UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



CÁLCULO DE LA AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 138/69kV

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

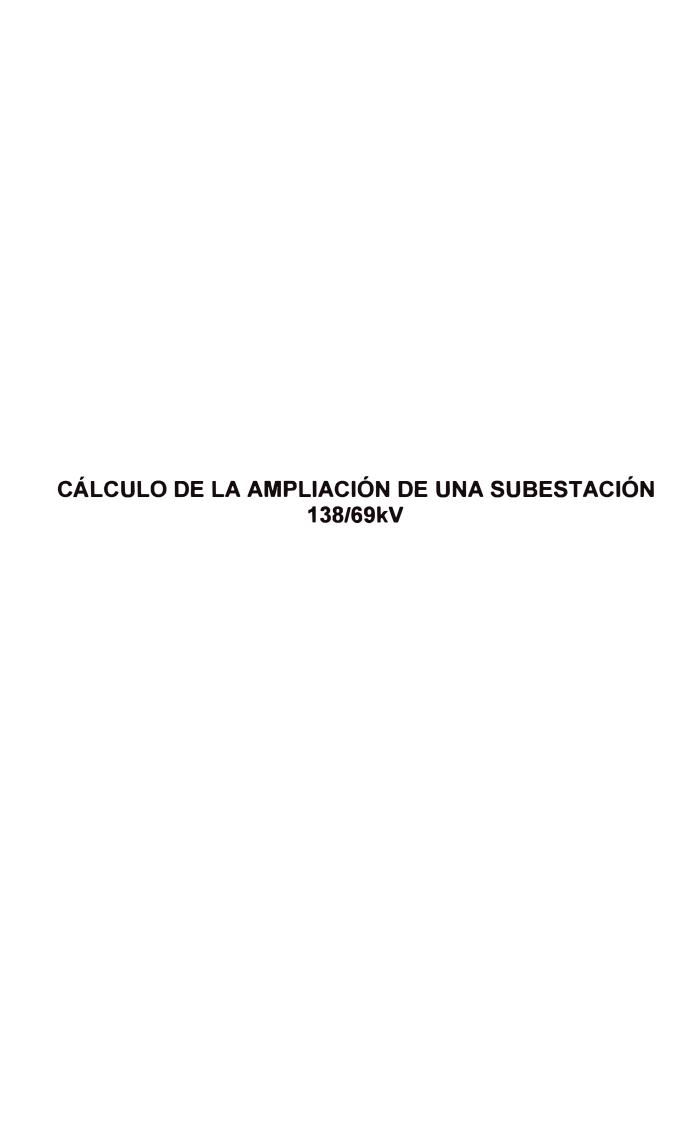
PRESENTADO POR:

JUAN CARLOS MACHACUAY NAVARRO

PROMOCIÓN 2006- I

LIMA - PERÚ

2011



SUMARIO

En el siguiente informe se presentan los puntos necesarios para el diseño de una ampliación de una subestación eléctrica cuya aplicación será alimentar a los equipos de producción de una mina, se presentan también los criterios de diseño necesarios para definir los equipos de patio y su ubicación dentro del área asignada.

Como parte del criterio de diseño se presenta una breve descripción de la subestación existente, la descripción de los trabajos a realizar para ampliar la capacidad de transformación de la subestación, así como mejorar los equipos de maniobra de potencia y protección.

Se presentan también los cálculos justificativos, los cuales se basan en normas nacionales e internacionales que sirven para el diseño y metodología a emplearse para el desarrollo de la ingeniería de detalle de la ampliación de la subestación.

ÍNDICE

PRÓLO	ogo	1
CAPÍT	ULO I	
OBJET	TIVOS Y ALCANCES	
1.1	Objetivo	2
1.2	Alcances	2
1.3	Situación inicial	2
CAPÍT	ULO II	
CRITE	RIOS GENERALES AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN	
2.1	Estado de la subestación	3
2.2	Descripción de equipos existentes	3
2.2.1	Patio de llaves nivel 138 kV	3
2.2.2	Patio de llaves nivel 69 kV	3
2.3	Debilidades en el suministro de energía de la subestación existente	3
2.3.1	Antecedentes	3
2.3.2	Equipamiento actual y proyectado	3
2.3.3	Demanda actual y proyectada	4
2.4	Alcances de la ampliación de la subestación	5
2.4.1	En el patio de llaves	5
2.4.2	En la línea de transmisión	6
CAPÍT	ULO III	
FUND	AMENTOS TEÓRICOS	
3.1	Coordinación de aislamiento	8
3.2	Distancias de seguridad	11
3.2.1	Definiciones	11
3.2.2	Dimensionamiento de distancia mínimas en aire	11
3.2.3	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones	12
3.2.4	En el tramo de la línea de derivación 138 kV	17
3.3	Apantallamiento	17
3.3.1	Definiciones	17
3.4	Conductores, barras, aisladores y conectores	18

3.4.1	Definiciones	18
3.4.2	Tipo de conductores	19
3.4.3	Corriente asignada	19
3.4.4	Procedimiento para el cálculo de esfuerzos electromecánicos en barrajes	20
CAPÍTI	JLO IV	
CRITER	RIO DE DISEÑO ELÉCTRICO Y MECÁNICO	
4.1	Ubicación	21
4.2	Parámetros ambientales	21
4.3	Códigos y normas	22
4.4	Niveles de tensión	22
4.5	Nivel de aislamiento	22
4.6	Distancias de seguridad	23
4.7	Niveles de cortocircuito	23
4.8	Distancia de fuga en aisladores	23
4.9	Equipo de maniobras en alta tensión	23
4.9.1	Consideraciones generales	23
4.9.2	Características generales del equipo	24
4.10	Sistema de protección y medición	25
4.10.1	Sistema de protección	25
4.10.2	Sistema de medición	26
4.11	Protección contra descargas atmosféricas	26
4.12	Red de tierra profunda y superficial	26
4.12.1	Diseño de la malla de tierra profunda	27
4.13	Característica de las barras flexibles	37
CAPÍT	ULO V	
CÁLCI	JLOS JUSTIFICATIVOS	
5.1	Coordinación de aislamiento	38
5.1.1	Cálculo	38
5.1.2	Selección de pararrayos	38
5.1.3	Tensión nominal del pararrayos	39
5.2	Distancia de seguridad	41
5.2.1	Cálculo	41
5.2.2	Resultado	41
5.3	Apantallamiento	41
5.3.1	Descripción del modelo EMG	41
5.3.2	Cálculo	43

		٠		٠
١	,	ı	ı	ı

5.3.3	Resultado	44
5.4	Cálculo de la capacidad de corriente del conductor	44
5.4.1	Selección de conductor de barras	44
5.4.2	Cálculo de presencia de efecto corona en los conductores	44
5.5	Cálculo de la malla a tierra	46
5.5.1	Resistividad del terreno	46
5.5.2	Determinación de la sección mínima de cable de la malla	46
5.5.3	Determinación de la corriente permisible por el cuerpo humano	46
5.5.4	Determinación de la tensión de toque límite	47
5.5.5	Determinación de la tensión de paso límite	48
5.5.6	Corrección de la tensiones de paso y de toque límites	49
5.6	Cálculo de barras flexibles	50
5.6.1	Efecto mecánico del conductor	50
5.6.2	Efecto transversal debido al viento	54
5.6.3	Efecto dinámico debido a la corriente de cortocircuito	54
5.6.4	Efecto dinámico debido al sismo	55
5.7	Dimensionamiento transformador de potencia	58
CONC	LUSIONES	
ANEX	os	
ANEX	O A Coordinación de aislamiento	
ANEX	O B Distancias de seguridad	
ANITY	O C An and all and and a	

Apantallamiento ANEXO C

ANEXO D Capacidad de Corriente

ANEXO E Malla a Tierra

ANEXO F Cálculo Mecánico

ANEXO G Planos

BIBLIOGRAFÍA

PRÓLOGO

El propósito de este estudio es mostrar una metodología de diseño y cálculo de una subestación eléctrica como ampliación, debido a la necesidad de tener una secuencia de pasos que permita optimizar el tiempo y nos permita estar preparado para tales circunstancias.

El siguiente estudio se presenta como un proyecto ya que cuenta con las siguientes partes principales, como son: memoria descriptiva, especificaciones técnicas del equipamiento de la subestación, cálculos justificativos, costos y mediciones del proyecto. Para tal diseño se tomará como base las normas nacionales tales como el Código Nacional de Suministro, Código Nacional de Utilización y otras internacionales para la especificación técnica de los equipos como son las normas IEC, las cuales son ampliamente utilizadas en el sector eléctrico especialmente en subestaciones de éste tipo.

CAPÍTULO I OBJETIVOS Y ALCANCES

1.1 Objetivo

Desarrollar de la ingeniería de detalle correspondiente a la ampliación de la subestación de 138kV se tiene por objetivo una serie de etapas que involucran varias ingenierías en este documento se hará referencia a la ingeniería eléctrica y electromecánica.

1.2 Alcances

En el presente informe se detallan como alcance los criterios de diseño eléctrico y mecánico para la incorporación de una ampliación de una subestación existente y los cálculos justificativos de esta ampliación solamente alrededor del patio de llaves ampliado, observar Anexo G Plano DIAG-13.

1.3 Situacióninicial

SOUTHERN COPPER tiene proyectado elevar su producción de 60000 toneladas de material mineralizado a 100000 toneladas diarias, así mismo, instalar nuevas palas y perforadoras eléctricas, que sumadas a las existentes, garanticen el nivel de producción mencionado.

Para ello, se requiere ampliar la capacidad de transformación de la Subestación Mina Toquepala, así como también, mejorar los equipos de maniobra de potencia y protección.

CAPÍTULO II CRITERIOS GENERALES AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN

2.1 Estado de la subestación

El sistema eléctrico en estudio actualmente es alimentado en configuración "T" de la línea de transmisión en 138 kV Botiflaca – Mill Site.

El transformador de potencia actualmente instalado es de relación de transformación (138±2x2.5%/69kV), 14/17.5 MVA (ONAN/ONAF), grupo de conexión Dyn1 y regulación de tensión en vació.

Este transformador estaba protegido en ambos extremos por Circuit Switcher de 69 kV y 138 kV.

2.2 Descripción de equipos existentes

2.2.1 Patio de llaves nivel 138 kV

- Un módulo de línea en simple barra
- Un módulo de transformación de 138/69 kV, 14/17.5 MVA
- Pórticos metálicos

2.2.2 Patio de llaves nivel de 69 kV

- Un módulo de salida de línea en simple barra
- Tableros de control, protección y medición
- Pórticos metálicos

2.3 Debilidades en el suministro de energía de la subestación existente

2.3.1 Antecedentes

El proyecto "Expansión Toquepala a 100 kTPD" en el área Mina, considera un incremento del equipamiento minero al interior del pit, consistente en tres palas y tres perforadoras eléctricas. Estos nuevos consumos, y adicionando al hecho que el desarrollo del pit incrementará su tamaño, modificando el sistema de distribución del loop mina existente a un nuevo loop mina reubicado de mayor longitud.

2.3.2 Equipamiento actual y proyectado

Cada equipamiento incorporado necesita de una subestación portátil que baje la tensión, el equipamiento actual en mina de acuerdo al documento "Equipo minero con requerimiento eléctrico" para los trabajos de perforación y recojo de mineral es el que figura en el cuadro siguiente:

Se debe tener en cuenta que todo este equipamiento va llegar en secuencia desde el periodo 2010-2012.

Tabla Nº 2.1: Equipamiento minero actual y proyectado

Situación Actual	Situación Proyectada				
(año 2009)	(años 2010 – 2012)				
3 Palas de 56 Yd ³	3 Palas de 56 Yd ³				
1 Pala de 60 Yd ³	1 Pala de 60 Yd ³				
6 Perforadoras	3 Palas de 73 Yd ³				
	9 perforaciones				

2.3.3 Demanda actual y proyectada

Dado que los consumos mineros, en particular las palas, presentan diferentes estados de carga, dependiendo de qué función están realizando; como ser oruga en movimiento y sistema de carguío detenido, o pala estacionada y sistema de carguío operando, etc. Incluso para un ciclo de trabajo en el entorno 20-25 s poseen una gran fluctuación y ripley dado que el llenado de la pala es variable, presentado valores en ciertos instantes regenerativos de potencia. El establecer por proyecto la demanda media y máxima del conjunto de equipos corresponderá a realizar una estimación basada en las mejores prácticas disponibles y en la experiencia.

Adicionalmente; se determinarán los valores de demanda mínima y peak, para posibilitar una mejor caracterización de la carga, de modo de diseñar con las condiciones más realistas.

Se infiere el valor medido de demanda máxima en el loop mina a partir del ciclo de funcionamiento comprendido entre las 00:00 y las 06:00 del día 02 de Junio del 2009.

Se considera un factor de diversidad 1 entre los distintos equipos.

Se considera un factor de diversidad peak 1.38 entre los distintos equipos.

Se considera un factor de disponibilidad del equipo 0.83 entre los distintos equipos, para el cálculo de demanda media.

Se considera un factor de disponibilidad del sistema 0.90.

Para el cálculo de demanda máxima se considera la pala de 60 Yd3 en peak de demanda.

Para el cálculo de demanda mínima se considera dos palas de 56 Yd3 en peak regenerativo.

En el caso muy poco probable de presentarse un peak simultáneo de todas las palas, el sistema se encuentra el límite pudiendo afectar el desempeño instantáneo de la pala más retirada de la subestación principal, lo cual significa que en términos prácticos que al trabajo al interior de la mina de la mina no se ve afectado antes de este evento.

