	10,31
36	470	100	10,10
37	452	100	9,71
38	382	80	9,92
39	326	70	9,48
40	546	120	10,04
41	289	60	9,57
42	223	50	8,60
43	620	150	9,41
44	840	200	9,95
45	328	70	9,54
46	707	170	9,64
47	246	50	9,49
48	719	170	9,80
49	296	60	9,80
50	437	100	9,39
51	540	120	9,93
52	274	60	9,07
53	454	100	9,75
54	156	30	9,18
55	426	90	10,01
56	457	100	9,82
57	749	180	9,72
58	283	60	9,37
59	601	140	9,68
60	555	130	9,53
61	213	40	9,89
62	397	90	9,33
63	266	60	8,80
64	189	40	8,77
65	496	110	9,83

Torre N°	Resistividad (Ω m)	Contrapeso Cable # 2 AWG (m)	Resistencia Final (Ω)
66	125	30	7,36
67	410	90	9,64
68	318	70	9,25
69	384	80	9,97
70	404	90	9,49
71	241	50	9,29
72	485	110	9,61
73	223	50	8,60
74	855	220	9,33
75	176	40	8,17
76	630	150	9,57
77	371	80	9,63
80	579	130	9,94
81	663	160	9,52
82	266	60	8,80
83	192	40	8,91
84	420	90	9,87
85	299	60	9,90
86	184	40	8,54
87	259	50	9,99
88	126	25	8,61
89	555	130	9,53
90	581	130	9,98
91	612	140	9,86
92	369	80	9,58
93	407	90	9,56
94	341	70	9,91
95	671	170	9,15
96	599	160	8,60
97	634	150	9,63
98	590	140	9,51
99	475	100	10,21
100	445	100	9,56
101	532	120	9,78
102	598	140	9,64
103	787	190	9,75
104	483	105	9,96
105	603	140	9,72
106	505	110	10,00

Torre N°	Resistividad (Ω m)	Contrapeso Cable # 2 AWG (m)	Resistencia Final (Ω)
107	912	220	9,95
108	499	110	9,88
108 A	567	125	10,07
109	553	120	10,17
110	397	90	9,33
111	871	220	9,50
112	853	220	9,30
113	582	130	9,99
114	964	235	9,93
115	510	110	10,10
116	658	160	9,45
117	878	220	9,58
118	351	80	9,12
119	527	120	9,69
120	406	90	9,54
121	286	60	9,47
122	316	70	9,19
123	379	80	9,84
124	426	90	10,01
125	502	110	9,94
125 A	577	125	10,25
126	627	150	9,52
		13410	

Las propiedades eléctricas del suelo son en sí mismas, de interés e importancia, tal es el caso de la resistividad, factor determinante en la resistencia de cualquier sistema de puesta a tierra.

De acuerdo a las normas del Concejo Nacional de Electricidad CONELEC y que son aplicadas por Transelectric, se debe limitar la resistencia de puesta a tierra a 15 Ω como máximo. Para lograr tal objetivo, y debido a los diferentes valores de la resistividad del terreno, se instaló contrapesos con conductor # 2 AWG de cobre desnudo, cuya longitud para cada estructura se indicó en el cuadro 3.4.

3.4.2.2. *Cálculo de Puesta a tierra de la Subestación Mushullacta de 5 MVA*

CÁLCULO PRELIMINAR

DATOS

Corriente de falla	2400 A	(I _{cc})
Diámetro del conductor de la malla	0,01050 m	(d)
Profundidad de enterramiento de la malla	0,5 m	(h)
Resistividad del suelo	480 Ωm	(ρ)
Resistividad superficial	3000 Ωm	(ρ _s)
Ancho	25 m	(L _a)
Largo	32 m	(L _b)
Separación ancho	5 m	(l _a)
Separación largo	4 m	(l _b)
Tiempo de despeje de la falla	0,5 seg	(t)

1. Área disponible para la malla

$$A = \text{ancho} * \text{lado}$$

$$A = 800 \text{ m}^2$$

2. Radio del círculo equivalente

$$r = \frac{A}{\pi}$$

$$r = 15,96 \text{ m} \cong 16 \text{ m}$$

3. Sección del conductor

$$S = \frac{I_{cc}}{160} \text{ (mm}^2\text{)}$$

$$S = \mathbf{15 \text{ mm}^2}$$

4. Número de conductores

$$n = \frac{L}{l_1} + 1$$

$$n_a = \mathbf{6}$$

$$n_b = \mathbf{9}$$

5. Coeficiente Km de la malla

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{l^2}{4\pi * h * d * (n - 1)}$$

$$K_m = \mathbf{0.61}$$

6. Coeficiente de corrección de irregularidad Ki

$$K_i = 0.65 + 0.172n$$

$$K_i = \mathbf{1,98}$$

7. Largo del conductor mínimo

$$L_c = L_b n_a + L_a n_b$$

$$L_c = \mathbf{567 \text{ m}}$$

$$L_t = L_b n_a + L_a n_b + L_v N_v$$

$$L_t = \mathbf{673,75 \text{ m}}$$

$$L_m = \frac{K m_a * K_i * \rho_a * I * \bar{t}}{116 + 0.174 C_s \rho_s} = 1950,80 \text{ m}$$

$L_t > L_m$ NO SATISFACE

8. Determinación del coeficiente de superficie

$$K_s = \frac{1}{\pi} \frac{1}{2} h + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} 1 - 0.5^{n-2}$$

$$K_s = 0.45$$

9. Valor admisible de voltaje de paso y de toque

$$E_s = \frac{116 + 0.7 * C_s \rho_s}{\bar{t}} = 2347,14 \text{ V}$$

$$E_0 = \frac{116 + 0.174 * C_s * \rho_s}{\bar{t}} = 709,82 \text{ V}$$

10. Valor máximo admisible de corriente por el cuerpo humano

$$I_k = \frac{0.116}{\bar{t}} = 0,164 \text{ A}$$

11. Verificación del potencial de paso en la periferia

$$U = \frac{K_s * K_i * \rho_a * I_{cc}}{L + 1.15 * L_{TV}} = 1497,25 \text{ V}$$

$U < E_s$ SATISFACE

12. Verificación del potencial de malla

$$U_s = \frac{K_m * K_i * \rho_a * I_{cc}}{L_t} = 2007,54 \text{ V}$$

$$U_s < E_0 \quad \text{NO SATISFACE}$$

13. Corriente de choque por el cuerpo humano

a) Debido al potencial de la periferia

$$I_{per} = \frac{U}{1000 + 6\rho_s + 6\rho} = 0,068 \text{ A}$$

$$I_{per} \leq I_k \quad \text{SATISFACE}$$

b) Debido al potencial de la malla

$$I_m = \frac{U_s}{1000 + 1.5\rho_s + 1.5\rho} = 0,32 \text{ A}$$

$$I_m \leq I_k \quad \text{NO SATISFACE}$$

14. Determinación de la resistencia de aterramiento de la malla

$$R = \frac{R_{11}R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2R_{12}}$$

$$R_{at} = 7,25 \Omega$$

Cuadro 3.5. Resumen de resultados del Cálculo preliminar de la Malla a Tierra de la Subestación Mushullacta de 5 MVA

Parámetros Eléctricos	Permisibles	Calculados	Diferencia %
R de malla (Ω)	< 1	7,25	-
Voltaje de Paso (V)	2347,14	1497,25	63,79
Voltaje de Toque (V)	709,82	2007,54	282,82
Corriente del cuerpo humano (A)	0,164	0,0684	41,71
		0,3228	196,74

En el resumen de resultados se observa, que no todos los parámetros eléctricos obtenidos cumplen con los valores permisibles para sistemas de puestas a tierra en subestaciones; por lo cual es evidente un rediseño del sistema de puesta a tierra.

Por medio de la investigación técnica - científica se pudo escoger un método confiable que permitió ajustar los parámetros eléctricos calculados a los permisibles. El mismo que consiste en el cambio de suelo por un suelo orgánico (tierra negra $\leq 70 \Omega m$) en las zanjas donde serán enterradas los conductores y varillas de puesta a tierra y reducir la distancia entre conductores que forman dicha malla; cumpliendo así con los estándares estipulados; reflejando los siguientes resultados:

DATOS

Corriente de falla	2400 A	(I_{cc})
Diámetro del conductor de la malla	0,01050 m	(d)
Profundidad de enterramiento de la malla	0,5 m	(h)
Resistividad del suelo (cambio de suelo)	70 Ωm	(ρ)
Resistividad superficial	3000 Ωm	(ρ_s)
Ancho	30 m	(L_a)
Largo	33 m	(L_b)
Separación ancho	2 m	(l_a)
Separación largo	3 m	(l_b)
Tiempo de despeje de la falla	0.5 seg	(t)

1. Área disponible para la malla

$$A = 990 \text{ m}^2$$

2. Radio del círculo equivalente

$$r = 17,75\text{m} \cong 18\text{m}$$

3. Sección del conductor

$$S = 15 \text{ mm}^2$$

4. Número de conductores

$$n_a = 16$$

$$n_b = 12$$

6. Coeficiente K_m de la malla

$$K_m = 0,31$$

7. Coeficiente de corrección de irregularidad K_i

$$K_i = 3,05$$

8. Largo del conductor mínimo

$$L_c = 1038 \text{ m}$$

$$L_t = 1144,75 \text{ m}$$

$$L_m = 234,43 \text{ m}$$

$$L_t > L_m \quad \text{SATISFACE}$$

9. Determinación del coeficiente de superficie

$$K_s = 0,56$$

10. Valor admisible de voltaje de paso y de toque

$$E_s = 2221,90 \text{ V}$$

$$E_0 = 678,51 \text{ V}$$

11. Valor máximo admisible de corriente por el cuerpo humano

$$I_k = 0,164 \text{ A}$$

12. Verificación del potencial de paso en la periferia

$$U = 245,42 \text{ V}$$

$$U < E_s \quad \text{SATISFACE}$$

13. Verificación del potencial de malla

$$U_s = 137,03 \text{ V}$$

$$U_s < E_0 \quad \text{SATISFACE}$$

14. Corriente de choque por el cuerpo humano

a) Debido al potencial de la periferia

$$I_{per} = 0,013 \text{ A}$$

$$I_{per} \leq I_k \quad \text{SATISFACE}$$

b) Debido al potencial de la malla

$$I_m = 0,024 \text{ A}$$

$$I_m \leq I_k \quad \text{SATISFACE}$$

15. Determinación de la resistencia de aterramiento de la malla

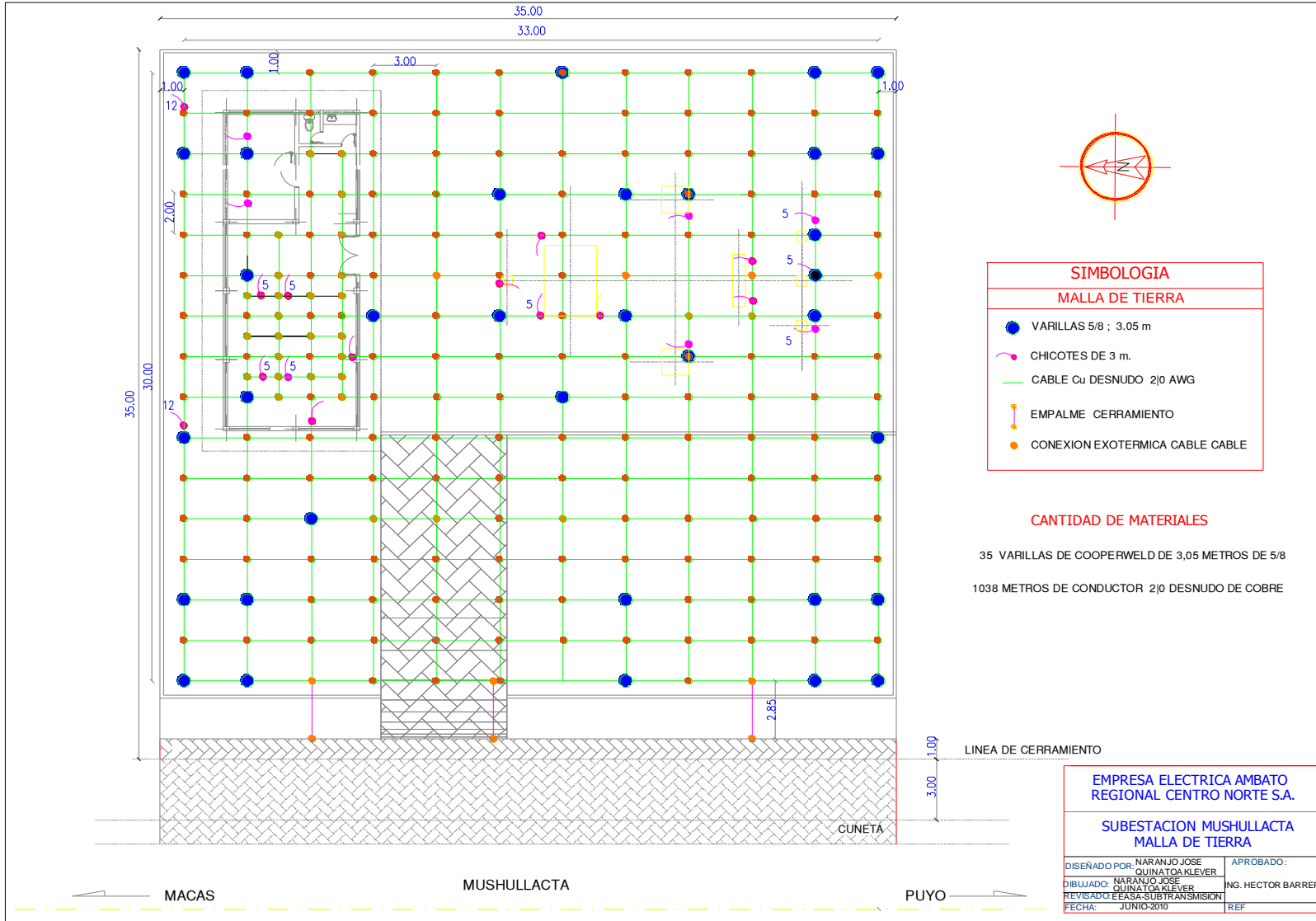
$$R_{at} = 0.92 \Omega$$

Cuadro 3.6. Resumen de resultados del Cálculo final de la Malla a Tierra de la Subestación Mushullacta de 5 MVA

Parámetros Eléctricos	Permisibles	Calculados	Diferencia %
R de malla (Ω)	< 1	0,92	-
Voltaje de Paso (V)	2221,90	245,42	11,05
Voltaje de Toque (V)	678,51	137,03	20,20
Corriente del cuerpo humano (I_k)	0,1640	0,0126	7,703
		0,0244	14,902

Cuadro 3.7. Presupuesto estimativo de la Malla de Puesta a Tierra de la Subestación Mushullacta de 5 MVA

N°	DESCRIPCIÓN	CANT	Costo unitario(\$)	Costo total(\$)
1	Varilla de puesta a tierra de Copperweld, 16mm*3,05 m	35 c/u	15	525
2	Puntos de suelda exotérmica	242c/u	52	12584
3	Conductor de cobre desnudo. N°2/0AWG	1038m	6,80	7058,4
4	Restitución de suelo por tierra orgánica	75 m ³	20	1500
			TOTAL	21667,4



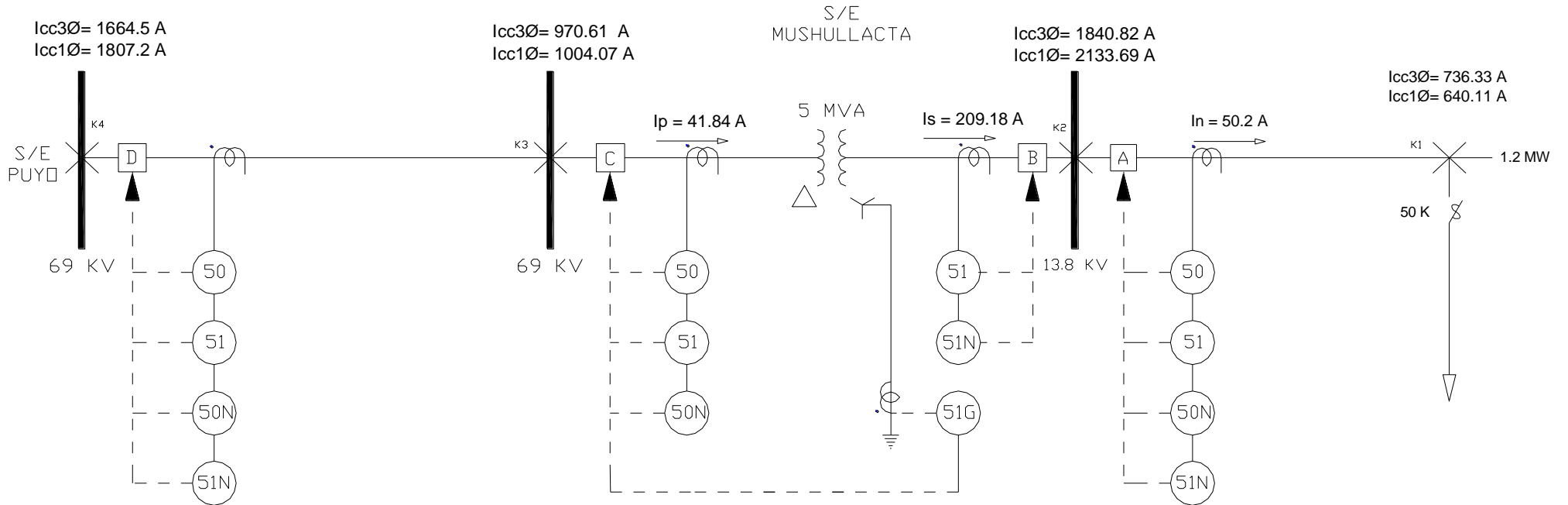
3.4.3. Coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión y Subestación Mushullacta

Las dimensiones de un sistema eléctrico y de los componentes que lo integran, así como la determinación de las protecciones para los bienes materiales y personas precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en puntos estratégicos del sistema mismos que se indican en el diagrama unifilar de protecciones (figura 3.2).

La integridad y seguridad en la entrega de energía eléctrica desde la fuente hacia la carga, depende en buena parte de las protecciones eléctricas del sistema contra fallas y perturbaciones externas o internas, estas fallas son diversas y pueden ser de sobrecorriente por sobre carga y cortocircuitos, sobre y bajos voltajes, baja frecuencia entre otras.

El estudio de coordinación de protecciones tiene un impacto directo sobre la confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica. Los dispositivos de protección se deben coordinar de tal forma que permitan al sistema eliminar una falla antes que dañe o se extienda a los componentes eléctricos del mismo y afectando al menor número de clientes posible.