Tabla Nº 2.2: Calculo de demanda de situación actual

	Equipamiento mina		Escenarios							
Item			Demanda media		Demanda maxima		Demanda mínima		Demanda peak	
	Tipo	modelo	kW	pf	kW	pf	kW	pf	kW	pf
1	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	-1968	0.9	3280	0.9
2	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	-1968	0.9	3280	0.9
3	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	820	0.9	3280	0.9
4	shovel	60 Yard3	879	0.9	3514	0.9	879	0.9	3514	0.9
5	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
6	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
7	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
8	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
9	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
10	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
Calculado	Sub Total		6297	I	10660		721		17944	
	Disponibilda	d equipo	0.83				0.83			
Factores	Disponibildad sistema		0.9		0.9		1		0.9	
caracteristicos	Factor diver	sidad							1.38	
Calculado	Total		4704		9594		598		11703	
Medidos	Total		4750	0.78	9625	0.78	550	0.78	13000	0.78

Tabla Nº 2.3: Calculo de demanda de situación proyectada

hem	Equipamiento mina		Escenarios							
			Demanda media		Demanda maxima		Demanda mínima		Demanda peak	
	Tipo	modelo	kW	pf	kW	pf	kW	pf	kW	pf
1	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	-1968	0.9	3280	0.9
2	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	-1968	0.9	3280	0.9
3	shovel	56 Yard3	820	0.9	1148	0.9	820	0.9	3280	0.9
4	shovel	60 Yard3	879	0.9	3514	0.9	879	0.9	3514	0.9
5	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
6	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
7	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
8	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
9	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
10	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
11	shovel	73Yard3	926	0.9	1112	0.9	0	0.9	3706	0.9
12	shovel	73Yard3	926	0.9	1112	0.9	0	0.9	3706	0.9
13	shovel	73Yard3	926	0.9	1112	0.9	0	0.9	3706	0.9
14	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
15	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
16	drill	49HR	493	0.69	617	0.69	493	0.69	765	0.72
Calculado	Sub Total		10554		15847		2200		31357	
Factores	Disponibilda	d equipo	0.83				0.83			
caracteristic	Disponibilda	d sistema	0.9		0.9				0.9	
os	Factor diver	sidad			1				1.38	
Calculado	Total	_ 1	7884	1	14262.3		1826	(20450	

2.4 Alcances de la ampliación de la subestación

Como consecuencia del aumento de la demanda detallada líneas arriba se requiere ampliar la capacidad de transformación de la Subestación Mina Toquepala, así como también, mejorar los equipos de maniobra de potencia y protección, para la solución de este problema se deben realizar los siguientes trabajos:

2.4.1 En el patio de Llaves

La subestación Mina Toquepala será de una configuración de simple barra y estará equipada con:

- Dos celdas de línea de llegada 138 kV (Botiflaca, Mill Site) proveniente de la derivación del patio de llaves, Subestación Mina Toquepala (línea de transmisión Toquepala-Cuajone).
- Dos celdas de transformación, con un transformador de potencia 138/69 kV 14-17.5
 MVA (existente); un transformador de potencia a ser instalado de 138/69 kV, 37.5-50
 MVA siendo este mismo el que energizara los equipos de la mina, quedando el transformador existente en condición de alternativo ante cualquier o mantenimiento.
- Dos celdas de salida en 69 kV, hacia (PB69-1 que se construirá en una primera etapa y PB69-2 que por motivos presupuestarios se construirá en una segunda etapa el próximo año)
- Instalación de un tablero de control, protección y medición para la bahía de llegada en 138 kV – Botiflaca.
- Instalación de un tablero de control, protección y medición para la bahía de llegada en 138 kV – Mill Site.
- Instalación de tablero de control, protección y medición de la bahía de transformador de potencia 138/69 kV 37.5-50 MVA.
- Instalación de un tablero de control, protección y medición para las bahías de salida (PB69-1 y PB69-2).
- Instalación de tablero de protección diferencial de barras 138 kV.
- Instalación de tablero de protección diferencial de barras 69 kV

2.4.2 En la línea de transmisión

- Suministro y montaje de 2 torres metálicas de simple terna, tipo terminal, denominados E01; y E03. Incluye obras civiles.
- Suministro y montaje de 1 torre metálica de simple terna, tipo suspensión, denominado E02. Incluye obras civiles.
- Suministro y montaje de 1600 m de conductor Aluminio 300mm2. Incluye la conexión a la línea existente Mill Site – Botiflaca y al pórtico de llegada de la Subestación Mina Toquepala.
- Suministro y montaje de 500 m de cable de guarda de 50 mm2. Incluye el empalme al cable de guarda de la actual línea Mill Site-Botiflaca.
- Reubicación de la actual estructura de madera ubicado al interior del patio de llaves de la Subestación Mina Toquepala, hacia el exterior del cerco perimétrico. Esta

estructura decepciona la línea proveniente del patio de seccionadores. Está línea será utilizado como retorno desde la Subestación Mina Toquepala.

La línea de transmisión 138 kV proyectada comprende dos tramos:

- Primer tramo: Ingreso a pórtico de la Subestación Mina Toquepala.
 Comprende la derivación de la actual línea Mill Site, mediante la construcción de la estructura E01 adyacente a la estructura de madera de la línea 138 kV existente.
 Esta derivación termina en el pórtico de la Subestación Mina Toquepala a través de las estructuras E02 y E03, tal como se indica en los planos del proyecto.
 La longitud de este tramo es de 0.46 km.
- Segundo tramo: Salida de pórtico Subestación Mina Toquepala.
 Está constituido por la actual línea de derivación del patio de llaves de seccionadores hasta la Subestación Mina Toquepala. Esta línea se encuentra en servicio.
 La longitud del tramo de retorno es de 0.44 km.

CAPÍTULO III FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Coordinación de aislamiento

a) Aislamiento Externo

Son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos.

b) Aislamiento Interno

Son las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidos de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

c) Aislamiento Auto-regenerativo

El aislamiento que recobra completamente sus propiedades de aislamiento después de una descarga disruptiva.

d) Aislamiento no Auto-regenerativo

El aislamiento que pierde sus propiedades de aislamiento, o no la recobra completamente, después de una descarga disruptiva.

e) Clasificación de tensiones y sobretensiones

De acuerdo con su forma y duración, las tensiones y sobretensiones se dividen en las siguientes clases:

Tensión continua (a frecuencia industrial)

Tensión a frecuencia industrial, que se considera que tiene un valor r.m.s constante, continuamente aplicado a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento.

Sobretensión temporal

Sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.

Sobretensión transitoria

Sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguada. Las sobretensiones transitorias son divididas en:

• Sobretensión de frente lento

Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional con tiempo de pico 20 μ s<Tp<5000 μ s, y duración de cola $T_2 \le 20 \mu$ s, las sobretensiones representativas de frente lento

corresponderá al nivel de protección de apartarrayos para impulso de maniobra (ya que será la tensión que vea el equipo protegido).

Sobretensión de frente rápido

Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico 0.1 μ s < $T_1 \le 20$ μ s, y duración de cola $T_2 \le 300 \ \mu$ s.

Sobretensión de frente muy rápido

Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $T_F \le 0.1~\mu s$, duración total < 3 μs , y con oscilaciones superimpuestas a frecuencia 30 kHz < f <100 MHz.

Sobretensión combinada(temporal, frente lento, frente rápido, frente muy rápido)
 Consistente de dos componentes de tensión aplicada simultáneamente entre cada par de terminales de fase de un aislamiento fase-fase (o longitudinal) y tierra. Esta sobretensión está clasificada por el componente con el valor pico más alto.

f) Configuración de aislamiento

La configuración geométrica completa consistente del aislamiento y de todos los terminales. Esto incluye todos los elementos (aislados y conductores) los cuales tienen influencia en su comportamiento dieléctrico. Se identifican las siguientes configuraciones de aislamiento:

Trifásicos

Consiste en tres terminales de fase, un terminal de neutro y un terminal de tierra.

• Fase-tierra

Es una configuración de aislamiento trifásico en la cual dos terminales de fase no se tienen en cuenta y, excepto en casos particulares, el terminal neutro es aterrizado.

Fase-fase

Es una configuración de aislamiento trifásica donde un terminal de fase no se considera. En casos particulares, los terminales de neutro y tierra tampoco se consideran.

Longitudinal

Teniendo dos terminales de fase y un terminal de tierra. Los terminales de fase pertenecen a la misma fase de un sistema trifásico temporalmente separado en dos partes energizadas independientemente (equipos de maniobra abiertos). Los cuatro terminales pertenecientes a las otras dos fases no se consideran o se encuentran aterrizados. En casos particulares uno de los terminales de fase es considerado aterrizado.

Las sobretensiones representativas no puede ser establecida ya que no existen normalizaciones adecuadas en el presente.

g) Sistema aterrizado por impedancia

Un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados por medio de impedancias que limitan las corrientes de falla a tierra, la impedancia puede ser lo bastante alta como para que fluya una corriente de falla poco mayor que en la situación de sistema no puesto a tierra.

h) Sistema de neutro aislado

Un sistema donde el punto neutro no es conectado a tierra intencionalmente, excepto para conexiones de alta impedancia con propósitos de medida o protección, como protección en la sala de control deben contar con relés direccionales de sobrecorriente homopolar.

i) Sistema de tierra resonante

Un sistema en el cual uno o más puntos de neutro son conectados a tierra a través de reactancias las cuales aproximadamente compensan el componente capacitivo de una corriente de falla monofásica a tierra.

j) Sistema sólidamente aterrizada

Un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados directamente.

k) Tipos de sobretensiones

La norma IEC 60071-1 clasifica los esfuerzos a los cuales serán sometidos los equipos por parámetros apropiados tales como la duración de las tensiones a frecuencia industrial o la forma de onda de una sobretensión, en función de su efecto sobre el aislamiento o sobre el equipo de protección.

- Tensiones continuas (frecuencia industrial): originadas por la operación del sistema en condiciones ambientales.
- Sobretensiones temporales: pueden originarse por fallas, maniobras tales como rechazo de carga, condiciones de resonancia, no linealidades (ferrorresonancias) o por la combinación de estas, la duración de una sobretensión temporal es el tiempo durante el cual la tensión es superior al límite de detección. Este límite es un porcentaje de la tensión de referencia.
- Sobretensiones de frente lento: pueden originarse por fallas, maniobras o por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de las líneas aéreas.
- Sobretensiones de frente rápido: pueden originarse por maniobras, descargas atmosféricas o fallas.
- Sobretensiones de frente muy rápido: puede originarse por fallas o maniobras en subestaciones aisladas en gas, estas sobretensiones son causadas por descargas directas en los conductores de fase o flameos inversos, o son inducidas por descargas atmosféricas.

 Sobretensiones combinadas: pueden tener algún origen de los mencionados anteriormente. Ocurren entre las fases del sistema (fase-fase) o en la misma fase entre partes separadas del sistema (longitudinal).

3.2 Distancias de Seguridad

3.2.1 Definiciones

a) Distancias mínimas en el aire

Son todos aquellos valores que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la subestación ante impulsos de tensión tipo rayo, maniobra o sobretensiones a frecuencia industrial.

b) Distancias de seguridad

Son las distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos (conductores) y tierra, o entre equipos (conductores) sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar, debe considerarse que el nivel de tensión y el material aislante determinan las distancias entre los diferentes elementos de patio de la subestación.

3.2.2 Dimensionamiento de distancias mínimas en aire

Las distancias mínimas en aire están determinadas por la norma IEC 60071-2 (Tabla A.1), en función de los niveles de aislamiento.

Tabla Nº 3.1: Distancia mínima fase-fase y fase-tierra

		Distancia	Distancia
Nivel	BIL Exterior	mínima	mínima
		F-F (mm)	F-T (mm)
138 kV	750 kV	1500	1500
69 kV	550 kV	1100	1100

a) Cálculo del valor básico

El valor básico debe garantizar el espaciamiento adecuado para prevenir cualquier riesgo de flameo, aun bajo las condiciones más desfavorables.

El valor básico está determinado con base en la distancia mínima en aire fase – tierra, correspondiente a su nivel de aislamiento, incrementa en un 5 % ó 10% como factor de seguridad para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo; así como de un fabricante a otro. Se muestra la siguiente tabla:

Tabla Nº 3.2: Valores Básicos fase-fase y fase-tierra

Nivel	BIL Exterior	f.s.	Distancia mínima	Distancia mínima
			F-F (mm)	F-T (mm)
138 kV	750 kV	1.1	1650	1650
69 kV	550 kV	1.1	1210	1210

b) Determinación de la zona de seguridad

Movimiento del personal

En ausencia de barreras, muros o mallas protectoras, la distancia de seguridad entre tierra y la parte energizada más baja de la subestación se debe tener en cuenta para la libre circulación del personal. Esta distancia corresponde al valor básico, incrementado en 2.25 metros.

Para conexiones o equipos instalados a una altura del piso menor a 2.25m, el equipo debe estar localizado fuera del alcance del personal por medio de pantallas, mallas, compartimentos o barandas, un tipo de material de estas separaciones es la fibra de vidrio, y se deben ubicar siguiendo los siguientes criterios:

Método 1: Un compartimento o malla protectora de 2.25m de altura, separada del conductor o equipo por una distancia igual al valor básico.

Método 2: Una baranda de 1.20m de altura, separada del conductor o equipo por una distancia igual al valor básico más 0.60m, como mínimo.

Movimiento de vehículos

Para el movimiento del vehículo, la zona de seguridad está limitada por el perfil del vehículo más0.7 m.

Trabajo sobre equipo o sobre conductores

La distancia de seguridad se entiende entre la posición extrema que puede ocupar la conexión del equipo energizado, y el borde del equipo sobre el cual se está llevando a cabo el trabajo. Se debe establecer que bajo ninguna circunstancia habrá penetración en la zona del valor básico, y no deberá tener una valor inferior a 3 metros.

En el caso de mantenimientos de rutina que requieran solamente el uso de herramientas livianas, el factor que se le adiciona al valor básico debe ser:

Horizontalmente 1.75 metros.

Verticalmente 1.25 metros.

Demarcación de las zonas

En las subestaciones se deben señalizar permanentemente las zonas de seguridad, especialmente la relacionada con el movimiento de vehículos. Lateralmente esta señalización se debe efectuar con demarcaciones en la superficie del patio.

3.2.3 Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

El dimensionamiento de una subestación con una configuración, disposición física, y nivel de tensión determinados, está condicionado básicamente por lo siguiente:

Ancho de barras.

Ancho de campo.

Altura de campo.

Longitud de campo.

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad descritas. Además se consideran otros aspectos tales como facilidad para el mantenimiento y estética.

a) Ancho de barras

Las barras de la subestación serán del tipo flexible, con cable del tipo aluminio. Cuando se utilizan conductores flexibles es necesario tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante corto circuitos.