Figura 3.2. Diagrama Unifilar de Protecciones de la Línea de Subtransmisión 38km a 69Kv y Subestación Mushullacta de 5 MVA



SIMBOLOGÍA	
Relés de sobrecorriente de fase	Transformador de Potencia
<div style="display: inline-block; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; text-align: center; line-height: 20px;">50</div> Instantáneo	Fusible
<div style="display: inline-block; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; text-align: center; line-height: 20px;">51</div> Temporizado	Interruptor
Relés de sobrecorriente de tierra	Transformador de Corriente
<div style="display: inline-block; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; text-align: center; line-height: 20px;">50N</div> Instantáneo	Puntos de cortocircuitos simulado
<div style="display: inline-block; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; text-align: center; line-height: 20px;">51N</div> <div style="display: inline-block; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; text-align: center; line-height: 20px; margin-left: 10px;">51G</div> Temporizados	

En la figura 3.2 se indica los parámetros eléctricos necesarios para realizar la coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión a 69Kv de 38Km y la Subestación Mushullacta de 5MVA. Los niveles de cortocircuito mostrados se calcularon partiendo de la configuración del sistema y conociendo los valores de cortocircuitos simétricos y asimétricos en la barra de la Subestación Puyo; datos que fueron facilitados por la Empresa Eléctrica Ambato, estos cálculos se detallan en el ANEXO 3.1

3.4.3.1. Antecedentes

El estudio de coordinación de los nuevos dispositivos de protección se realizó mediante algoritmos matemáticos partiendo de las propiedades fundamentales para la coordinación (selectividad, velocidad de respuesta y sensibilidad).

La calibración y coordinación se realizó para los nuevos relés (SIEMENS-7SJ6 Y ABB-REF), en base al análisis de los niveles de cortocircuito en puntos estratégicos del sistema indicados en la figura 3.2, dependiendo de la zona y equipos a proteger.

Se determinan los ajustes (diales) y el tipo de curvas Tiempo–Corriente de los relés de protección a ser implementados. Ésta información nos permite proveer coordinación entre estos dispositivos de protección y eliminar en forma rápida y selectiva las fallas que podrían presentarse en el sistema eléctrico, permitiendo así disminuir pérdidas y optimizar recursos económicos.

Como resultado del Estudio de Coordinación de Protecciones Eléctricas, parte del objeto de este proyecto, se presenta las curvas de coordinación Tiempo – Corriente obtenidas de la simulación realizada en el **Programa para la Coordinación de los dispositivos de Protección de la Distribución**. (Realizado por el Profesor: PhD. M.Sc. Ing. Orly Ernesto Torres Breffe Especialista Cubano. Mayo 2010. Ecuador)

3.4.3.2. Procedimiento para el ajuste de los relés de protección

Los ajustes de los relés digitales a utilizar para este caso son el relé 7SJ6 de Siemens y REF-54 de ABB que cumple con lo estipulado en las bases de la subestación, son equipos de protección de sobrecorriente y falla a tierra combinado, que puede ser utilizado para protección de aplicaciones en que se requiera protección de sobrecorriente trifásica, monofásica, y de dos fases, incluye una unidad de protección contra fallo del interruptor automático. Las curvas características de estos relés se observan en el ANEXO 3.2.

La coordinación de protecciones se empieza desde el alimentador que son las barras más alejadas y se va avanzando hacia el centro de generación (Subestación Puyo), que se encuentra aguas arriba. Esto debido a que las corrientes de falla van aumentando conforme se acerca a la fuente de generación.

Debido a los niveles nominales de corriente que se maneja en los diferentes puntos de este sistema eléctrico, se sugiere instalar transformadores de corriente de relación (100/5 A ; 300/5 A), detallados en el ANEXO 3.3.

Ajuste de la función (51) de sobrecorriente

En el ajuste del módulo de temporización se debe tomar en cuenta la unidad de protección más alejada con la cual se desea coordinar, para que este no actúe antes, afectando así el menor tramo de red posible.

En este relé se ajusta 3 valores. Primero se ajusta la corriente de operación, luego se ajusta el número de la curva que es conocido como DIAL de tiempo o en la tecnología digital se le conoce como Múltiplo. También en la tecnología digital se precisa escoger el tipo de curva que se empleara dado que puede tener varios tipos de curvas.

Ajuste de la función (50) de sobrecorriente

En este relé se ajusta un solo parámetro que es la corriente de operación del relé instantáneo. Valor por encima del cual, el relé acciona o envía una señal con una pequeña demora de tiempo (alrededor de 20 ms) para desconectar el interruptor

A continuación se indica los criterios empleados para la coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión y Subestación Mushullacta:

➤ Relé de sobrecorriente de fase instantáneo del interruptor A (50_A)

$$I_{op50A} = I_{cc3\phi K1} * 1.1 = 809.96 \text{ A}$$

$$I_{inrushycargafria} = 25 * I_n = 1255 \text{ A}$$

$$K_{S50A} = \frac{I_{cc2\phi K2}}{I_{op50A}} = 1.97$$

$$t_{op50A} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ Relé de sobrecorriente de fase temporizado del interruptor A (51_A)

$$I_{op51A} = 1.5 * I_{n \text{ fusible}} = 150 \text{ A}$$

$$t_{op51AK1} = t_{act.fusible K1} + \Delta t = 0.44 \text{ seg}$$

Curvacaracterística IEC – EXTREMADAMENTE INVERSA $t = M * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{-1}}$

$$\Rightarrow M_{51A} = \frac{t_{op51AK1}}{\frac{80}{\left(\frac{I_{cc3\phi K1}}{I_{op51A}}\right)^{-1}}} = 0.13$$

Se escoge un dial de 0.2 del Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra instantáneo del interruptor A (50NA)**

$$I_{op50NA} = I_{cc1\phi K1} * 1.1 = 704.12 \text{ A}$$

$$K_{S50NA} = \frac{I_{cc1\phi K2}}{I_{op50NA}} = 3.03$$

$$t_{op50NA} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra temporizado del interruptor A (51NA)**

$$I_{op51NA} = 1.5 * I_{n \text{ fusible}} = 150 \text{ A}$$

$$t_{op51NA K1} = t_{act.fusible K1} + \Delta t = 0.485 \text{ seg}$$

Curvacaracterística IEC – MUY INVERSA $t = M * \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{1-1}}$

$$\Rightarrow M_{51NA} = \frac{t_{op51NA K1}}{\frac{13.5}{\left(\frac{I_{cc1\phi K1}}{I_{op51NA}}\right)^{1-1}}} = 0.12$$

Se escoge un dial de 0.2 del
Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de fase temporizado del interruptor B (51B)**

$$I_{op51B} = 1.1 * I_{op51A} = 165 \text{ A}$$

$$t_{op51BK2} = t_{op51A K1} + \Delta t = 0.74 \text{ seg}$$

Curvacaracterística IEC – EXTREMADAMENTE INVERSA $t = M * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{2-1}}$

$$\Rightarrow M_{51B} = \frac{t_{op51B K2}}{\frac{80}{\left(\frac{I_{cc3\phi K2}}{I_{op51B}}\right)^{2-1}}} = 1.14$$

Se escoge un dial de 1.6 del
Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra temporizado del interruptor B (51NB)**

$$I_{op51NB} = I_{op51NA} * 1.1 = 165 \text{ A}$$

$$top_{51NBK2} = top_{51NAK2} + \Delta t = 0.5 \text{ seg}$$

$$top_{51NAK2} = M_{51NA} * \frac{13.5}{\frac{I_{cc1\phi K2}}{I_{op51NA}}^1 - 1} = 0.2 \text{ seg}$$

$$\text{CurvacaracterísticaIEC – MUY INVERSA } t = M * \frac{13.5}{\frac{I}{I_p}^1 - 1}$$

$$\Rightarrow M_{51NB} = \frac{top_{51NBK2}}{\frac{13.5}{\frac{I_{cc1\phi K2}}{I_{op51NB}}^1 - 1}} = 0.44$$

Se escoge un dial de 0.4 del
Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra temporizado del interruptor C (51GC)**

$$I_{op51GC} = I_{op51NB} * 1.1 = 181.5 \text{ A}$$

$$top_{51GCK2} = top_{51NBK2} + \Delta t = 0.8 \text{ seg}$$

$$\text{CurvacaracterísticaIEC – MUY INVERSA } t = M * \frac{13.5}{\frac{I}{I_p}^1 - 1}$$

$$\Rightarrow M_{51GC} = \frac{top_{51GCK2}}{\frac{13.5}{\frac{I_{cc1\phi K2}}{I_{op51GC}}^1 - 1}} = 0.64$$

Se escoge un dial de 0.8 del
Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de fase temporizado del interruptor C (50C)**

$$I_{op50C} = 1.2 * I'_{cc3\phi K2} = 441.79 \text{ A}$$

$$K_{S50C} = \frac{I_{cc2\phi K3}}{I_{op50C}} = 1.9$$

$$top_{50C} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ **Relé de sobrecorriente de fase temporizado del interruptor C (51C)**

$$I_{op51C} = 1.2 * I_p = 50.20 \text{ A}$$

$$top_{51CK2REF.} = top_{51BK2} + \Delta t = 1.04 \text{ seg}$$

Curvacaracterística IEC – EXTREMADAMENTE INVERSA $t = M * \frac{80}{\frac{I}{I_p}^2 - 1}$

$$\Rightarrow M_{51C} = \frac{top_{51CK2REF.}}{80} = 0.68$$

$$\frac{I_{cc3\phi K2 REF.}^2}{I_{op51C}^2 - 1}$$

Se escoge un dial de 0.8 del
Catálogo de Siemens relé 7SJ

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra instantáneo del interruptor C (50NC)**

$$I_{op50NC} = 0.4 * I_p = 16.74 \text{ A}$$

$$K_{S50NC} = \frac{I_{cc1\phi K3}}{I_{op50NC}} = 60$$

$$top_{50NC} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ **Relé de sobrecorriente de fase instantáneo del interruptor D (50_D)**

$$I_{op50D} = 1.1 * I_{cc3\phi K3} = 1067.67 \text{ A}$$

$$K_{S50D} = \frac{I_{cc2\phi K4}}{I_{op50D}} = 1.24$$

$$t_{op50D} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ **Relé de sobrecorriente de fase temporizado del interruptor D (51_D)**

$$I_{op51D} = 1.5 * I_{sm} = 70.29 \text{ A}$$

$$t_{op51DK3} = t_{op51CK3} + \Delta t = 0.47 \text{ seg}$$

$$t_{op51CK3} = M_{51C} * \frac{80}{\frac{I_{cc3\phi K3}^2}{I_{op51C}} - 1} = 0.17 \text{ seg}$$

Curvacaracterística IEC – EXTREMADAMENTE INVERSA $t = M * \frac{80}{\frac{I^2}{I_p} - 1}$

$$\Rightarrow M_{51D} = \frac{t_{op51DK3} * 80}{\frac{I_{cc3\phi K3}^2}{I_{op51D}} - 1} = 1.1$$

Se escoge un dial de 1 del
Catálogo de ABB relé REF

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra instantáneo del interruptor D (50ND)**

$$I_{op50ND} = 0.4 * I_{CC1\phi K3} = 401.63 \text{ A}$$

$$K_{S50ND} = \frac{I_{CC1\phi K4}}{I_{op50ND}} = 4.5$$

$$t_{op50ND} = t_{rele} + t_{interruptor} = 0.07 \text{ seg}$$

➤ **Relé de sobrecorriente de tierra temporizado del interruptor D (51ND)**

$$I_{op51ND} = I_{op50NC} * 1.5 = 25.11 \text{ A}$$

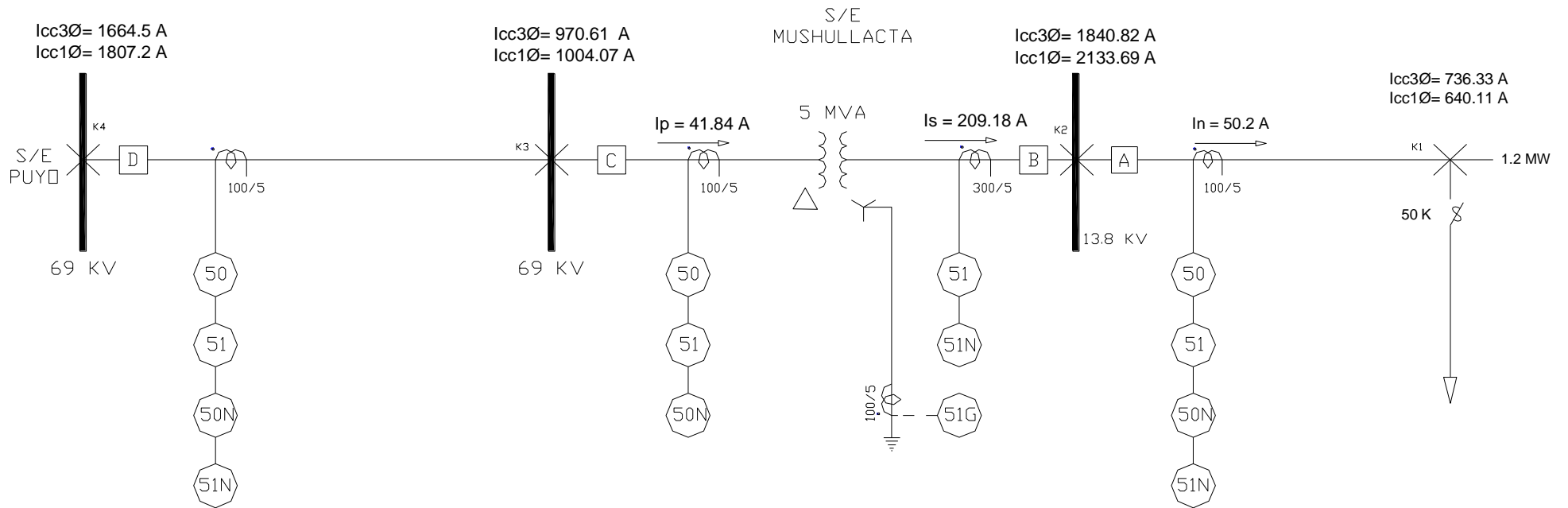
$$t_{op51NDK3} = t_{op50NC K3} + \Delta t = 0.37 \text{ seg}$$

CurvacaracterísticaIEC – MUY INVERSA $t = M * \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1}$

$$\Rightarrow M_{51ND} = \frac{t_{op51ND K3}}{\frac{13.5}{\left(\frac{I_{CC1\phi K3}}{I_{op51ND}}\right)^1 - 1}} = 1$$

Se escoge un dial de 1 del
Catálogo de ABB relé REF

Figura 3.3. Resumen de resultados de la coordinación de protecciones de la Línea de Subtransmisión y Subestación Mushullacta



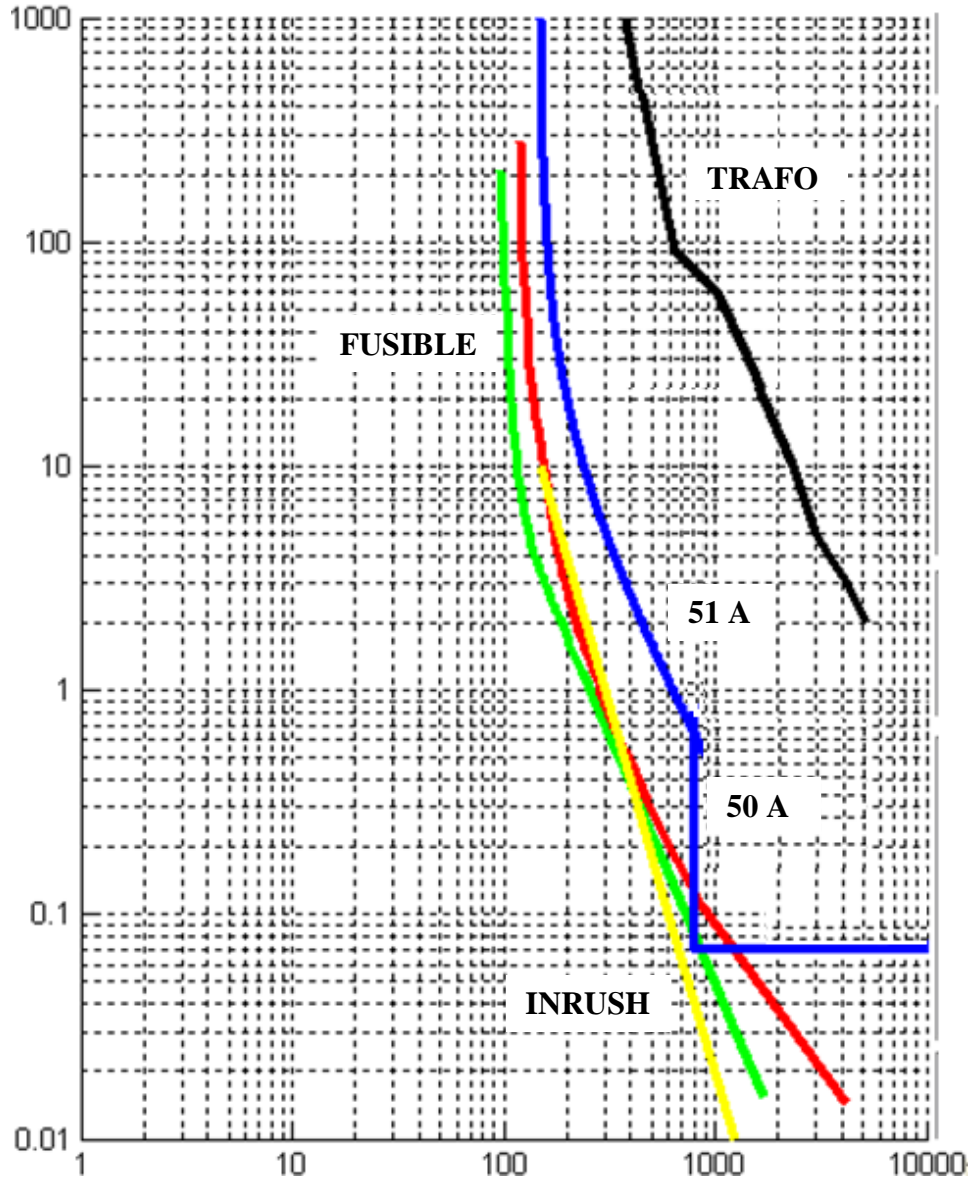
La curva característica IEC – EXTREMADAMENTE INVERSA: es aplicada a los relés de fases 51

La curva característica IEC – MUY INVERSA: es aplicada a los relés de tierra 51N

Se aplica relés de marca ABB y SIEMENS en la Línea de Subtransmisión y Subestación respectivamente