La separación entre fases viene dada por:

$$a = a_{min} + 2.Y_k$$
 (en metros) (3.1)
Dónde:

 $Y_k = 0.7713.Y_o$

Yo : Flecha máxima estática

Y_K: Rango de movimiento del conductor

 a_{\min} : Distancia mínima fase-fase

a : Distancia fase-fase

En la práctica se puede diseñar con una flecha máxima del 3% del vano L, pudiéndose representar la separación entre fases como sigue:

$$a = a_{min} + 0.0463 \text{ xL (en metros)}$$
 (3.2)

Tabla Nº 3.3: Distancia fase-fase en barras

Vn	Up	Distancia minima	Vano (L)		Distancia ca	lculada fase	Distancia con	siderada fase
Tensión	(valor pico)	seguin IEC	Val	J (L)	fase	e (a)	fase	e (a)
Nominal	(vaid pid)	Amin	En pórtico	En barras	En pórtico	En barras	Enpórtico	En barras
(kV)	(kv)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
69	550	1.10	50	15	3.22	1.59	4.00	200
138	750	1.50	50	15	3.82	2 19	4.00	3.00

b) Ancho de campo

Como ancho de campo se designa la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas. El ancho de campo de una subestación está determinado por la configuración y las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

Los aspectos determinantes del ancho de campo son:

- Cuñas en los seccionadores.
- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo, cuya separación entre fases viene dado según las dimensiones de los equipos.

Cuando tienen seccionadores de apertura central, tienen una gran incidencia en la determinación del ancho de campo, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados.

Cuando se tienen conexiones largas entre equipos con conductores flexibles, y especialmente para bajantes de templas superiores o barrajes a equipos, es necesario tener en cuenta el desplazamiento de los conductores durante cortocircuitos. La metodología simplificada es aplicada en el punto anterior.

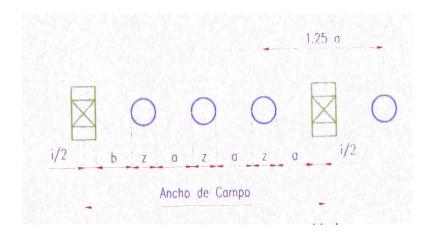


Fig. Nº 2.1: Distancia de seguridad

Dónde:

a : Distancia mínima fase-fase.

b : Distancia mínima fase-tierra.

: Ancho de la estructura.

z : Ancho del equipo más ancho del campo.

Los valores de "a" y "b" se obtienen de la Tabla 5.1.

c) Altura de campo

La altura de los pórticos de un campo está determinada principalmente por el tipo de conductores que se utilicen, así como también por el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación.

El primer nivel de conexión que se encuentra en una subestación está conformado por la conexión entre equipos, cuya altura está determinada por las distancias de seguridad descritas anteriormente, para el análisis de este nivel se debe tener presente el tamaño y dimensión de los equipos.

El segundo nivel de conexión generalmente está conformado por los barrajes, cuya altura debe estar por encima del nivel de equipos, en distancia por lo menos igual a la distancia mínima fase – fase, cable – cable.

Cuando se tienen conductores flexibles, es necesario tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase más apartada del barraje, y el acercamiento de estas conexiones a los puentes bajo las estructuras de soporte de barras. El tercer nivel de conexiones generalmente está conformado por templas superiores, cuya altura debe ser superior a la de los barrajes, como mínimo, en la distancia fase – fase, cable – cable, aumentada en la flecha máxima de la templa.

Cuando se utilizan seccionadores de apertura vertical, es necesario considerar la distancia entre el brazo del seccionador cuando está abierto, y la templa superior con flecha máxima como una distancia mínima fase – fase, punta – cable para determinar la altura de dicha templa.

Es necesario considerar las distancias mínimas de las salidas de líneas que pasan por encima de cercos perimétricos, según la norma IEEE 1119.

Tensión Nominal entre fases	según	ncias IEEE 19		ncias a msnm			
(kV)	A(m)	B(m)	A(m)	B(m)			
15 a 38	4.6	3.1	4.6	3.1			
72.5	4.9	3.7	4.9	3.7			
115	5.1	4	5.4	4			
138	5.2	4.3	5.5	4.3			
161	5.4	4.3	5.7	4.3			
230	5.8	4.9	6.1	4.9			
345	6.5	5.5	6.8	5.5			

Tabla Nº 3.4: Distancia de seguridad en cercos

Dónde:

- A: Distancia vertical de cables y conductores, sobre espacios y vías, sujetos a paso de peatones o tráfico restringido.
- B: Distancia horizontal desde las partes con tensión no protegidas de una subestación, más la longitud efectiva de una punta o varilla que pueda ser insertada a través del cerco.

Los valores mostrados para la dimensión A para tensiones iguales a 123 kV y superiores, se incrementan en un 3% por cada 300m en exceso de 1000 msnm.

Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa.

A las distancias mínimas que determinaron las alturas de campo es conveniente aplicarles un factor de seguridad, por lo menos de un 10%. Cuando las templas

superiores y barrajes tienen entre sí tensiones de circuitos distintos durante ciertasoperaciones de la subestación, se recomienda incrementar este factor de seguridad en un 25%.

d) Longitud de campo

La longitud de campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos.

Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien razones de mantenimiento, montaje y estética.

Para la distancia desde el último equipo hasta el cerco perimetral es necesario considerar la vía perimetral, espacio entre cárcamos de control y de iluminación perimetral, y espacio para cunetas y obras civiles.

En la tabla 3.se ilustra un intervalo típico de separación entre centros de equipos para diferentes niveles de tensión.

Tabla Nº 3.5: Distancia típica entre equipos

	Equipos	Distancia típica (m)						
	(entre equipo y equipo)	72.5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV		
1	Transformador de Instrumentación y seccionador	2	3_	4	6	7.5		
2	Interruptor y seccionador	2	3	4.5 – 5.5	7.0 – 8.0	9.0 – 10.0		
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5.5	7.5	8.0 – 9.5	12 – 14	14 – 16		
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1.5	2	3.5 – 4.5	6.5	8.5		
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5	6.5	6.5	10 – 12	12 – 14		
6	Seccionador y seccionador	3	3.5	6	7.0 – 8.0	9.0 – 10.0		
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3	4.5	6.5	8		
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	<u>-</u>	2.5	3.5	5.5	7		
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3	5	10	13		
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7	7.5 – 9.0	11 – 13	13 – 15		
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3.5	4.5	7	9		
12	Entre transformadores de instrumentación	1.5	2	3	4.0 – 5.0	6		
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1.5	2	3	5	6		
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [IEEE 1119]	3.7	4	4.9	6.4	7		

Tener en cuenta que las dimensiones más importantes de interruptores y seccionadores tipo exterior, tomadas de catálogos de fabricantes, estas dimensiones son susceptiblesde

variación en la medida en que se presentan los avances tecnológicos, tanto de los principios de operación como de los materiales aislantes, se debe tener en cuenta el tipo de pintura que recubre la caja de los terminales debido a que puede inducir altibajos de corrientes.

3.2.4 En el tramo de la línea de derivación 138 kV

Tomando como referencia el código nacional de electricidad suministro – 2001 tabla 232-1a para el nivel de 220 kV (Se considera para este nivel de tensión debido a que el nivel de 138 kV se encuentra dentro de los niveles de alta tensión al igual que el nivel de 220 kV), para lo cual se considera las siguientes distancias mínimas de seguridad:

Tabla Nº 3.6: Tabla distancias verticales de seguridad de alambres, conductores y cables sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua

Descripción	Línea de 138 kV
Al cruce de carreteras y avenidas	8,5 m
Al cruce de calles	8,5 m
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	11m
A lo largo de carreteras y avenidas	8,5 m
A lo largo de calles	8,5 m
A áreas no transitadas por vehículo	7 m
Sobre el nivel más alto del río no navegable	8 m

3.3 Apantallamiento

3.3.1 Definiciones

a) Distancia de descarga, S_m

Longitud del último paso de la guía de un rayo, bajo la influencia de la tierra o de un terminal que lo atrae.

b) Corriente de retorno, I_c

Corriente que circula entre la tierra y la nube, una vez la guía de un rayo establece una ruta ionizada por la cual la tierra trata de neutralizar la carga de la nube.

c) Riesgo de falla del apantallamiento, R,

Número esperado de años antes de que el apantallamiento de la subestación permita incidir un rayo en las partes energizadas, de tal forma que se produzca flameo en el aislamiento, en zonas con alta presencia de incidencia solar se manifiesta un deterioro periódico del cable de guarda.

d) Porcentaje de exposición, P.

Porcentaje de rayos que se espera no sean efectivamente apantallados, esto puede ocurrir a un deterioro en el cable de guarda.

e) Tensión crítica de flameo, CFO

Tensión que aplicada como una onda negativa de impulso normalizada 1.2 x 50 µsproduce flameo en el aislante bajo prueba, en el 50% de los casos. En las normas se calcula el valor de CFO a partir del nivel básico de impulso BIL.

f) Altura efectiva del apantallamiento, h ֱ

Altura sobre la parte superior del pórtico que sostiene los conductores de fases más elevados de la subestación, en el cual debe instalarse el cable de guarda para un apantallamiento efectivo. Esta altura es predominante para el tema de diseño de las estructuras, debido a que una altura mayor significa, un mayor material de fabricación de metalmecánica para su fabricación.

g) Altura mínima

Altura a la cual debe ubicarse el cable de guarda por encima de las partes energizadas, de tal forma que si se ubica a una altura menor, se producirá una zona de no apantallamiento en algunos puntos, que deberían ser apantallados por dicho cable.

h) Nivel ceráunico, N

Número promedio de días por año durante los cuales se escuchan truenos en un sitio específico.

i) Densidad de rayos a tierra

Número promedio de descargas a tierra por unidad de área y por unidad de tiempo en un sitio determinado.

3.4 Conductores, Barras, Aisladores y Conectores

3.4.1 Definiciones

a) AAC

Conductor de aleación de aluminio.

b) ACAR

Conductor de aleación de aluminio reforzado.

c) ACSR

Conductor de aluminio reforzado con acero.

d) Cargas

Son todas aquellas fuerzas que están conectadas en los cables que están dentro de SET y todas aquellas acciones que son producidas por diferentes fenómenos físicos, tales como: efectos gravitacionales (cargas de peso propio y hielo), viento, sismo

ycortocircuito, el aumento de la temperatura en el conductor a causa de un cortocircuito es función del tiempo de duración del mismo.

e) Esfuerzo

Efecto de la carga sobre la sección transversal de un cuerpo, intensidad de fuerza por unidad de área.

f) Flecha

Deformación de un cuerpo por efecto de las cargas que actúan sobre él, la distancia entre el punto más elevado y el punto más bajo se llama flecha y es un número importante, sea para el dimensionamiento del conductor, como en los trabajos de instalación y montaje.

g) Temperatura máxima

Valor más alto de la temperatura a la cual operan los conductores o barras sin modificar sus propiedades electromecánicas, la temperatura se medirá de la forma más precisa posible, utilizándose termómetros suspendidos libremente a algunos metros del suelo, a los cuales se les envolverá el bulbo con hojas finas o hilos de aluminio o cobre, según el caso, o se los colocará dentro de un trozo de cable similar al que está tendiendo, cubriendo el orificio donde se aloja el bulbo con limaduras del mismo material para conseguir una correcta transmisión de calor.

3.4.2 Tipo de conductores

Para las conexiones en subestaciones se pueden considerar conductores de cobre, aluminio, aleación de aluminio o ACSR, los cuales deben garantizar condiciones mecánicas adecuadas para los vanos de instalación, soportar los esfuerzos electrodinámicos presentes en las subestaciones y proveer un medio de transporte de corriente de capacidad adecuada de acuerdo a los niveles de potencia que puedan considerar en los sistemas de alta y extra alta tensión

Las características principales que se buscan en un conductor, bien sea cables o conductor tubular, son las siguientes:

- Buena conductividad eléctrica
- Alta capacidad de corriente
- Buena resistencia en cortocircuitos
- Débil intensidad de campo exterior (efecto corona)
- Superficie lisas
- Excelente resistencia a la corrosión

3.4.3 Corriente asignada

Es la determinación de la capacidad de corriente de los conductores de una subestación deben tenerse en cuenta los siguientes factores: corriente de la carga, temperatura de ambiente, velocidad del viento y radiación solar.

La determinación de la temperatura límite de los conductores se hace necesarias para garantizar que:

- No se excederá la temperatura límite de diseño de cables, establecida de acuerdo con las normas internacionales (70°C para conductores de cobre y 80°C para conductores de aluminio, de acuerdo con la norma DIN 48201(1981a, 1981b, 1981c)) con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material.
- Las flechas de los conductores en condiciones de máxima temperatura permanecerán dentro de límites, tales que no permitan disminución de las distancias de seguridad entre fases o a tierra, de tal forma que no produzcan flameos durante condiciones de viento o cortocircuito.

3.4.4 Procedimiento para el cálculo de esfuerzos electromecánicos en barraje

Normalmente la configuración física de las subestaciones está constituida por vanos cortos que requieren el cálculo de los esfuerzos electromecánicos en los barrajes para el diseño de las cadenas de aisladores y de las estructuras de soporte de dichos barrajes.

El análisis de flechas y tensiones en sistemas de barras flexibles es, en términos generales, mucho más complicado que el análisis de tensiones y deflexiones en barras rígidas, ya que las barras flexibles experimentan desplazamientos muy significativos en respuesta a las fuerzas producidas por cortocircuito, las cuales dependen de los espaciamientos entre conductores. Además dentro de estos análisis deben ser considerados los conductores, los aisladores y los sistemas de soporte.

En las subestaciones de alta y extra alta tensión, en el diseño de las estructuras soporte se tiene una incidencia significativa de las cargas debidas a cortocircuito, las cuales pueden ser muy altas según flechas y tensiones definidas para el tendido en el caso de los conductores flexibles.

En sistemas de barras flexibles se considera que la fuerza electromagnética actúa uniformemente a lo largo de todo el conductor. Para efecto de cortocircuito se tomara el método simple recomendado por la CIGRE(1996). En el método planteado se efectúa un control de las flechas para garantizar las distancias eléctricas mínimas de seguridad. El cálculo de las tensiones y flechas tiene en cuenta el efecto de las cadenas de aisladores dependiendo de si los apoyos están o no a nivel (ya que sus deflexiones representan un gran porcentaje de la flecha total en casos de vanos cortos, típicos de subestaciones) y parte de las flechas máximas permisibles, las cuales dependen del rango de movimiento de los conductores durante un cortocircuito, de las distancias de seguridad y de la separación entre fases. La limitación en la flecha garantiza de antemano un cumplimiento en las distancias de seguridad.

Se debe tener en cuenta la fuerza de tensión y peso sometida en los aisladores.