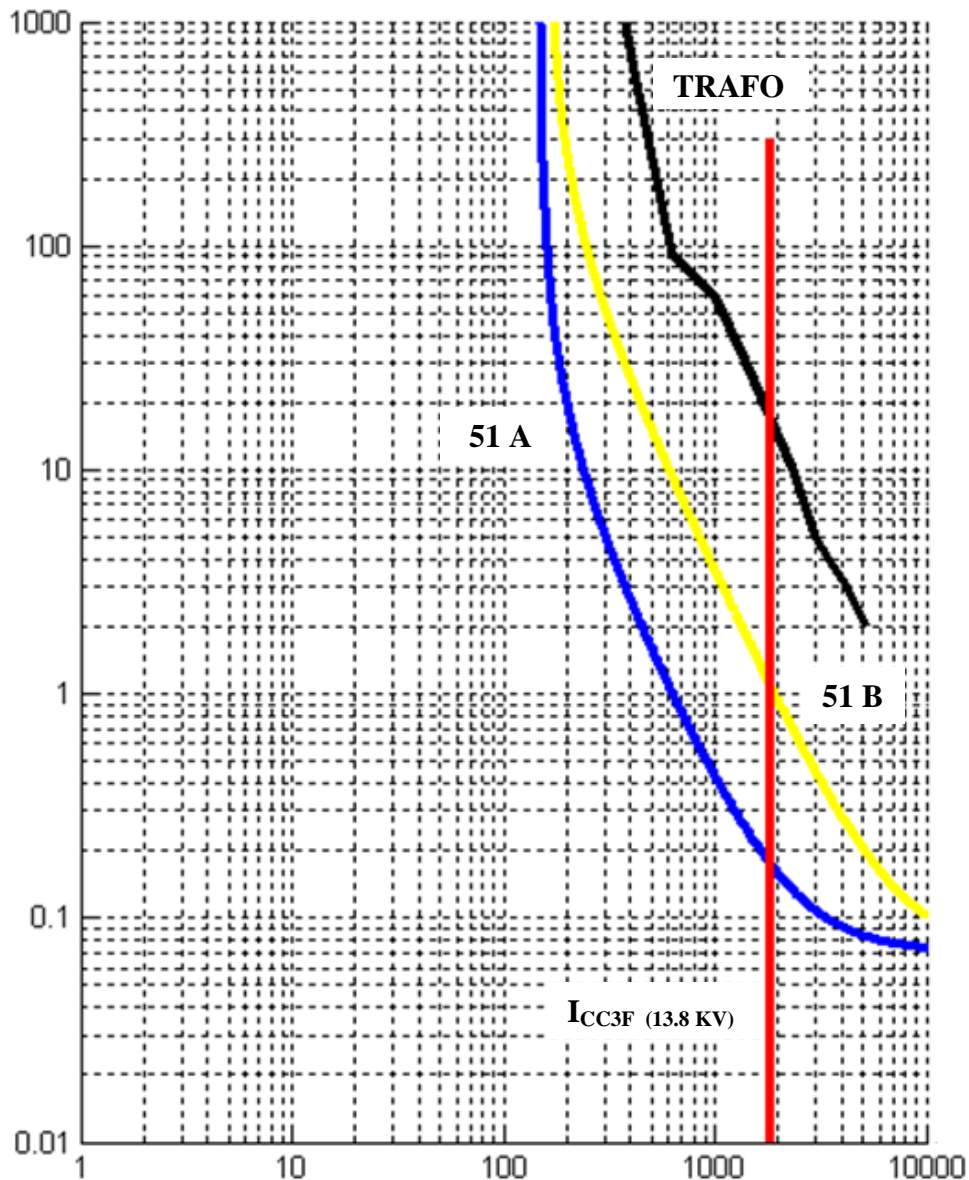
Finalmente la coordinación se la puede representar gráficamente mediante las curvas tiempo-corriente de los equipos.

Fig.3.4. Gráfica de coordinación del alimentador (fases)



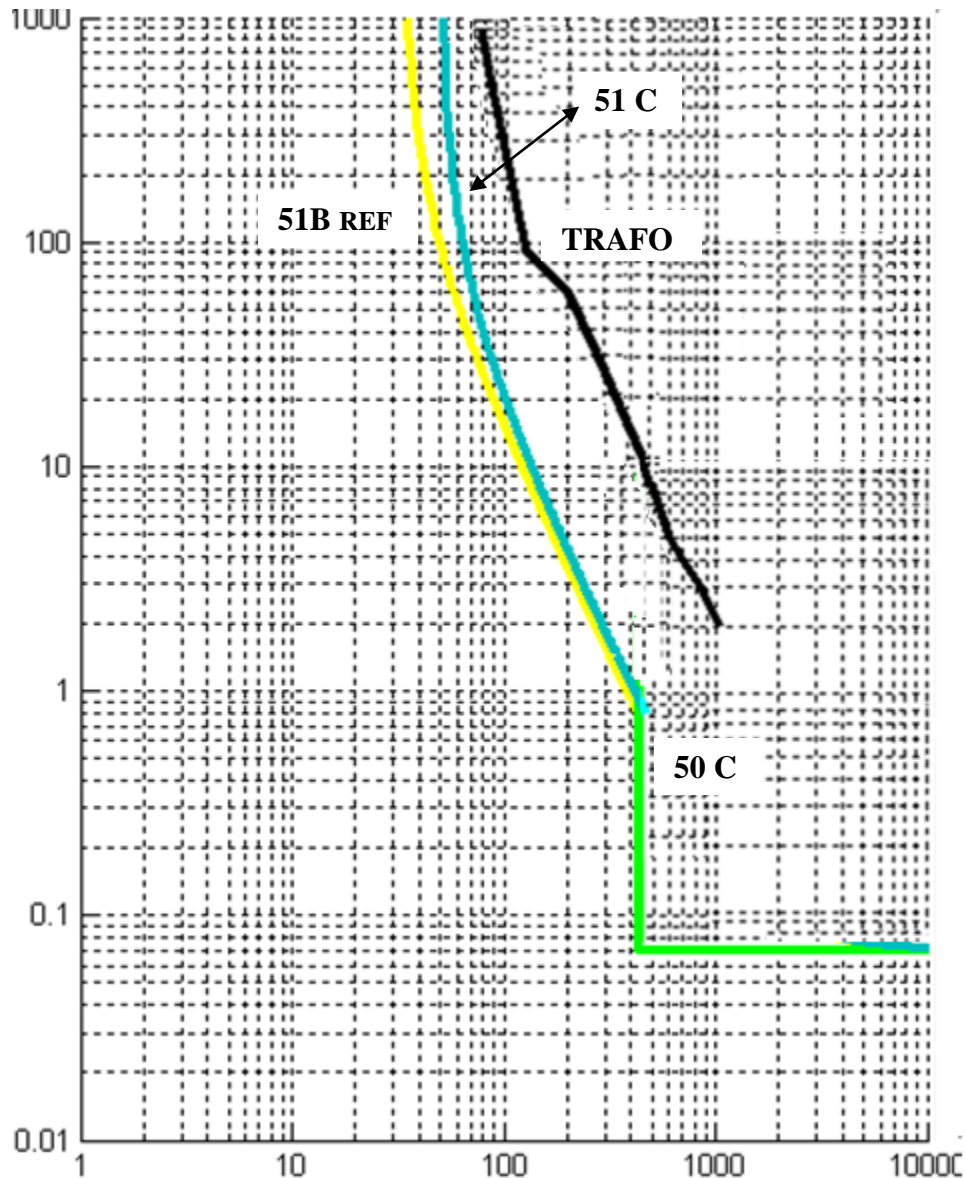
En la fig.3.4, se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor A ante la presencia de una falla trifásica de 0.736 KA a 13.8 KV simulada en K1. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que este relé actúa después del fusible en forma ascendente actuando con un margen de coordinación entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.5. Gráfica de coordinación barra 13.8 kv - alimentador (fases)



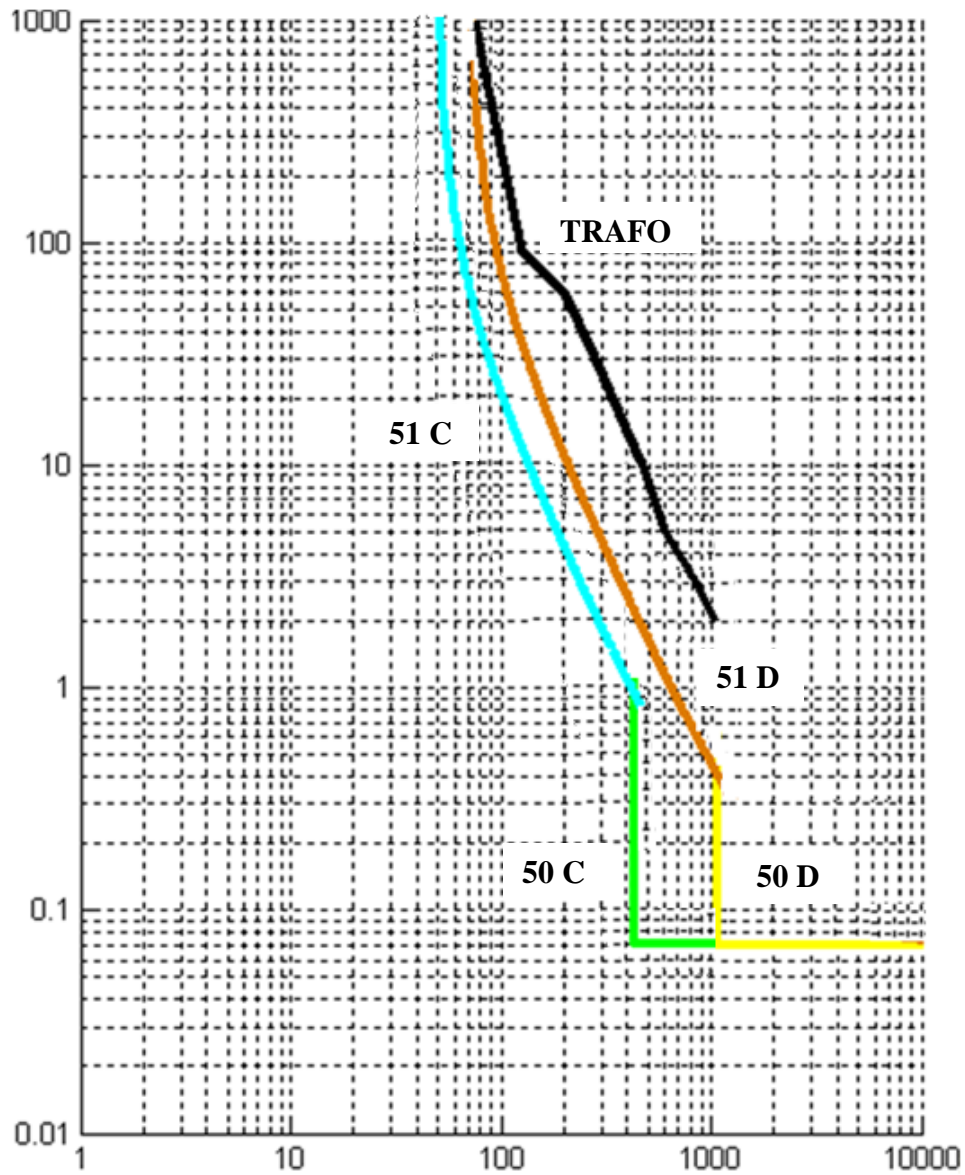
En la fig. 3.5, se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor B ante la presencia de una falla trifásica de 1.84 KA a 13.8 KV simulada en K2. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que este relé actúa después del relé 51A de forma secuencial en forma ascendente actuando con un margen de coordinación entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.6(a). Gráfica de coordinación barra Musullacta 69 kv (fases)