CAPÍTULO IV CRITERIO DE DISEÑO ELÉCTRICO

4.1 Ubicación

El proyecto está ubicado al nor-este de la Mina Toquepala, dentro del área de concesión minera de Southern Perú, en el distrito de llabaya, Provincia de Jorge Basadre, departamento de Tacna La subestación existente se encuentra a 3 600 m.s.n.m. en un sector aplanado sobre una de las colinas circundantes a la mina y expuesta a vientos de la zona y algunas veces al polvo que se levanta de los botaderos de material de desmonte, aproximadamente un kilómetro hacia el este.

El área sugerida para la ampliación de la subestación, es adyacente y en paralelo a la subestación existente, hacia el sur, en donde existe el espacio necesario para la distribución apropiada de los nuevos equipos eléctricos proyectados.

El acceso a esta subestación es a partir de la carretera panamericana sur, se encuentra ubicada a 2 horas de la ciudad de Tacna.

3600 msnm

540 W/m2

4.2 Parámetros ambientales

Intensidad de radiación según

latitud del sitio

Altura sobre el nivel del mar

, mara cobre di mitor del mar	
Temperatura mínima anual	-4 °C
Temperatura media anual	12 °C
Temperatura máxima anual	24 °C
UBC Zona sísmica	4
Carga de nieve	No hay
Humedad relativa media	44 %
Humedad relativa mínima	14 %
Precipitación Media Anual (Dic-Mar)	89 mm
Precipitación Máxima Mensual (en 10 años):	105 mm
Velocidad máxima del viento	65 km/h
Dirección de viento prevaleciente	Sur-Oeste
Exposición del viento UBC	С
Índice de polución	Alto

4.3 Códigos y normas

Equipos eléctricos, materiales, componentes y funciones, serán diseñados, fabricados, clasificados, probados y cumplirán con las últimas normas, requerimientos, recomendaciones, buenas prácticas de ingeniería y guías aplicables, de las siguientes organizaciones:

CNE Código Nacional de Electricidad

IEC 60071-1 : Términos, definiciones, principios y reglas de coordinación de

aislamiento.

IEC 60071-2 : Guía de aplicación de coordinación de aislamiento.

IEEE 1119-1988 Guía para distancias de seguridad de cercos en subestaciones.

IEEE Std 998 Guide for direct lightning stroke shielding or Substation

IEEE Std 738 : Norma para el cálculo de la relación corriente –temperatura de

conductores desnudos.

IEEE Std 80 : Guide for safety in AC Substation Grounding

4.4 Niveles de tensión

Está de acuerdo a los niveles de tensión existentes y son las tensiones normalizadas de operación que tiene ENESUR:

Tabla Nº 4.1: Parámetros eléctricos

Descripción	Sistema Transmisión	Sistema Distribución
Voltaje Nominal	138 kV	69 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz	60 Hz
Tensión máxima de operación del sistema	145 kV	72.5 kV
Sistema sólidamente puesto a tierra	En Y	En Y
Número de fases	3	3

4.5 Nivel de Aislamiento

En las siguientes tablas se muestra los niveles de aislamiento requeridos para las Subestación Mina Toquepala.

Tabla Nº 4.2: Resultados estudio de coordinación de aislamiento

Aislamiento	Tensión (kV)	Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (kV)	Soportabilidad al impulso tipo rayo (kV)
INTERNO	138	230	550
INTERNO	69	185	450
EXTERNO	138	325	750
LATERNO	69	230	550

4.6 Distancias de seguridad

Es la distancia mínima que deben ser obtenidas en el aire, entre las partes energizadas de los equipos (conductores) y tierra, ó equipos (conductores) sobre los cuales sea necesario llevar a cabo un trabajo para eliminar cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

4.7 Niveles de cortocircuito

En el presente informe no es parte del alcance los niveles de cortocircuito se menciona estas cantidades para la selección de la corriente de los equipos de alta tensión.

Los niveles máximos de cortocircuito, al que estarán sometidas las instalaciones de la subestación Mina Toquepala, han sido determinados mediante simulaciones de fallas de cortocircuito en las barras con los aportes de las instalaciones del Sistema Interconectado, obteniéndose los siguientes resultados.

CASO 1: Solo con transformador nuevo

Tabla Nº 4.3: Tabla nivel de corto circuito considerando solo el transformador nuevo

Subestación	Barra	Corriente de (kA) Año	
		Icc 3Ø	lcc 1Ø
Push Back	138 kV	5.835	5.77
	69 kV	3.162	3.469

CASO 2: Transformador nuevo y existente en paralelo

Tabla Nº 4.4: Tabla nivel de corto circuito considerando ambos transformadores.

Subestación	Barra	Corriente de (kA) Año Icc 3Ø	cortocircuto 2008 lcc 1Ø
Push Back	138 kV	5.835	5.77
	69 kV	3.3929	4.045

4.8 Distancia de Fuga en Aisladores

Para calcular las distancias de fuga en aisladores, se aplicará la recomendación de la norma IEC 60815, para ambientes contaminados, con una distancia mínima de fuga 31 mm/kV, el fabricante de los equipos deberá además considerar los factores de corrección por altura necesarios, para garantizar una línea de fuga total adecuada.

4.9 Equipo de maniobras de alta tensión

4.9.1 Consideraciones generales

Para la selección del equipo de alta tensión se tomará en cuenta la publicación IEC 60694 (Especificaciones comunes para interruptores, seccionadores de alta tensión y salas de control estándar), que establece las características comunes para equipos de maniobra de alta tensión, para instalaciones a la intemperie, operando a una frecuencia de 60 Hz.

Adicionalmente se tomará las siguientes consideraciones:

- La contaminación en el aire por polvo, humo, gases inflamables y/o corrosivos, o sal debe ser mínimo de nivel IV (IEC 60815).
- En el diseño de los equipos deberá considerarse como mínimo las condiciones ambientales y sísmicas descritas en el acápite 3.1.2.
- Considerar la condensación, lluvia, cambios rápidos de temperatura y efectos de la radiación solar.

4.9.2 Características Generales del Equipo

Todos los equipos que forman parte de las instalaciones de la subestación serán especificados de forma tal que se indiquen los requerimientos de capacidad, tolerancias, pérdidas permitidas y sus características técnicas, a fin de que los fabricantes y/o proveedores estén en condiciones de suministrar y garantizar, el equipo adecuado.

a) Interruptor de Potencia

Se utilizarán interruptores del tipo "tanque vivo" con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF6), para servicio exterior. Serán para operación uni-tripolar, para lo cual contarán con armario de mando central. El sistema de mando será del tipo mecánico con accionamiento por resortes.

b) Seccionadores de Línea con Cuchilla de Puesta a Tierra

Se utilizarán seccionadores del tipo apertura vertical con mando motorizado para las cuchillas principales y las de puesta a tierra, para servicio exterior, con control eléctrico remoto y local, con mando manual de emergencia.

Se considera para la selección del equipo las características de funcionamiento mecánico, conductibilidad térmica y eléctrica, capacidad de conducción de corrientes de inserción y de cortocircuito, resistencia a los esfuerzos dieléctricos, etc.

c) Transformadores de Corriente

Para el patio de llaves de la subestación Mina Toquepala, serán del tipo columna, para servicio exterior, aislamiento externo de porcelana, sellado herméticamente.

Para la subestación principal los transformadores de corriente serán incorporados en el equipo encapsulado y/o en el transformador principal.

La corriente secundaria será de 1 A, con una clase de precisión de 5P20 para los arrollamientos de protección y 0,2 para el arrollamiento de medición.

La relación de transformación deberá confirmarse en los estudios eléctricos del sistema a fin de garantizar su adecuada operación en régimen permanente y durante cortocircuitos.

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión

d) Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión serán del tipo capacitivo, para conexión entre fase y tierra, montaje vertical, tipo columna, para servicio exterior. Tendrán tres arrollamientos secundarios: dos para protección y otro para medición.

La tensión secundaria será $220:\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}$ kV, con una clase de precisión 3P para los arrollamientos de protección (2) y 0,2 para el arrollamiento de medición.

e) Transformador de Potencia

El transformador de potencia será instalado al costado del transformador existente con lo cual se extenderá el área de esta subestación y será de 37.5 / 50 MVA, sumergido en aceite mineral, con tanque conservador de aceite y tanque de expansión, instalación exterior. Será del tipo ONAN/ONAF, con cambiador de tomas sin carga en el lado de alta tensión.

El devanado primario, de 138 kV, será conectado en "delta" de manera de atenuar el ingreso de armónicos al sistema, el secundario 69 kV, conectado en "estrella" con neutro accesible y conectado a tierra a través de una resistencia.

f) Pararrayos

Los pararrayos son los elementos de protección de las subestaciones contra sobretensiones, estos serán construidos con resistencias no lineales de óxido de zinc y tendrán cada uno sus respectivos contadores de descarga.

Los pararrayos de protección del transformador serán instalados como primer antes de la entrada al devanado primario del transformador y también justo a la salida del devanado secundario.

4.10 Sistema de protección y medición

4.10.1 Sistemas de Protección

El sistema de protección de la subestación será selectiva y redundante, tendrá una protección primaria y una de respaldo. Los relés serán numéricos del tipo multifunción, con funciones de protección requeridas para cumplir con las exigencias COES y estarán provistos de puertos de comunicación para un sistema SCADA,

Las funciones seleccionadas estarán conformadas de acuerdo al siguiente criterio:

- Protección de cortocircuito en el sistema de barras (87B);
- Protección de las líneas: relés de distancia (relé 21L), de sobrecorriente temporizada identificado por los relés (50/51) y (50N/51N);
- Protección diferencial de barras (87);
- Protecciones del transformador principal: será del tipo diferencial (relé 87);
 protección por sobrecorriente, temporizada, relés (50/51) y (50N/51N);

- La protección de los transformadores incluirá relés de protección de temperatura relé (26);
- Presencia de gases en el dieléctrico relé (63);
- Nivel de aceite, sobrepresión en el tanque del transformador relés (71);
- Además se considerarán otras protecciones propias del transformador tales como: protección por relé Buchholz (80T), Relé flujo (80C), Imagen térmica (49) y monitoreo de gases.

4.10.2 Sistemas de Medición

Se utilizará medidores digitales multifunción con unidades de memoria y puerto de comunicaciones; el protocolo de comunicación será IEC 61850.

4.11 Protección contra descargas atmosféricas

Se considera que la protección contra descargas atmosféricas en las líneas será por medio de cables de guarda, estos serán de acero galvanizado, grado EHS (Extra High Strength), de 50 mm². Estos cables están soportados por los pórticos de llegada de la línea y de las barras, y de ser necesario se adicionará columnas metálicas especiales de acero galvanizado.

Los cables de guarda de llegada de las líneas serán conectados a la malla de tierra principal.

4.12 Red de tierra profunda y superficial

El diseño de la malla de puesta a tierra se realiza bajo las prescripciones de la Norma ANSI/IEEE 80, que establece la metodología para determinar la resistencia de puesta a tierra y los potenciales de toque y paso máximos a los cuales están expuestas las personas dentro de las instalaciones del sistema de puesta a tierra.

Se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Debe proporcionar un camino de baja impedancia a las corrientes a tierra, a fin de que sea detectado por los equipos de protección. Esto asegurará que la falla a tierra será eliminada rápidamente.
- Controlar las gradientes de potencial a valores tolerables a fin de proteger a las personas. Una persona está expuesta básicamente a tres tipos de gradientes de potencial: Tensión de toque, Tensión de paso, y Potencial transferido.
- Proteger el equipo y las instalaciones asociadas.
- Los seres humanos son muy vulnerables a los efectos de las corrientes eléctricas. Una corriente tan pequeña como 100 mA puede ser letal. Los efectos fisiológicos más comunes de la corriente eléctrica, en orden de incremento de magnitud, son:

Hormigueo

Contracción muscular

- Pérdida de la conciencia
- Fibrilación ventricular
- Asfixia
- Quemaduras

Las mallas o electrodos de puesta a tierra se componen de conductores y varillas longitudinales. El material utilizado en este proyecto es cobre. La malla se entierra a una profundidad de 0.80 metros por debajo del nivel del terreno.

4.12.1 Diseño de la malla de red profunda

a) Método WENNER empleando para la medición

Se trata de la medida de la "Resistividad Aparente" del suelo natural, basado en la aplicación del principio de Caída Potencial, bajo condiciones geométricas simplificadas que fijan la equidistancia entre los (4) electrodos de medida necesarios, (2) de corriente (C1 y C2) y (2) de potencial (P1 y P2), que deben ser colocados en línea recta a distancias (a); desde los cuales se mide la Resistencia media de conducción (R) del segmento del suelo (P1,P2) de longitud (a), que se opone a la circulación de la corriente inyectada (I) entre los extremos (C1, C2), de longitud (3a). Como se muestran en la (Fig. 3.1).

Los electrodos de medida, colocados en forma equidistante con un intervalo (a) propio para cada medida (Fig. 1), deben ser clavados en el suelo firme a una profundidad máxima (b=a/20 m), con la finalidad de no introducir mayores errores; generalmente es suficiente considerar entre 0.15 a 0.20 m de otro lado, tomando la expresión básica que incluye el factor de forma con las respectivas distancias (R1, R2) y (r1, r2), entre los electrodos de corriente y los electrodos de potencial; se deduce. El método Wenner es uno de los métodos más utilizados para medición de puesta a tierra.

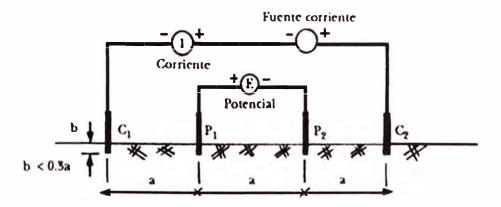


Fig. Nº 4.1 Medición de puesta a tierra por el Método Wenner

$$R = \frac{\rho_{a}}{2\Pi} \left[\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} - \frac{1}{2a} + \frac{1}{a} \right] para r_{1} = R_{2} = a$$

$$r_{2} = R_{1} = 2a$$

$$R = \frac{\rho_{a}}{2\Pi} \bullet \frac{1}{a} luego \rho_{a} = 2\Pi Ra Ohm - m$$
(4.1)

Dónde:

C1 y C2 Electrodos de inyección corriente.

P1 y P2 Electrodos de medición de potencial

M Instrumento de medida de resistencia de tierra (Megger).

a Separación equidistante de electrodos en m.

b Profundidad de clavado de los electrodos (b≤a/20) en m

ρ Resistividad eléctrica del terreno en Ohm-m.

Resistencia eléctrica del terreno en Ohm.

b) Factores que Influyen en la Resistividad Eléctrica del Terreno

Si bien los componentes más importantes del terreno son en estado seco y aislantes (la sílice, el óxido de aluminio, etc.), la resistividad eléctrica del terreno disminuye rápidamente en presencia de sales solubles y de la humedad.

Por otro lado, la composición de la tierra, incluso en un lugar determinado, es muy heterogénea. Las zonas superficiales en que se instalan las tomas de tierra tampoco son uniformes y están afectadas fuertemente por los cambios climáticos, lluvias y heladas.

Todo ello hace que la resistividad eléctrica sea muy variable de un lugar a otro, siendo afectada de manera muy notable, por los siguientes factores del terreno:

- La composición.
- Las sales solubles y su concentración.
- El estado higrométrico.
- La temperatura.
- La granulometría.
- La compacidad.
- La estratigrafía.
- La geología del terreno

Para ilustrar las variaciones de resistividad para suelos de naturaleza distinta, en la Tabla Nº 4.5, se muestran valores referenciales de resistividades de diferentes suelos naturales. Otro factor que influye más directamente en la resistividad es el carácter geológico, la mayoría de los terrenos, no son homogéneos, están formados por diversos estratos normalmente horizontales, y paralelos a la superficie del suelo. Debido a la estratificación del terreno, se obtiene un resistividad aparente, donde la dispersión de la corriente, en cada capa, se da de acuerdo a su resistividad.

Tipo de Suelo	Resistividad en Ohm-m
Limos, Arcillas, Suelo Vegetal y de Cultivo	10 a 100
Tierra fina, Turbas, Concreto Húmedo (suelo)	100 a 300
Tierra aluvial, Arenas firmes, Suelo seco	300 a 800
Arena eólica, Lecho de río, Cascajo	800 a 3000
Rocas estratificado, Fracturadas, Monolíticas	3000 a 10000
Suelos de feldespatos, Micas, Cuarzos	5000 a 30000
Concreto Normal Exterior (Seco)	10000 a 50000

Tabla Nº 4.5 Tabla de resistividades en diferentes suelos naturales

c) Clasificación de la Información

La información obtenida durante las campañas de medición fueron analizadas y clasificadas estadísticamente teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

Calcular la media aritmética de los valores de resistividad medidos en las direcciones longitudinal, transversal y opcional, para cada espaciamiento adoptado:

$$\rho M(a_j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \rho i(a_i)$$
 $\forall j = 1, q \quad i = 1, n$ (4.2)

Dónde:

ρM(aj) Resistividad media para un espaciamiento aj
 n Número de mediciones efectuadas para un espaciamiento aj
 ρi(aj) Valor de la i-ésima medición de resistividad con un espaciamiento aj
 q Número de espaciamientos considerados.

Determinar la desviación de cada medida con respecto al valor medio.

$$|\rho_i(a_j) - \rho_M(a_j)| \quad \forall \quad j = 1, q \quad i = 1, n$$
 (4.3)

Despreciar los valores de resistividad que tengan un desvío mayor que 50% con respecto a la media aritmética.

$$\frac{\rho i(a_j) - \rho m(a_j)}{\rho m(a_j)} \times 100 \ge 50 \% \qquad \forall j = 1, q \qquad i = 1, n$$
 (4.4)

Si se observa la ocurrencia de un acentuado número de medidas con desvíos encima del 50%, se recomienda ejecutar nuevas medidas en la regióncorrespondiente. Si la ocurrencia de desvíos persistiera, debe de considerarse esta área como una región independiente para efecto del modelamiento.Con los valores aceptados, recalcular las

medias aritméticas de los valores de resistividad, para obtener los valores definitivos y representativos, en cuyo análisis el que toma las medidas debe de concentrarse.

d) Análisis de la Información

Efectuadas las medidas de resistividad del terreno en el área del proyecto, el siguiente paso es conocer las características que presenta el suelo en virtud de su propia formación geológica a lo largo de los años, es así que se podrán obtener los modelos de capas horizontales, como modelo de representación de las características del suelo, que en la práctica ha producido excelentes resultados.

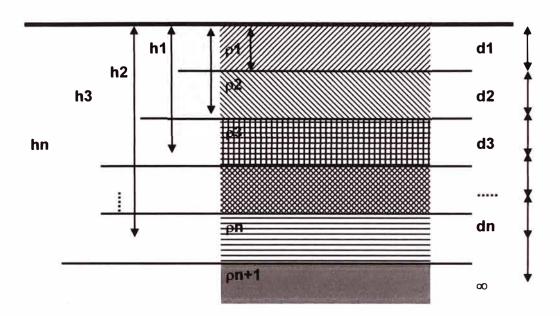


Fig. Nº 4.2 Característica de un suelo con múltiples estratos

Dónde:

h1, h2,..., hn Profundidad del suelo

d1,d2,...., dn Altura de la capa

 ρ 1, ρ 2,..., ρ n Resistividad de la capa

e) Estratificación del Suelo

Existen diversos métodos de estratificación del suelo, y uno de los más difundidos es el Método de las Dos Capas, el cual se utilizara para el análisis de la información.

f) Modelamiento del Suelo de Dos Capas

Usando la teoría de electromagnetismo, es posible desarrollar un modelo matemático, que con auxilio de las medidas efectuadas por el método de Wenner, se puede calcular la resistividad de la primera y segunda capa, así como de su profundidad respectiva.

Una corriente eléctrica "I" ingresando por el punto "A", en un suelo de dos capas tal como se muestra en la Figura No. 4.2, genera potenciales en la primera capa, que deben satisfacer la siguiente ecuación conocida como la ecuación de Laplace.

Se utiliza un modelo de suelo de dos más capas ó si se hace necesario considerar un modelode suelo que incluya volúmenes de resistividad.

 $\nabla 2 V = 0$

Fig. Nº 4.3. Característica de un suelo con 2 estratos

Resolviendo la ecuación de Laplace tenemos la siguiente expresión:

00

$$V\rho = \frac{I \rho_1}{2 n} \left[\frac{1}{r} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{r^2 + (2 nh)^2}} \right]$$
 (4.5)

Dónde:

V Potencial de la primera capa.

Vp Potencial de un punto "p" cualquiera de la primera capa con relación al infinito.

ρ1 Resistividad de la primera capa.

ρ2 Resistividad de la segunda capa.

h Profundidad de la primera capa.

r Distancia del punto "p" a la fuente de corriente

K Coeficiente de reflexión definido por:

$$K = \frac{\rho 2 - \rho 1}{\rho 2 + \rho 1} \tag{4.6}$$

De la expresión anterior se verifica que la variación del coeficiente de reflexión "K", está limitado entre -1 y +1.

El modelo de las dos capas puede también aproximarse al método Sunde que parte de las medidas efectuadas con el método de las cuatro picas. Para nuestro caso la ecuación de Laplace, se aplicará a la configuración Wenner, método empleado en la toma de datos, en donde la corriente "I" ingresa al suelo por el punto "C1" y retorna por el punto "C2" y los puntos "P1" y "P2" son los electrodos de potencial, tal como se muestra descrito en el método de Wenner. Con lo que se tiene que:

$$V_{\text{p1}} = \frac{I_{\text{p1}}}{2n} \left[\frac{1}{a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{a^2 + (2nh)^2}} \right] - \frac{I_{\text{p1}}}{2n} \left[\frac{1}{2a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{(2a)^2 + (2nh)^2}} \right] (4.7)$$

Haciendo la misma consideración para el potencial del punto P2, se tiene:

$$V_{\rho 2} = \frac{I\rho_1}{2\pi} \left[\frac{1}{2a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{(2a)^2 + (2nh)^2}} \right] - \frac{I\rho_1}{2\pi} \left[\frac{1}{a} + 2\sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{(a)^2 + (2nh)^2}} \right]$$
(4.8)

La diferencia de potencial entre los puntos "P1" y "P2" estará dado por:

$$V_{P1-P2} = V_{P1} - V_{P2}$$
 (4.9)

Sustituyendo las ecuaciones correspondientes se obtiene:

$$V_{p1} - p2 = \frac{I_{p1}}{2 n a} \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{K^n}{\sqrt{1 + (2 n \frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2 n \frac{h}{a})^2}} \right] \right\}$$
(4.10)

$$2 \, n \, a \, \frac{V_{p \, k \, p \, 2}}{I} = p \, i \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{K^n}{\sqrt{1 + (2 \, n \, \frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2 \, n \, \frac{h}{a})^2}} \right] \right\}$$
 (4.11)

Pero la relación $\frac{V_{P1-P2}}{I}$ representa el valor de la resistencia eléctrica R entonces se tiene que:

$$2 \, n \, aR = \rho \, 1 \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n \, \frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2n \, \frac{h}{a})^2}} \right] \right\} \quad (4.12)$$

La resistividad eléctrica del suelo, para un espaciamiento " $^{\mathcal{Q}}$ " está dado por $\rho(\mathbf{a}) = 2\pi \mathbf{a} \mathbf{R}$

Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos la ecuación fundamental para la estratificación de un suelo de dos capas:

$$\frac{\rho (a)}{\rho_1} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{\kappa^n}{\sqrt{1 + (2n \frac{h}{a})^2}} - \frac{\kappa^n}{\sqrt{4 + (2n \frac{h}{a})^2}} \right]$$
 (4.13)

Dónde:

- a Espaciamiento entre las varillas.
- R Resistencia eléctrica medida por el Megger en Ω .
- h Profundidad de la primera capa.

g) Método de Dos Capas Usando Las Curvas K

Este método, utiliza la familia de curvas de $\rho(a)/\rho_1$ en función de h/a para una serie de valores de K negativos y positivos, cubriendo todo el rango de variación.

Si la curva $\rho(a) \times a$ es descendente el valor de K será negativo, como se muestra en el gráfico siguiente:

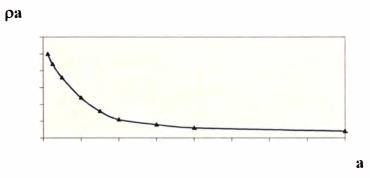


Fig. N° 4.4. Curva ρ (a) x a para k<0

Asimismo, la si la curva $\rho(a) \times a$ es ascendente el valor de K será positivo, como se muestra en el gráfico siguiente:

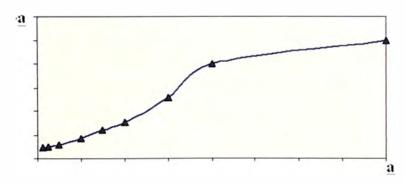


Fig. N° 4.5. Curva ρ (a) x a para k>0

A continuación se muestran dos gráficos correspondientes a la familia de curvas teóricas, siendo el primero las curvas para K negativos y el segundo para los K positivos.

Todos los K son registrados en tablas considerando los más próximos.

Se considera al terreno formado por capas o estratos homogéneos, de resistividad uniforme y espesor fijo, su finalidad es la determinación del número de capas del subsuelo, espesor y resistividad eléctrica de las mismas. En general, las curvas de

resistividad aparente se aproximan en forma asintótica a los valores de la resistividad de la primera y última capa, el número de capas y terrenos se determina por el número de inflexión.

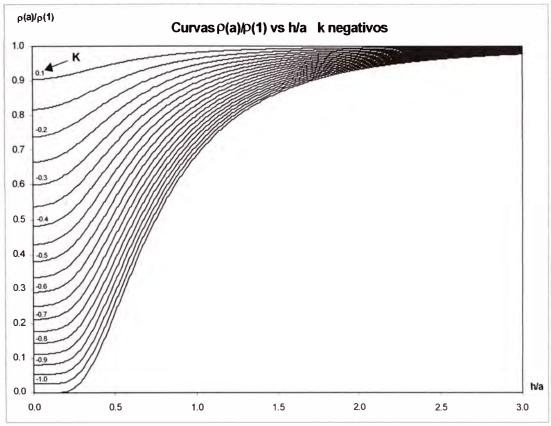


Fig. N° 4.6 Curva $\rho(a)/\rho(1)$ vs h/a para k<0

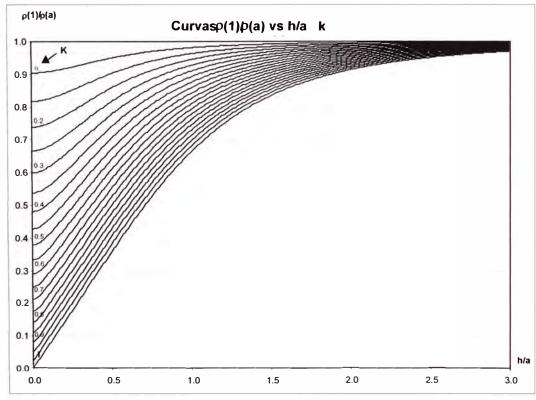


Fig. N° 4.7 Curva $\rho(a)/\rho(1)$ vs h/a para k>0

h) Procedimiento de Cálculo

- Se traza un gráfico con la curva ρ(a) x a obtenida por el método Wenner.
- Se prolonga la curva $\rho(a)$ x a hasta cortar al eje de las ordenadas del gráfico, este valor representa la resistividad de la primera capa ρ 1.
- Se toma un valor arbitrario de espaciamiento a1, hallando del gráfico su correspondiente valor de $\rho(a1)$.
- De acuerdo al comportamiento de la curva ρ(a) x a, se procede de la siguiente forma
 Si la curva es descendente se calcula ρ(a) ρ1
 Si la curva es ascendente se calcula ρ(a)
- Con el valor de $\rho(a1)/\rho 1$ ó $\rho 1/\rho(a1)$ obtenido, se entra a las curvas teóricas K, y se traza una recta horizontal y para cada valor de K, y se obtiene el correspondiente valor de h/a.
- Se multiplica todos los valores (h/a) del paso anterior por el valor de a1 del paso c). Con los pasos e) y f) se construye una tabla con los valores correspondientes de k, (h/a) y h.
- Se construye una nueva curva K x h, con los valores calculados en el paso f).
- Se escoge un segundo espaciamiento a2≠a1, se repite nuevamente los pasos c), d),
 e) y f); construyendo una nueva curva K x h.
- Esta nueva curva se gráfica junto con la curva obtenida en el paso g).
- La intersección de estas dos curvas K x h serán los valores reales de K y h, quedando definida la profundidad de la primera capa h.
- Luego reemplazando los valores de ρ1 y K en la relación:

$$K = \frac{\rho 2 - \rho 1}{\rho 2 + \rho 1} \tag{4.14}$$

Obtenemos el valor p2 real, quedando definida la estratificación.

i) Método de Estratificación de Suelos de Varias Capas

Para algunos casos del análisis de estratificación del suelo se tendrá que el gráfico $\rho(a)$ x a, obtenido de las mediciones de campo, tendrán una tendencia ondulada, con trechos ascendentes y descendentes lo que implica que el suelo estará conformado por más de dos capas.