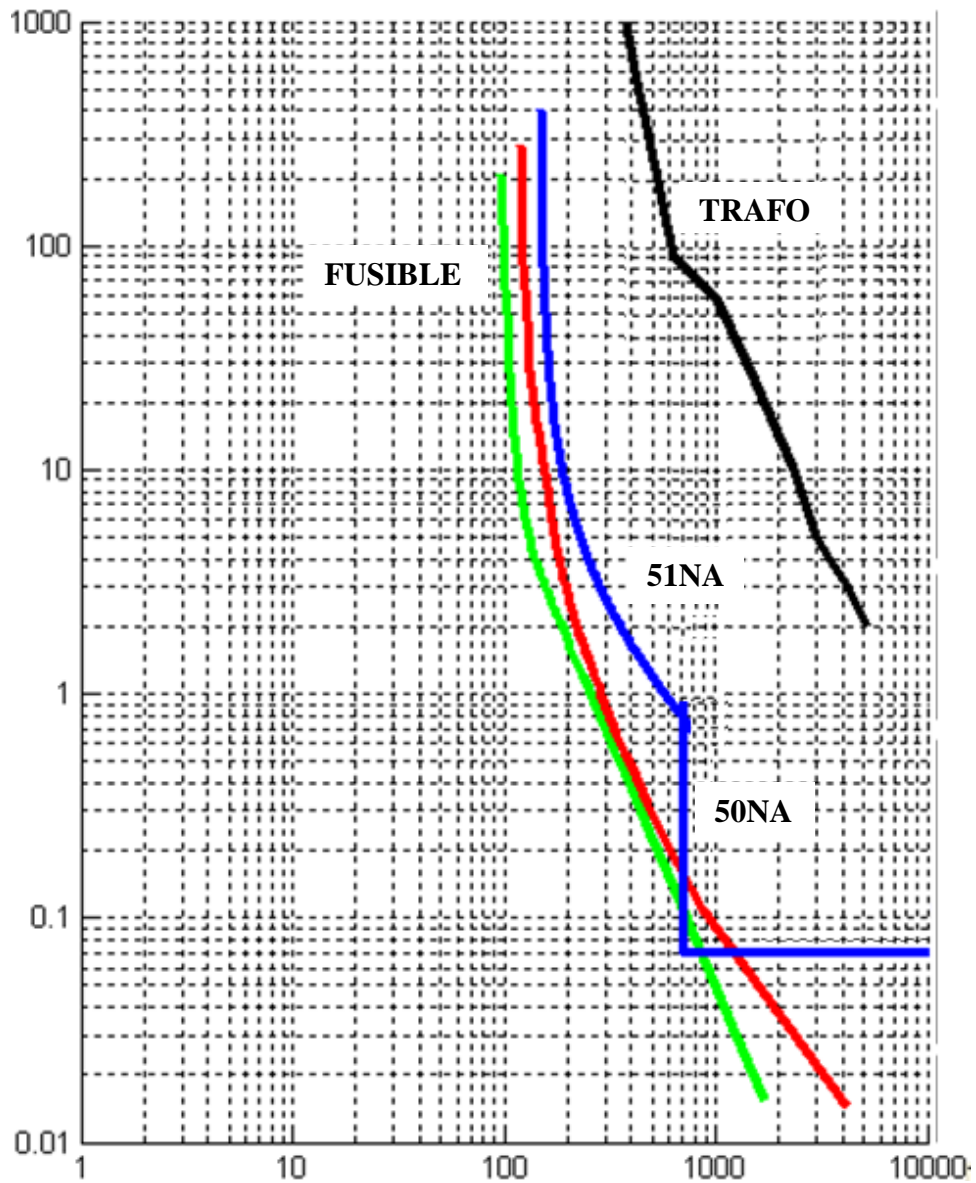
En la fig. 3.6 (a), se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor C mediante la corriente en el borne primario (I_p) del transformador de 41.84 A a 69 Kv. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que este relé actúa después del relé 51B el cual está referido a lado de 69Kv; de forma secuencial en forma ascendente actuando con un margen de coordinación entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.6 (b). Gráfica de coordinación barra 69kv Puyo – barra 69kv Musullacta
(fases)



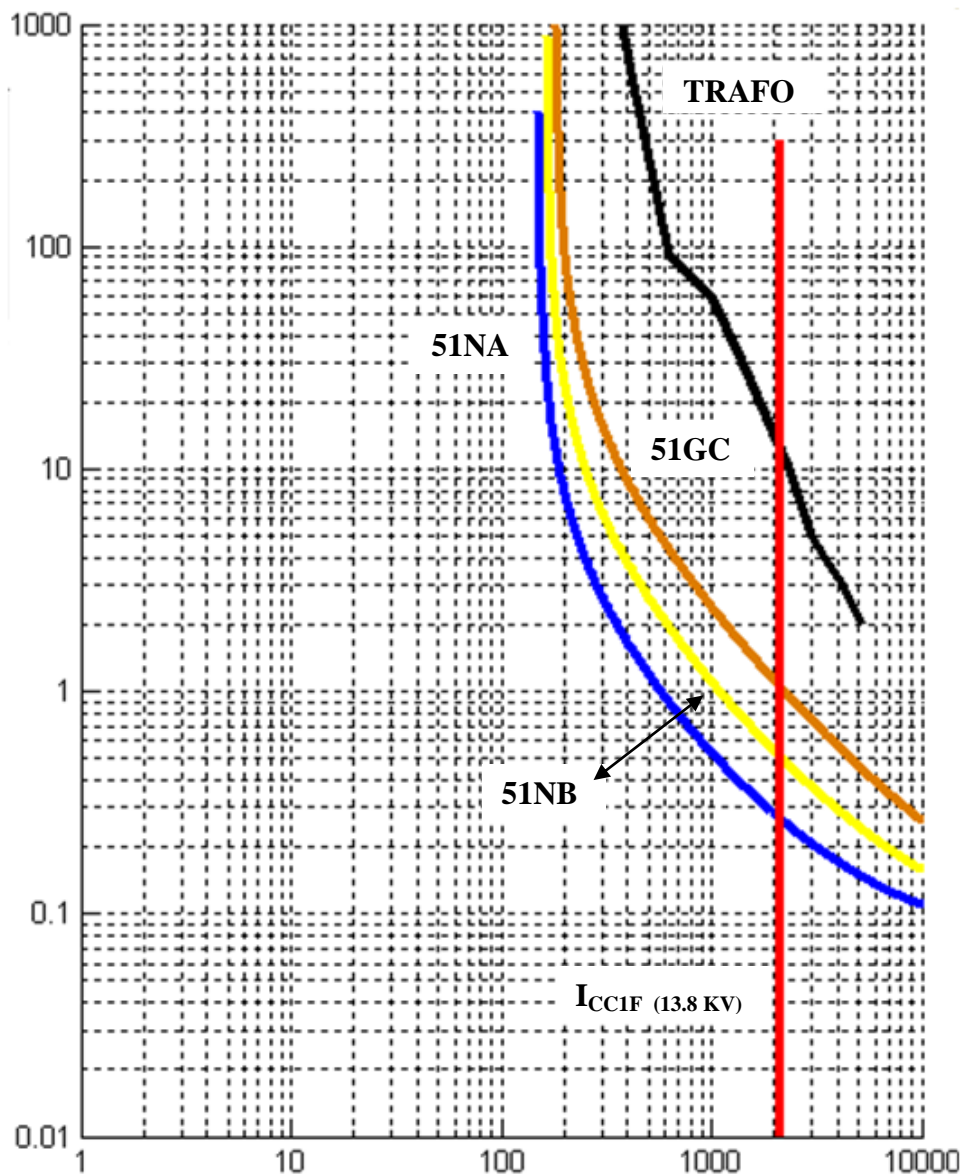
En la fig. 3.6 (b), se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales ABB de modelo REF-54, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor D mediante la corriente de servicio máximo (I_{sm}) de 41.84 A a 69 Kv. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que este relé actúa después del relé 51C de forma secuencial en forma ascendente actuando con un margen de coordinación entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.7. Gráfica de coordinación del alimentador (Tierras)