Para este tipo de terrenos con varias capas se empleara el Método de Pirson, que es una extensión del método de dos capas.

Los pasos a seguir para la estratificación de suelos de estas características son los siguientes:

La curva $\rho(a)$ x a, será dividida en tramos de curvas ascendente y descendente, las cuales pueden ser tratados como una secuencia de curvas de suelo equivalentes de dos capas.

Se toma el primer tramo de la curva y se determinan los valores de las resistividades de la primera capa (ρ 1) y segunda capa (ρ 2); así como la altura de la primera capa (h1), tal como se indica en el método de dos capas.

Luego se toma el siguiente tramo de la curva, y se ubica el punto de inflexión at, que viene a ser el punto donde la curva cambia de concavidad.

Seguidamente se estima la altura a la segunda capa h'2 por el método de Lancaster - Jones, a través de la siguiente expresión:

$$h^{-1} 2 = \frac{2 a i}{3} \tag{4.15}$$

Conocida la altura referencial a la segunda capa, el siguiente paso será calcular la resistividad media equivalente estimada ρ '2, visto por la tercera capa utilizando la fórmula de Hummel, que es la media armónica ponderada de la primera y segunda capa.

$$\rho'_{2} = \frac{d1 + d'_{2}}{\frac{d_{1}}{\rho_{1}} + \frac{d'_{2}}{\rho_{2}}}$$
(4.16)

Dónde:

d1=h1 Profundidad de la primera capa

d'2 Espesor estimado para la segunda capa

$$d'_2 = \frac{2a_t}{3} - d_1 \tag{4.17}$$

El valor de ρ '2, representará el valor de la resistividad de la primera capa del segundo tramo que se está tratando.

Para el segundo tramo de la curva, se repite todo el proceso indicado en el método de las dos capas, con ρ '2 como el valor de la resistividad de la primera capa. Obteniéndose de esta manera los valores de la resistividad de la tercera capa (ρ 3) y la altura de la segunda capa (d2).

Para el caso de los otros tramos, se vuelve a repetir los pasos a), b), c), d), e), y f) indicados anteriormente.

El modelo más usado y que ha dado buenos resultados en la práctica es el modelado en capas horizontales. En base a la curva $\rho(a)$, existen distintos métodos de estratificación del terreno mediante los que se determina la resistividad y profundidad de cada capa, llevando un terreno que viene hacer multicapas a uno de tan solo dos capas.

j) Datos de campo

Tabla Nº 4.6. Medición de la resistividad en campo

Distancia entre electrodos	Resistencia medida (Ohm)	Resistividad Aparente (Ohm-m)
2 m	23.1	290.28
4 m	16.5	414.6
8 m	4.7	236.24
16 m	2.01	211.11

4.13 Características de las barras flexibles

Las características del conductor a utilizar en las barras flexibles son:

a) Conductor Principal

Tipo : Al 300

Sección 300 mm²

Diámetro : 22,5 mm

Peso Unitario ; 8,10 N/m

Módulo de Elasticidad 57 000 N/mm²

Carga de Ruptura : 48 500 N

En condiciones normales y dinámicos, los esfuerzos no deberán ser mayores al 60% de la carga de ruptura del conductor (29 100 N).

b) Cable de guarda

Tipo : AoGo EHS

Sección : 50 mm²

Diámetro : 9,52 mm (≅ 5/16")

Peso Unitario : 3,91 N/m

Módulo de Elasticidad : 181 300 N/mm²

Carga de Ruptura : 119 600 N

En condiciones normales y dinámicos, los esfuerzos no deberán ser mayores al 60% de la carga de ruptura del conductor (71 760 N).

CAPÍTULO V CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

5.1 Coordinación de Aislamiento

5.1.1 Cálculo

Ver el cálculo de coordinación de aislamiento en AnexoA: "Coordinación de Aislamiento"

5.1.1 Selección de pararrayos

a) Tensión continua de operación (COV)

Nivel 138 kV:

Um: Tensión máxima de servicio

K: Factor de Impedancia

MCOV = K
$$\frac{U_m}{\sqrt{3}}$$
 = 1.05 $\frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$ = 87.9kV

Nivel 69 kV:

MCOV =
$$K \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1.05 \frac{72.5kV}{\sqrt{3}} = 43.5kV$$

b) Sobretensión Temporal

$$TOV = K_e \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$
 (5.1)

Ke: Factor de falla a tierra.

Para sistema sólidamente puesto a tierra: Ke=1.4 (t=1s)

Para sistema con neutro aislado: Ke=1.73 (t=1s)

Nivel 138 kV:

Nivel 69 kV:

5.1.2 Tensión nominal del pararrayos

La tensión nominal del pararrayo R es el mayor valor entre Ro y Re

$$R_{o} = \frac{MCOV}{K_{o}}$$
 (5.2)

$$R_{e} = \frac{TOV}{K_{o}}$$
 (5.3)

Ko = Factor de diseño del pararrayos. Para el caso es Ko=0.8

Nivel 138 kV:

$$R_o = \frac{87.9}{0.8} = 109.87 \text{kV}$$

Nivel 69 kV:

$$R_o = \frac{43.95}{0.8} = 54.93 \text{kV}$$

Kt: Es la capacidad del pararrayos y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Se elige Kt = 1.15 para un tiempo de despeje de falla de 1 s que es lo esperado cuando un sistema está sólidamente puesto a tierra.

Nivel 138 kV:

$$R_e = \frac{117.2}{1.15} = 101.91 \text{kV}$$

Nivel 69 kV:

$$R_e = \frac{58.6}{1.15} = 50.95 \text{kV}$$

Evaluando Ro > Re ó Re > Ro obtenemos las tensiones nominales de los pararrayos

Nivel 138 kV:

 $R' = 109.88 \, kV$

Nivel 69 kV

R' = 54.93 kV

Luego la tensión nominal del pararrayo es Ro multiplicada por un factor de seguridad que para sistemas mayores de 100 kV es de 5 % y para sistemas menores a 100 kV es del 10 %. Así la tensión nominal del pararrayo es:

Nivel 138 kV:

R'= 1.05 x Ro= 1.05 x 109.88 = 115.37 kV

Nivel 69 kV:

R'= 1.1 x Ro= 1.1x 54.93= 60.4 kV

Para el sistema de protección de un pararrayos:

- Tensión residual para impulso escarpado de corriente.
- Característica de la tensión residual en función de la corriente de descarga para impulsos atmosféricos.
- Tensión residual para impulsos de maniobra.

De acuerdo a la norma IEC 99-3 y para dar cumplimiento a las características garantizadas, el valor normalizado tomado es de acuerdo a la tabla siguiente

Tabla Nº 5.1. Valores Nominales Pararrayos Norma IEEE C62.11-1999

Tensión Nominal	MCOV	Tensión Nominal	MCOV
kV	kV	kV	kV
3	2.55	144	115
6	5.10	168	131
9	7.65	172	140
10	8.40	180	144
12	10.20	192	152
15	12.70	228	180
21	15.30	240	190
24	17.00	258	209
27	19.50	264	212
30	22.00	276	220
36	24.40	288	230
39	29.00	294	235
45	31.50	312	245
48	36.50	396	318
54	39.00	420	335
60	42.00	444	353
72	48.00	468	372
90	57.00	492	392
96	70.00	540	428
108	76.00	564	448
120	84.00	576	462
132	98.00	588 470	
		612	485

Del cuadro se puede observar:

Nivel 138 kV:

R=120 kV

MCOV= 98 kV

Nivel 69 kV:

R=60 kV

MCOV= 48kV

Teniendo en cuenta los siguientes datos correspondientes a la coordinación de aislamiento, para este proyecto se utilizó los siguientes pararrayos:

Nivel de aislamiento en 138 kV

: 750 kV Bil

Nivel de aislamiento en 69 kV

: 550 kV Bil

Distancia de fuga mínima

: 31 mm/kV

La característica de los pararrayos sería el siguiente:

Nivel de 138 kV

Tensión nominal del pararrayos Ur

: 120 kVrms

Máxima tensión de operación continua (MCOV)

: 98 kVrms

Tensión máxima del pararrayo Uc

: 123 kVrms

Nivel de protección al impulso de rayo 8/20 us(LPL)

: 295 kVpico

Corriente de descarga

: 10 kA

: 3

Nivel de 69 kV

Tensión nominal del pararrayos Ur

: 60 kVrms

Máxima tensión de operación continua (MCOV)

: 48 kVrms

Nivel de protección al impulso de rayo 8/20 us(LPL)

: 144 kVpico

Corriente de descarga

: 10 kA

Clase

Clase

: 3

5.2 Distancias de seguridad

5.2.1 Calculo

Ver cálculo de distancia de seguridad en Anexo B: "Distancias de Seguridad" y Anexo G: Plano DIAG-02 al DIAG-08 y DIAG-09.

5.2.2 Resultados

En la siguiente tabla se muestra las distancias mínimas de seguridad requeridos para la SE **M**ina Toquepala:

Tensión BIL (Dist. Min.) Protección barras flexibles m m m

1.65

1.21

Tabla Nº 5.2. Distancias de seguridad

4.13

3.69

2.34

1.67

5.3 Apantallamiento

138

69

5.3.1 Descripción del modelo EMG

750

550

Permite seleccionar la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos y las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación.

a) Distancia de descarga crítica

La distancia de descarga crítica S_m corresponde al último paso del líder de la descarga atmosférica para la corriente crítica. Esta dada por:

$$S_{\rm m} = 8kl_{\rm c}^{0.65}, \, {\rm m}$$
 (5.4)

Dónde:

I_c: Corriente crítica de flameo, kA

k: Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga:

- 1.0 para cables de guarda
- 1.2 para mástiles y punta pararrayos

b) Corriente crítica

La corriente crítica ^Ic es aquella que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento. Esta dada por la expresión:

$$I_{c} = \frac{2.2BIL}{Z_{o}}, kA \tag{5.5}$$

o por:

$$I_{c} = \frac{2.068CFO}{Z_{O}}, kA \tag{5.6}$$

Dónde:

z_o: Impedancia característica del barraje a proteger,

BIL: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico del aislamiento del equipo, kV.

CFO: Tensión crítica de flameo de los aisladores, kV.

La ecuación (5.5) es empleada cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por aisladores de postes o equipos. El valor del BIL será el determinado para la instalación según los estudios de coordinación de aislamiento.

La ecuación (5.6) es empleada cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por cadenas de platos aisladores. El valor de CFO puede ser estimado por la fórmula de Anderson:

$$CFO = 0.94x585w, kV$$
 (5.7)

Dónde:

CFO: Tensión crítica de flameo inverso de los aisladores y explosores (cuernos), kV.

w : longitud de la cadena de aisladores, m

c) Impedancia característica

La impedancia característica Zo está dada por:

$$Z_0 = 60\sqrt{\ln\frac{2h_{av}}{R_c}\ln\frac{2h_{av}}{r}}, \Omega$$
 (5.8)

Dónde:

h av : Altura promedio del conductor, m

r : radio del cable (fases conformadas por un solo conductor) o Ro para un haz de conductores, según el caso, m

 R_c : Radio corona (R_c si es un conductor simple o R_c ' si se trata de un haz), m

d) Altura promedio

La altura promedio de los cables de fase h av se calcula como:

$$h_{av} = \frac{1}{3}h_{max} + \frac{2}{3}h_{min}, m$$
 (5.9)

Dónde:

h_{max} : Altura de conexión del cable de fase, m

h_{min}: Altura en la mitad del vano, m

Cuando h_{min} no se conoce puede calcularse empleando la expresión:

$$h_{\min} = h_{\max} + \varpi x L, m \tag{5.10}$$

Dónde:

L: Longitud del vano, m

h_{min}: Altura en la mitad del vano, m

 $_{\varpi}$ " Constante que relaciona la flecha máxima YC con la longitud del vano L; usualmente entre 0.02 y 0.06.

e) Selección del cable de guarda

La selección del cable de guarda que ha de utilizarse en las subestaciones se realiza con base en los bases de criterios de tensionado, corrosión y soportabilidad ante las corrientes de cortocircuito.

Los tipos de cables que pueden ser utilizados para el apantallamiento de subestaciones son los de acero galvanizado de alta resistencia mecánica; los cables de aluminio soldado (Alumoweld) y los cables de aluminio con alma de acero (ACSR).

Otro factor que debe tenerse en cuenta para la selección del cable de guarda desde el punto de vista técnico es su capacidad de soportabilidad ante las corrientes de cortocircuito. A medida que la corriente fluye a través de los cables de guarda, las pérdidas I²R hacen que el material caliente.

La ecuación característica que describe la capacidad de soportabilidad de corriente de un cable de guarda es:

$$I = \sqrt{\frac{4.185A_c^2 \rho k_{cp} ln[1 + \alpha(\theta_e - \theta_b)]}{\rho_c \alpha t_k}}$$
 (5.11)

Dónde:

I: Corriente eficaz, A

 ρ_c : resistividad, Ω cm

A c: Sección nominal del conductor, cm²

k co : Calor específico, cal/ g °C

 ρ : densidad, gr/ cm³

α : coeficiente de temperatura, 1/°C

 θ_{e} : temperatura final °C

 θ_h : temperatura inicial °C

t_k: tiempo de duración cortocircuito

5.3.2 Cálculo

Ver cálculo de distancia de seguridad en Anexo C: "Apantallamiento" y Anexo G:

Plano DIAG-10.

5.3.3 Resultados

En la siguiente tabla se muestra las distancias mínimas de seguridad requeridos para la SE Mina Toquepala:

Tabla Nº 5.3. Resultado parámetros eléctricos apantallamiento

Descripción del conductor	Material	Corriente crítica de descarga (A)	Distancia de descarga crítica (m)	Altura efectiva del cable de guarda (m)
50 mm2	Acero de extra alta resistencia (EHS)	6846.86	14.86	1.27

5.4 Cálculo de la capacidad de corriente del conductor

5.4.1 Selección de conductor de barras

Se verificará el conductor a emplearse de tal forma que garantice la capacidad de transmisión requerida sin exceder su temperatura máxima nominal (para el caso del conductor tipo Aluminio este valor es de 80°C).

En equilibrio térmico las pérdidas por calor en el conductor (I²R) y la cantidad de calor suministrado por radiación solar (Pso), deben compensarse por convección y radiación de calor al área que rodea el conductor:

$$I^2R + P_{so} = P_k + P_R$$
 (5.12)

Dónde:

R: Resistencia de corriente alterna efectiva, a la correspondiente temperatura límite, W/m.

P_k: Cantidad de calor emitido por convección, en W/m.

P_r: Cantidad de calor emitido por radiación, en W/m.

$$P_{k} = C_{1}(VD)^{C_{2}}(T_{c} - T_{a})$$
 (5.13)

$$P_{R} = \sigma.\varepsilon.\pi.D(T_{c}^{4} - T_{a}^{4})$$
(5.14)

$$P_{so} = A_s I_s D ag{5.15}$$

Dónde:

V :Velocidad del viento en m/s = 0.6 m/s según Standard 738 de la IEEE

D : Diámetro del conductor en m

T_c: Temperatura límite del conductor = 353°K para conductor de aluminio.

Ta: Temperatura ambiente en °K

C₁ y C₂: Constantes según el conductor. Para cables: C₁=8.55 y C₂=0.448

σ: Constante de radiación =
$$\frac{5.75x10^{-8}W}{m^2 °K^4}$$

: Grado de emisión que depende de la superficie del conductor.

Paraconductores nuevos de aluminio = 0.25

A_s : Coeficiente de absorción del calor = 0.8

I_s: Intensidad de la radiación = 540 W/m²

Considerando un cable de Al 300 mm2 a la temperatura mínima, máxima y promedio del medio ambiente se obtiene el cuadro adjunto. (Anexo D: "Capacidad de Corriente").

Tabla Nº 5.4. Resultado de la capacidad de corriente para diferentes temperaturas

CAPACIDAD DE CORRIENTE(A)					
-4 °C 12° C 24° C					
876.27 794.68 726.73					

Los niveles de corriente en el tramo de S.E. Mill Site – S.E. Mina Toquepala no supera los 40 A y en el tramo subestación Mina Toquepala – Botiflaca no supera los 30 A. La bahía del transformador de potencia en su capacidad máxima no superará los 209 A. Por lo que al elegir dicho conductor es aceptable el margen de seguridad que se tiene:

- Barrajes flexibles : Conductor Al 300 mm2

Conexiones entre equipos
 Conductor Al 300 mm2

5.4.2 Calculo de presencia de efecto corona en los conductores

Una vez efectuada la selección del conductor por capacidad de corriente se procede a verificar la presencia de efecto corona.

El valor de la tensión critica disruptiva (Uc) requerido para que se presente efecto corona puede ser expresado mediante la fórmula de PeeK, y es la siguiente:

$$U_{c} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \sqrt{3}.m_{c}.\delta.m_{t}.r.n.Ln \left(\frac{D}{r'}\right)$$
(5.16)

Dónde:

m_c: coeficiente de rugosidad del conductor, para cables varía entre 0.83 a 0.87, para nuestro análisis tomaremos un valor intermedio de 0.85.

δ: factor de corrección de la densidad del aire = $\frac{3.926\,p}{T_a}$, ρ es la presión barométrica en cm

de Hg y T_a es la temperatura media en °K, p se puede hallar de la siguiente manera: $p = 10^{\log 76 - h/18336}$, h es la altitud en metros sobre el nivel del mar.

 m_t : coeficiente que depende del efecto de lluvia. Para tiempo seco = 1 y para t tiempo t t

r : radio del conductor en cm.

n : número de conductores del haz de cada fase.

D : distancia entre ejes de fases en cm.

r': radio ficticio en cm = $\sqrt[n]{nr}R^{n-1}$ donde R es el radio de la circunferencia que pasa por los centros de los conductores que forman la fase.

Si consideramos el cable de aluminio de 300 mm², con una temperatura media de 12 °C, s obtiene el siguiente cuadro:

Tabla Nº 5.5. Resultado de tensión crítica

Tensión Crítica Disruptiva (kV)				
Tiempo seco Tiempo lluvioso				
138.32	110.66			

No se presenta efecto corona ambos valores son mayores que 83.72 kV $\left(\frac{145\text{kV}}{\sqrt{3}}\right)$

5.5 Calculo de la Malla a Tierra

Para el diseño de la malla de puesta a tierra con el programa computacional FdcGrd, se determinaron los parámetros que se describen a continuación.

5.5.1 Resistividad del terreno

De los resultados del análisis de resistividad del terreno, se tiene que el terreno, será modelado eléctricamente en dos capas, con las siguientes características:

Resistividad Primera Capa: 326.82 Ohm-m Resistividad Segunda Capa: 181.1 Ohm-m Profundidad de la Primera Capa: 4.48 m

5.5.2 Determinación de la sección mínima del cable de la malla de puesta a tierra

El cable a emplearse en la Malla de Puesta a Tierra será de cobre, debido a su alta conductividad, resistencia a la corrosión al ser enterrado, y su comportamiento catódico respecto a otros metales.

Para determinar la sección mínima del cable, debido a los esfuerzos térmicos, se utilizó la siguiente fórmula:

$$1 = 226.53 \cdot \text{Scu} \sqrt{\frac{1}{\text{tdef}} \cdot \text{Ln} \left(\frac{\theta m - \theta a}{234 + \theta a} + 1 \right)}$$
(5.17)

Dónde:

Scu Sección del cable de Cobre (mm2).

Corriente de falla monofásica, a través del cable (7.2 kA).

tdef Duración de la falla (0.5 s).

θa Temperatura del ambiente (12 °C).

θm : Temperatura máxima permisible (450 °C).

Reemplazando los valores se tiene que Scu = 45.48 mm2.

El calibre usual y que es mayor al obtenido por los cálculos es el de 2/0 MCM por tanto el calibre del cable de cobre a emplear será:

S= 2/0 MCM (67.4 mm2 o 70 mm2)

Se empleará un anillo que rodeará la malla en su conjunto y será de cable de cobre blando de 250 MCM (127 mm2 o 120 mm2).

5.5.3 Determinación de la Corriente Permisible por el Cuerpo Humano

En la norma IEEE Std 80 "Guide for safety in AC Substations Grounding", se mencionan las investigaciones realizadas por Charles Dalziel, quien plantea dos fórmulas para determinar la corriente permisible por el cuerpo humano para no causar fibrilación ventricular, considerando una de ellas 50 kg para el peso de una persona y la otra 70 kg. Para ser más conservadores y exigentes en la determinación de las tensiones de paso y de toque, se considera 50 kg para el peso de una persona, es así que la corriente permisible estará dada por la siguiente fórmula:

$$I_{lim} = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$
 (5.18)

Dónde:

I_{lim} : Corriente permisible por el cuerpo humano para no causar

fibrilación ventricular en Ampers.

t : Tiempo de duración de la falla en segundos.

5.5.4 Determinación de la Tensión de Toque Límite

La tensión de toque es la diferencia de potencial que existe entre un punto de una estructura metálica situada al alcance de la mano de una persona, y un punto en el suelo a 1 m de la base de la estructura.

La seguridad de una persona consiste en evitar que una cantidad de energía determinada sea absorbida antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado.

La tensión de toque está definida por la siguiente fórmula:

$$V_{\text{toque}} = \left(R_{\text{ch}} + \frac{R_{\text{c}}}{2}\right) \cdot I_{\text{lim}}$$
(5.19)

Dónde:

 V_{toque} : Tensión de toque en Volts.

 R_{ch} : Resistencia del cuerpo humano en Ohms (1000 Ω).

R_c: Resistencia de contacto en Ohms, que será considerada igual a 3ρs (resistividad de contacto superficial del suelo), según las recomendaciones de la norma IEEE 80.

Corriente permisible por el cuerpo humano para no causar fibrilación ventricular en Ampers.

Luego reemplazando dichos valores se tendrá que la Tensión de toque limite permisible entre la mano y el pie, para no causar fibrilación ventricular estará dada por la siguiente fórmula.

$$V_{\text{toque-limite}} = \frac{116 + 0.174\rho_{s}}{\sqrt{t}} Volts$$
 (5.20)

Dónde:

t Tiempo de despeje de falla en segundos.

Resistividad superficial de contacto.

5.5.5 Determinación de la Tensión de Paso Limite

La tensión de toque es la diferencia de potencial que existe entre los dos pies de una persona distanciados entre ellos a 1 m, y que además se encuentran entre dos líneas equipotenciales diferentes.

La tensión de paso está definida por la siguiente fórmula:

$$V_{\text{paso}} = (R_{\text{ch}} + 2R_{\text{c}}) \cdot I_{\text{c}}$$
(5.21)

Dónde:

V_{paso} : Tensión de paso en Volts.

R characteristic Resistencia del cuerpo humano en Ohms (1000 Ω).

Resistencia de contacto en Ohms, que será considerada igual a

3ps (resistividad de contacto superficial del suelo),según recomendaciones de la norma IEEE 80.

I_{lim} : Corriente permisible por el cuerpo humano para no causar fibrilación ventricular en Ampers.

Luego reemplazando dichos valores se tendrá que la Tensión de paso limite permisible entre los dos pies, para no causar fibrilación ventricular estará dada por la siguiente fórmula:

$$V_{\text{paso-limite}} = \frac{116 + 0.696 \,\rho_{\text{s}}}{\sqrt{t}} Volts$$
 (5.22)

Dónde:

t : Tiempo de despeje de falla en segundos.

 $\rho_{\rm s}$: Resistividad superficial de contacto (2061.53 Ohm-m, según los cálculos de resistividad del terreno).

5.5.6 Corrección de las tensiones de paso y de toque limites

Debido a que el área de los equipos de la Subestación es la más peligrosa, se deberá colocar una capa superficial de 0,10 m de grava, con una resistencia típica de 3000 Ω -m, consiguiendo con esto mayor aislamiento de contacto de los pies con el suelo.

Esta capa de grava, presenta una estratificación adicional a la capa superficial del suelo, por lo tanto debe hacerse una corrección de la resistividad superficial de contacto, para las fórmulas de las tensiones de toque y de paso límites permisibles.

El factor de corrección, para la nueva resistividad superficial de contacto (ρ s = 3000 Ω -m) estará dada por la siguiente fórmula:

$$C_{s}(h_{s},k) = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^{n}}{\sqrt{1 + (2n \frac{h_{s}}{0.08})^{2}}} \right]$$
 (5.23)

Dónde:

h_s: Espesor de la capa de grava (0,10 m).

 $k = \frac{\rho_{a} - \rho_{s}}{\rho_{a} + \rho_{s}}$

 ρ_a : Resistividad sin considerar la grava.

 ρ_s : Resistividad de la capa de grava (3000 Ohm-m).

Entonces, finalmente las fórmulas para los cálculos de tensiones de toque y de paso límites permisibles por el cuerpo humano, recordar que la grava contribuye con disminuir estos voltajes, la fórmula con el factor de corrección por la grava:

(5.28)

$$V_{\text{toque-limite}} = \frac{116 + 0.174 \rho_{\text{s}} C_{\text{s}}(h_{\text{s}}, k)}{\sqrt{t}} \quad Volts$$
 (5.24)

$$V_{\text{paso-limite}} = \frac{116 + 0.696 \,\rho_{\text{s}} C_{\text{s}}(h_{\text{s}}, k) \,\nu_{\text{olis}}}{\sqrt{t}}$$
(5.25)

Los valores de cada una de las fórmulas, así como el procedimiento se detalla en el Anexo E: "Malla a Tierra" y Anexo G: Plano DIAG-11, se adjunta cuadro resumen con valores de toque y paso límites:

Tabla Nº 5.6. Resultado de parámetros eléctricos Malla a Tierra

Descripción	Tiempo de falla
Resistencia equivalente de la malla de la SSEE	1.74 Ω
Tension de toque permisible Persona de 50 kg (Voltios)	602.4 V
Tension de paso permisible en voltios	1917 V
Tensión de toque en voltios de la malla	208.9 V
Tensión de paso en voltios de la malla	104.6 V

5.6 Calculo de barras flexibles

5.6.1 Efecto mecánico del conductor

Para el efecto mecánico de los conductores se tiene en cuenta lo siguiente:

El cálculo mecánico de los conductores se realizará empleando la ecuación de cambio de estado que a continuación se indica:

$$T_{2}^{3} + b.T_{2}^{2} - c = 0$$

$$b = \frac{W_{eq1}^{2}.(a)^{2}.A.E}{24.T_{1}^{2}} + \alpha.A.E.(Temp_{2} - Temp_{1}) - T_{1}$$

$$c = \frac{W_{eq2}^{2}.a^{2}.A.E}{24}$$
(5.27)

Dónde:

T1 : Tensión del conductor para la condición 1 (N) T2 : Tensión del conductor para la condición 2 (N) Temp1 : Temperatura del conductor para la condición 1 (°C) Temp2 : Temperatura del conductor para la condición 2 (°C) Weg1 : Carga unitaria equivalente para la condición 1(N/m) Weq2 : Carga unitaria equivalente para la condición 2 (N/m)

а : Vano (m)

Α : Sección del conductor (mm2) E : Módulo de elasticidad del conductor (N/mm2)

α : Coeficiente de expansión lineal térmica (1/°C)

- Para la longitud horizontal del conductor (L_c) se toma como la distancia entre el pórtico y la torre de llegada, menos la distancia de la cadena de aisladores de ambos extremos.
- Para la carga equivalente (Weq) se toma en cuenta la acción del viento sobre el conductor, y el peso propio del conductor.

$$W_{eq} = \sqrt{W_{cd}^2 + W_{vie}^2}$$
 (5.29)

Dónde:

 $W_{\epsilon q}$ es el peso resultante del conductor.

 W_{vie} es la carga debido al viento y se expresa de la siguiente forma:

$$W_{vie} = P_v \times \frac{(\phi_c + 2.e)}{1000}$$

$$P_v = K \times V^2 \times Sf \times A$$

Donde:

P.: Presión del viento.

k : constante de presión (0,613 para elevaciones hasta 3 000 msnm, y 0,455 para elevaciones mayores de 3 000 msnm).