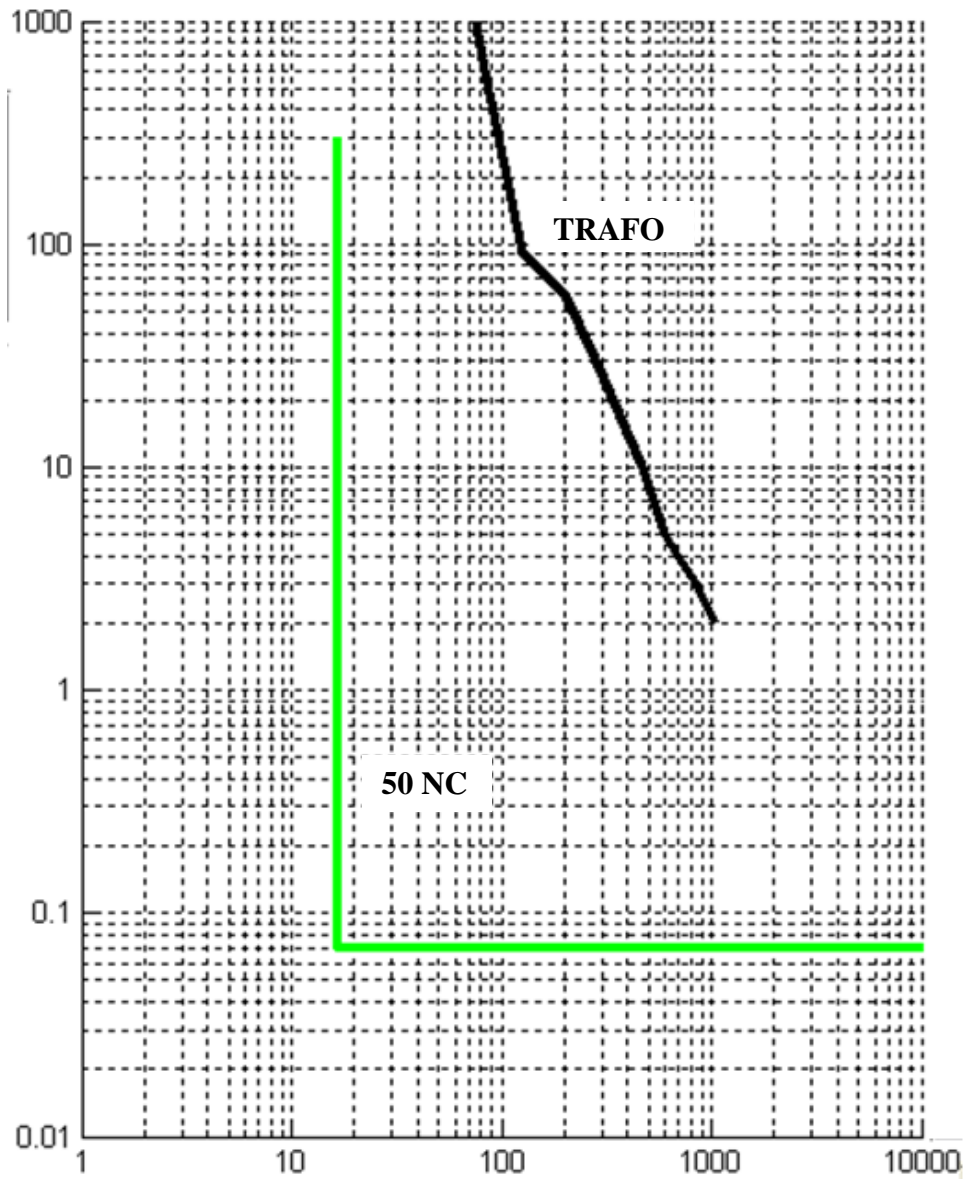
En la fig.3.7, se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor A ante la presencia de una falla monofásica de 0.64 KA a 13.8 KV simulada en K1. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que este relé actúa después del fusible en forma ascendente actuando con un margen de coordinación entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.8. Gráfica de coordinación barra 13.8 kv - alimentador (Tierras)



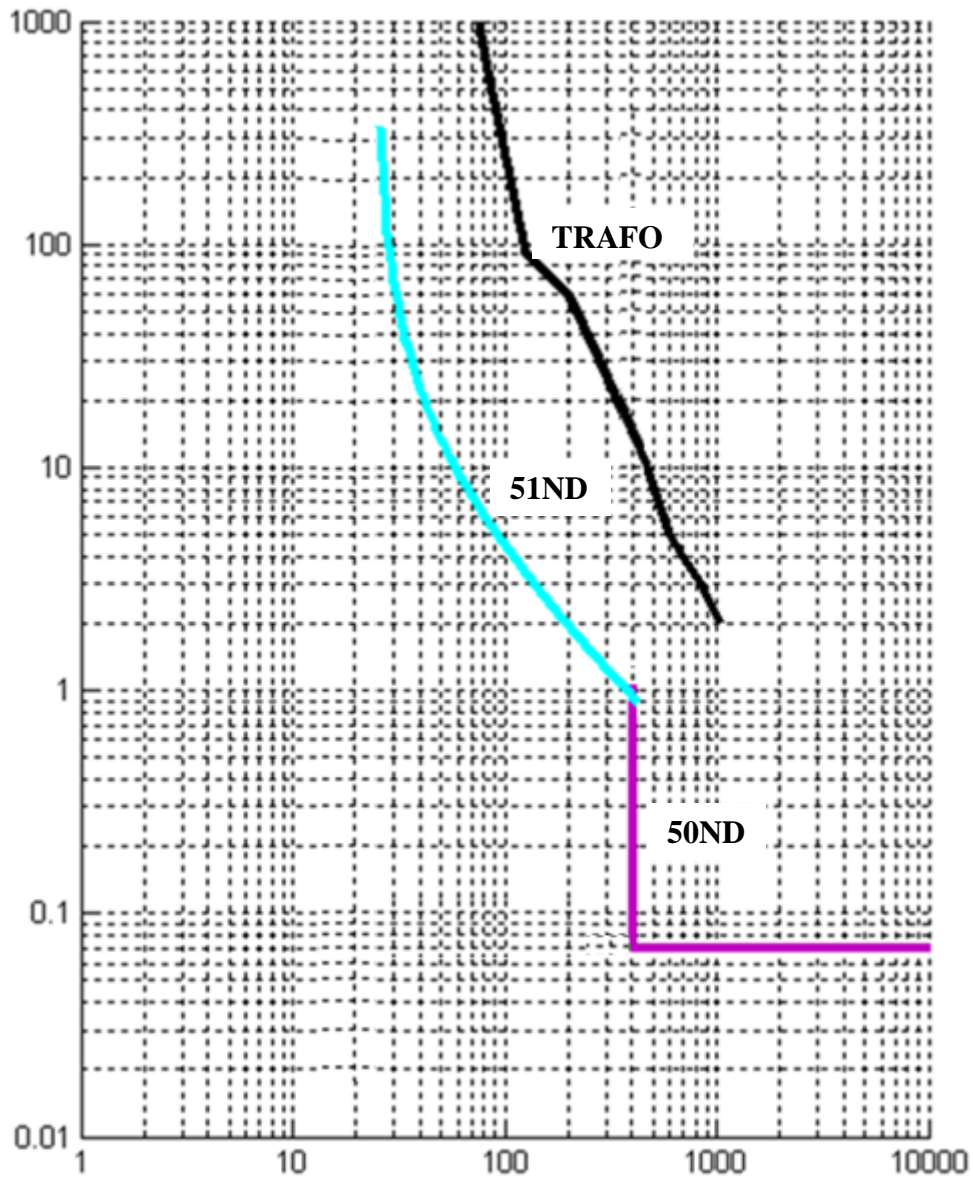
En la fig. 3.8, se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales 51NB y 51GC Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor B y C respectivamente ante la presencia de una falla monofásica de 2.134 KA a 13.8 KV simulada en K2. Se puede observar que existe selectividad en esta zona ya que los relés actúan de forma secuencial en forma ascendente actuando con un margen de coordinacion entre 0.2 a 0.5 segundos, recomendado por la Norma Americana ANSI/IEEE 242-2001.

Fig.3.9 (a). Gráfica de coordinación barra Musullacta 69kv (Tierras)



En la fig. 3.9 (a), se observa que las curvas tiempo- corriente de los réles digitales Siemens de modelo 7SJ6, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor C mediante la corriente en el borne primario (I_p) del transformador de 41.84 A a 69 Kv.

Fig.3.9(b). Gráfica de coordinación barra 69kv Puyo – barra 69kv Musullacta
(Tierras)



En la fig. 3.9 (b), se observa que las curvas tiempo- corriente de los relés digitales ABB de modelo REF-54, actúan dentro de la zona para accionar el interruptor D mediante la corriente monofásica de K3 de 1.004KA a 69 Kv.

3.5. Conclusiones

- Se determinaron los parámetros eléctricos del Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación Mushullacta, resistividad ($70 \Omega\text{m}$), resistencia de la malla de tierra (0.92Ω), voltaje de toque (137.03 V), voltaje de paso (245.42 V) y se realizó los planos respectivos para la construcción de la malla de tierra.
- Los voltajes de toque y paso obtenidos (137.03V y 245.42V), son menores que los máximos permisibles (678.51V y 2221.90V respectivamente), en ambos casos con una holgura mayor al 100% del voltaje de seguridad para alcanzar los voltajes máximo permisibles, por lo cual el sistema se encuentra en un buen estado de seguridad para las personas que se encuentre en el patio de la subestación según la norma IEEE 80-2000.
- Las condiciones del terreno, del medio ambiente o temperatura y principalmente la estacionalidad del año influyen directamente en el valor medido de la resistividad del suelo.
- Al efectuar las mediciones de resistividad se pudo observar que mientras se aumentaba la profundidad de clavado de los electrodos, aumentó la resistividad del terreno, contrario a lo que sucede normalmente es decir que a más profundidad es menor la resistividad.
- El diseño y el cálculo de la resistencia realizado para la malla de la subestación presenta una resistencia de puesta a tierra de 0.91Ω , cumpliendo con la normativa para este tipo de construcciones.
- El dimensionamiento e instalación de contrapesos en las estructuras permitió reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra a pie de torre a valores iguales o inferiores a 15Ω , además que teóricamente garantiza una mejor distribución de las corrientes en el suelo.

- Debido a los altos niveles de pluviosidad, nivel isocerámico (60) y resistividad del suelo (hasta 964 Ωm) que existe en la zona de construcción del proyecto Mushullacta conociendo que tiene un nivel de 300 precipitaciones por año, fue necesario la colocación de grandes longitudes de conductor número 2 AWG de los contrapesos para la Línea de Subtransmisión Puyo-Mushullacta.
- La función de la Malla en la Subestación es cubrir un área que garantice la evacuación de la corriente de corto circuito además de protección y seguridad al personal.
- La utilización de nuevas tecnologías para la protección de sistemas eléctricos de potencia, resulta eficiente, porque en un solo dispositivo tiene incorporado diferentes funciones inclusive con un solo relé se puede proteger toda una subestación.
- El buen funcionamiento de un relé de protección está relacionado con los niveles de cortocircuitos de cada una de las barras y equipos a proteger.
- La ventaja de utilizar relés digitales es que ayuda a corregir todos los factores que influyen en el buen funcionamiento del relé.
- Es muy importante tener un esquema de protección de respaldo que se conecte en paralelo con el principal, con esto se evita la indisponibilidad de la línea o equipo ante una falla o ante la ausencia de actuación de una protección principal.
- Los valores para la calibración del relé se puede ajustar de acuerdo a los requerimientos que se necesiten y se puede cambiar con facilidad en caso de que sea necesario.
- Los ajustes de coordinación de protecciones permiten condiciones transitorias, normales de operación.

- Las curvas de Tiempo-Corriente de los relés digitales utilizados en esta coordinación, se coordinan de tal forma que al simular una falla trifásica o monofásica en las barras del sistema, estos relés vayan actuando selectivamente, dentro de sus zonas de protección, respetando un margen de coordinación entre las curvas de **0.2** a **0.5** segundos, con lo cual se garantiza que el nuevo sistema de protecciones presta la confiabilidad necesaria para una correcta operación del sistema eléctrico como sugiere la Norma Americana ANSI/IEEE Std 242-2001.

- Debido al inminente crecimiento de la demanda de energía eléctrica los sistemas de potencia se hacen cada vez más robustos, dando lugar a condiciones de operación inseguras y a la presencia de diferentes problemas en el sistema; uno de ellos son las grandes corrientes de cortocircuito que se presentan al ocurrir una falla de cualquier tipo en el sistema.

3.6. Recomendaciones

- Se sugiere realizar cursos de capacitación en sistemas de puestas a tierra ya que es necesario conocer las diversas técnicas de medición de resistividad o de resistencia y también para manejar los nuevos instrumentos de medida que están en el mercado para la correcta utilización de los mismos.

- Para las mediciones de resistividad es recomendable utilizar el método de Wenner, debido a que sus resultados son confiables siempre y cuando los electrodos auxiliares estén enterrados a una profundidad aceptable entre 30 y 50 cm.

- Para el mejoramiento de la Resistencia de Puesta a Tierra de la Línea de Subtransmision del Proyecto Mushullacta, la inclusión de conductor de contrapeso es la de mejor resultado, cumpliendo así, con los parametros de resistencia establecidos para líneas de subtransmision de 10 a 15 Ω .

- Se recomienda conectar la valla del cerramiento de la subestación a la malla de tierra. Los conductores perimetrales de la malla estaran a no mas de 1.5m fuera del borde de esta valla, en caso que la misma sea el limite externo de las obras.

- Es necesario que se respeten las zonas por donde se extienden los conductores de contrapesos (frangas de servidumbre), ya que si los conductores fueran dañados por un agente externo, existe el riesgo de que tomen contacto con una persona y la puesta a tierra no actuaría o si actúa, la misma funcionaria después que se produzca efecto eléctrico en la persona. Para evitar este problema se debe colocar cemento conductor como anclajes en los contrapesos, evitando que se salga hacia la superficie.

- Una vez realizada la instalación de la puesta a tierra se deberá medir la resistencia en diferentes puntos de la malla y contrastar con los resultados obtenidos en el estudio del sistema de puesta a tierra.
- Es necesario realizar periódicamente el mantenimiento del nuevo Sistema de Protecciones, para verificar que se encuentra operando normalmente dentro de lo programado.
- Si a futuro se quiere incrementar más cargas o rediseñar el sistema eléctrico de distribución, se deberá realizar nuevamente los estudios planteados para el efecto, pues el presente proyecto quedaría caduco.
- Se recomienda realizar la instalación y calibración de los nuevos dispositivos de protección, con el personal calificado para realizar estos trabajos, con el fin de evitar contratiempos ocasionados por malas conexiones.
- Finalmente, se recomienda a los catedráticos y autoridades de la carrera de Ingeniería Eléctrica, realizar gestiones necesarias para actualizar y equipar laboratorios de protecciones eléctricas con modernos dispositivos de protección, así como de la adquisición de paquetes computacionales especializados en el diseño y desarrollo de sistemas eléctricos simples o complejos. Esto permitirá formar profesionales con conocimientos acorde a los requerimientos del mundo laboral moderno.

3.7.Bibliografía

Bibliografía Citada

- GONZALEZ Francisco, (2007) II Seminario en Seguridad y Riesgos Eléctricos en la Industria.
- AYORA G. Paúl (1995) Apuntes de Alto Voltaje, Escuela Politécnica Nacional (E.P.N).
- FIERRO C. Carlos, (2009) Apuntes Recomendaciones Para el Cálculo Preliminar de Redes de Tierra en Subestaciones Eléctricas.
- ARGAÑARAZ H. JOSÉ (2003) Medidas Eléctricas–Resistencia de Puesta a Tierra
- WERNER G. Doenner Proyecto de Especificación de Cálculo para el Diseño de Redes de tierra en Subestaciones.
- WILBERT René. Diseño y Ejecución de una Puesta a Tierra de Baja Resistencia
- ANSI/IEEE Std 242-1986 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems
- Sistema Interconectado Nacional, Criterios de ajuste y coordinación de protecciones SEIN (2005)
- VELASCO L. Antonio. (2008) Estudio de Flujos de Potencia y Coordinación De Protecciones

- CÓRDOVA L.; FARINANGO W. (2008) Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones
- TORRES B. ORLIS; (2010) Conferencia Protecciones De Las Subestaciones Eléctricas
- http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones_Electricas_Ing_Ejec_Electricidad_para_Tecnicos/3PROTECCIONESCAPITULO1.pdf

Bibliografía Consultada

- W.D. Stevenson, "Elements of Power System Analysis," Mc. Graw Hill Ed., 1982.
- Érico do Brasil Comercio e Industria LTDA, Guía para el diseño de puestas a tierra, 1980, 3ra edición
- Guide for Safety in Alternating - Current substation grounding (IEEE Std. 80)
- ORTUONDO F., NAVARRO G. “Método para el mejoramiento de puestas a tierra en terrenos de alta resistividad”, Santiago de Chile.
- http://grupos.emagister.com/documento/manual_de_diseno_puesta_a_tierra/22457-538217
- http://www.google.com.ec/url?sa=t&source=web&cd=2&ved=0CBgQFjAB&url=http%3A%2F%2Fhidroelectricadelsur.com%2Fuploads%2FMemo%2Fria_T.._1_.doc&ei=WmVITJSIEIT68AaujM3cDg&usg=AFQjCNHsMY8W8IdhOrjh0op9zY3I6gsnmw
- <http://www.gamma.com.co/pdf/boletines/tecnicos/boletin15.pdf>

- <http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/961237-42.pdf>
- <http://www.ingelec.uns.edu.ar/lmei2773/docs/LME1-NC12-Medidas-Medicion%20de%20Resistencia%20de%20PAT.PDF>
- <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=163>
- <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1198/4/T%2011063%20CAPITULO%205%20.pdf>

3.8. Lista de anexos

ANEXO 1.1. Sistemas de Pequeñas Puestas a Tierra.

ANEXO 1.2. Sistemas de Grandes Puestas a Tierra.

ANEXO 2.1. Análisis de la Resistividad para la Puestas a Tierra en la Zona Oriental.

ANEXO 2.2 (A) Datos para la Coordinación de Protecciones.

ANEXO 2.2 (B) Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones.

ANEXO 2.2(C) Gráficas de Coordinación.

ANEXO 2.3 Encuesta.

ANEXO 3.1 Cálculo de los Niveles de Cortocircuito.

ANEXO 3.2 Curvas Características del Tiempo de Disparo Según IEC.

ANEXO 3.3 Cálculo de los TC's.

PD: los anexos faltantes se encuentran en el archivo magnético adjunto.