Sf : factor de forma (1 para superficies cilíndricas)

A : área proyectada en m2. (A = 1 m2)

• El cálculo mecánico de los conductores se realizará empleando las hipótesis del cálculo mecánico que a continuación se indica

HIPÓTESIS Nº 1 : TEMPERATURA MÍNIMA

Temperatura media : -4 °C

Presión del viento : 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo <a> < 60% de carga de rotura

HIPÓTESIS Nº 2 : TENSIÓN DE CADA DÍA (E.D.S)

Temperatura : 12 °C

Presión del viento : 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura HIPÓTESIS Nº 3 : TEMPERATURA MÁXIMA

Temperatura : 24 °C

Presión del viento : 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

HIPÓTESIS Nº 4 : TEMPERATURA MÁXIMA (Flecha Máxima)

Temperatura : 12 °C

Presión del viento 196 Kg/m2 (65 km/h)

Esfuerzo de Trabajo <a> < 60% de carga de rotura

Para el cálculo de la flecha del conductor se emplea la siguiente fórmula:

$$f = \frac{T_0}{W_{eq}} \cdot \cosh\left(\frac{L_c}{2.T_0/W_{eq}} - 1\right)$$
(5.30)

$$f = f \cdot \cosh\left(\frac{x_m}{\zeta}\right) \; ; \; C = \frac{T_0}{W_{eq}}$$
 (5.31)

Dónde:

 T_0 : Tensión horizontal del conductor (N)

 W_{eq} : Carga uniforme equivalente (N/m)

Lc : Longitud horizontal del conductor (vano) (m)

C : Parámetro de la catenaria (m)

f' : Flecha de cable a nivel (m)

f : Flecha de cable corregida por desnivel (m)

 x_m : Punto medio del vano (m)

Tomando en cuenta lo descrito anteriormente, se muestran las tablas con los resultados de los diferentes parámetros por los conductores de cada fase y del cable de guarda. (Anexo F:"Cálculos Mecánicos" y Anexo G: Planos DIAG-12 y DIAG-13).

Esfuerzos en fases y cable de guarda Bahía Mill Site

Tabla Nº 5.7. FASE R

		OICIÓN		
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06
Tiro Vertical en la portico (N)	837.77	810.68	791.95	811.24
Tiro Vertical en la torre (N)	1846.23	1873.32	1892.05	1872.76
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19

Tabla Nº 5.8. FASE S

Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06
Tiro Vertical en la portico (N)	845.45	818.10	799.20	817.67
Tiro Vertical en la torre (N)	1838.55	1865.90	1884.80	1866.33
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19

Tabla Nº 5.9. FASE T

	CONDICIÓN			
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06
Tiro Vertical en la portico (N)	309.30	386.11	439.19	384.50
Tiro Vertical en la torre (N)	2374.70	2297.89	2244.81	2299.50
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19

Tabla Nº 5.10. Cable de guarda

	CONDICIÓN			
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	143.52	180.99	191.66	76.01
Tiro Horizontal (N)	7176	9050.00	9583	3800
Tiro Vertical en la portico (N)	4735.00	5904.00	6339.00	2484.00
Tiro Vertical en la torre (N)	4833.00	6163.00	6483.00	2583.00
Flecha (m)	0.04	0.08	0.03	0.07

Esfuerzos en fases y cable de guarda Bahía Botiflaca

Tabla Nº 5.11. FASE R

		DICIÓN		
Parametro	HIPÓTESIS 1 (Tiro Máximo)	HIPÓTESIS 2 (E.D.S.)	HIPÓTESIS 3 (Flecha Máx.)	HIPÓTESIS 4 (Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06
Tiro Vertical en la portico (N)	501.21	485.00	473.80	485.34
Tiro Vertical en la torre (N)	2182.79	2199.00	2210.20	2198.66
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19

Tabla Nº 5.12. FASE S

	1	COND	DICIÓN	
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06
Tiro Vertical en la portico (N)	1327.73	1284.79	1255.10	1285.68
Tiro Vertical en la torre (N)	1356.27	1399.21	1428.90	1398.32
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19

Tabla № 5.13. FASE T

	CONDICIÓN						
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4			
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)			
Esfuerzo(N/mm2)	20.09	19.44	18.99	19.452			
Tiro Horizontal (N)	6014.53	5820.00	5685.56	5824.06			
Tiro Vertical en la portico (N)	336.53	412.46	464.93	410.87			
Tiro Vertical en la torre (N)	2347.47	2271.54	2219.07	2273.13			
Flecha (m)	1.16	1.20	1.22	1.19			

Tabla Nº 5.14. Cable de guarda

	CONDICIÓN						
Parametro	HIPÓTESIS 1	HIPÓTESIS 2	HIPÓTESIS 3	HIPÓTESIS 4			
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máximo)			
Esfuerzo(N/mm2)	143.52	177.93	192.07	73.64			
Tiro Horizontal (N)	7176	8897.00	9604	3682			
Tiro Vertical en la portico (N)	4267.00	2879.00	3564.00	2760.00			
Tiro Vertical en la torre (N)	4350.00	3569.00	3620.00	2910.00			
Flecha (m)	0.04	0.08	0.03	0.07			

5.6.2 Efecto transversal debido al viento

El viento ejerce una fuerza transversal sobre el conductor. La fuerza debida al viento y aplicada sobre cada punto de sujeción se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$F_{VC} = W_V \times \frac{L_C}{2} \tag{5.32}$$

$$F_{VC} = \frac{0.613 \times V^2 \times (\phi_C + 2.h)}{1000} \times \frac{L_C}{2}$$
 (5.33)

Dónde:

F_{VC}: Fuerza transversal del conductor debido al viento (N)

V_V: Velocidad del viento (m/s)

L_C: Longitud del conductor (m)

Se obtiene como resultado, la designación de cada uno de estos parámetros se puede verificar en el Anexo F: "Cálculos Mecánicos"

$$Fvc = 2.72N$$

5.6.3 Efecto dinámico debido a la Corriente de Cortocircuito

El efecto debido a la corriente de cortocircuito se calcula de acuerdo con el método recomendado por el Grupo de Trabajo 23.02 del CIGRE, el cual estima las tensiones y desplazamientos máximos de un sistema de barras flexibles causados por cortocircuito.

Este método requiere solamente datos generales: longitud del vano, tensión estática, distancia entre fases, masa del cable, corriente y duración del cortocircuito.

Con el método descrito se calcula:

Fcc: Máxima fuerza de tensión durante el cortocircuito.

Fdc: Máxima fuerza de tensión después del cortocircuito.

La Máxima tensión de diseño será el mayor entre Fcc y Fdc.

Según recomendación de la norma IEC las fuerzas son máximas para la condición de mínima temperatura en la Subestación.

Según la IEC, la fuerza de tensión después del cortocircuito Fdc es solamente considerada cuando r > 0.6, siendo r la relación entre la carga de cortocircuito y la carga estática, donde r se calcula según el método de la CIGRE.

De igual manera se calcula el ángulo de desplazamiento δm y la máxima flecha fcc. Con estos datos (δm , Fcc) se tendrá una representación del movimiento de las barras flexibles durante y después del cortocircuito.

Se muestran los resultados de las fuerzas debidas a la corriente de cortocircuito en las barras flexibles. (Anexo F: "Cálculos Mecánicos")

La flecha máxima durante el cortocircuito:

5.6.4 Efectos dinámicos debido al sismo

La carga que puede presentarse en los extremos de las barras flexibles puede determinarse mediante la siguiente fórmula:

$$F_{ch} = \frac{W_{eq}.C_s.L_C}{2} \tag{5.34}$$

Dónde:

Fch : Fuerza sísmica transversal (N).

Weg : Peso equivalente del conductor (N/m).

Lc : Longitud del conductor (m).

Cs : Coeficiente de aceleración sísmica, expresada en función de la gravedad, el cual puede determinarse dependiendo de la ubicación de la Subestación, a partir del mapa de riesgo sísmico de Perú (En nuestro caso para uniformizar cálculos Cs = 0,625 según UBC97 secciones 1630 y 1634).

La fuerza vertical producida por el sismo se considera mediante la siguiente fórmula:

$$F_{cv} = \frac{W_{eq}.C_v.L_C}{2}$$
 (5.35)

Dónde:

Fcv Fuerza sísmica vertical (N).

Weg Peso equivalente del conductor (N/m).

LC : Longitud del conductor (m).

CV :0.67 x CS

Fch= 13095.06 N

Fcv= 930.04 N

5.7 Dimensionamiento transformador de potencia

A partir del documento H328951-FA-29200-07-MC-001 "Flujo de potencia y regulación de tensión ampliación SE Mina Toquepala" se tiene:

5.7.1 Dimensionamiento del transformador de poder

De acuerdo con la IEEE 141(Reed Book) como "regla de dedo", para una configuración de resonancia en paralelo y posibilitar controlar la contaminación armónica se debe verificar la siguiente relación:

$$SCR = \sqrt{\frac{MVA_C}{MVA_R}} \ge \sqrt{20}$$
(5.36)

Se tiene que:

SCR: Razón de cortocircuito (Short circuit Ratio)

MVAc: Nivel de cortocircuito trifásico 30 ciclos del sistema

MVAr: Potencia no lineal de los consumos

Considerando el PCC (punto de acoplamiento común) la barra principal de 69 kV aguas abajo del transformador de poder se tienen los siguientes resultados:

Tabla Nº 5.15. Tabla de razones de cortocircuito

Trafo	Dmed						
MVA	MVAc	MVAr	SCR				
30	227.072	10.1557	4.73				
35	262.925	10.1557	5.09				
40	286.828	10.1557	5.31				

Se muestra que los tres transformadores cumplirían con este criterio, sin embargo el valor SCR para el transformador de 30 MVA que se encuentra en el límite de la norma, por tanto se recomienda la selección de un transformador de mayor potencia. De acuerdo a la norma IEEE 141 se tiene:

Tabla Nº 5.16: Tabla de Potencias Estándar para transformadores sumergidos en aceite y secos

	Mono	fásico		Trifásico				
1	50	833	8333	15	300	3750	25 000(*)	
3	75	1250	10000(*)	30	500	5000	30 000(*)	
5	100	1667	12500(*)	40	750	7500	37 500(*)	
10	167	2500	16667(*)	75	1000	10 000	50 000(*)	
15	250	3333	20000(*)	112 1/2	1500	12 000	60 000(*)	
25	333	5000	25000(*)	150	2000	15 000	75 000(*)	
37 1/2	500	6667	33000(*)	225	2500	20 000	100 000(*)	

(*) Solo cumple para transformadores sumergidos en aceite

De acuerdo a la tabla anterior la potencia estandarizada para el transformador sería 37.5 MVA.

CONCLUSIONES

- 1. Los proyectos de ampliación son necesarios, aunque no se haya previsto esto con la finalidad de poder abastecer energía a la carga nueva que se va incorporar a este sistema.
- 2. Para el caso de una ampliación teniendo en cuenta no sacar fuera de servicio la subestación existente debe tenerse mucho cuidado con las distancias de seguridad en el momento del trabajo.
- 3. El sistema de puesta a tierra debe contar con unas cuadriculas de menor tamaño (como se muestra en el plano DIAG-11 Anexo G) en los extremos para tener valores admisibles de tensión de toque y de paso en estas zonas.
- 4. Una vez que entre en servicio la ampliación de la subestación, el transformador existente se debe dejar como eventual respaldo para una etapa de mantenimiento.
- 5. Durante el montaje de los equipos nuevos se debe tener bastante detalle en las pruebas que se realice y en la inspección preliminar.
- 6. La conexión del transformador debería ser delta- estrella, de manera de atenuar el ingreso de armónicos al sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Subestaciones Eléctricas Pre Edición Febrero 2008"Ing. Juan Bautista Ríos
- [2] "Técnicas de Aterramiento Eléctrico para Alta Tensión 2009" Ing. Justo Yanque Montufar
- [3] "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión 2003"
 Mejía Villegas Ingenieros Consultores S.A.

ANEXO A COORDINACION DE AISLAMIENTO

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 69 kV

Cliente

: Southern Peru

Proyecto Título

Subestación Mina Toquepala : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS IEC 60071-1 Y 60071-2

Nivel de Tensión (Un):

69.00 kV

Tensión máxima del sistema (Us): Tensión máxima a tierra:

72.50 kV 41.86 kV

SOBRETENSIONES TEMPORALES A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Falla fase-tierra (Urp)

R0/X1:

0.33

1.4

X0/X1:

Factor K:

1.85 Ver figuras B.1 a B.4 IEC 71-2. Ver pag.

29 item 2.3.2.2 Se puede asumir 1.5 que es bastante alto. Normalmente se

emplea 1.3

fase-fase

Urp : 58.60 kV

Rechazo de carga Linea SE

factor sobretension :

1.40 pu

58.6 kV

101.5 kV

ver item H.1.1.1.2. Se puede asumir valor de 1.4 pero es bastante alto

Sobretensiones Representativas Resultantes

Urp fase-tierra

58.60 kV

Urp fase-fase

Ue2:

Fase-Tierra : Fase-Fase:

101.50 kV

2.5 pu

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO (DE MANIOBRA)

EQUIPO DE ENTRADA

ver figura 1 (pag. 39) IEC-71-2, ver

anexo D. De no tener valores, considerar valor conservador de 2.5 el

cual representa la máxima solicitación de sobretensión por reenganche y

conexión

ver figura 2 (pag. 41) IEC-71-2, ver

anexo D

Up2 / Ue2 🚦 **1.5** pu

Up2: 3.75 pu Ue2 147.99 kV

221.99 kV Up2

ver formula D.2, anexo D, pag 141,

metodo fase-pico

ver formula D.8, anexo D, pag 145,

metodo fase-pico

Uet: **2.88** pu

Upt : **4.26** pu

Uet: 170.19 kV Upt: 252.03 kV

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 69 kV

Cliente

: Southern Peru

Proyecto Título Subestación Mina Toquepala : Coordinación de Aislamiento

TODO EQUIPO

ver figura 1 (pag. 39) IEC-71-2, ver

anexo D. De no tener valores,

Ue2 : 2.0 pu considerar valor conservador de 2.5 el

cual representa la máxima solicitación de sobretensión por reenganche y

conexión

ver figura 2 (pag. 41) IEC-71-2, ver

anexo D

Up2 / Ue2 : 1.6 pu Up2 : 3.20 pu

Up2

Up2 : 3.20 pu Ue2 118.39 kV

Uet : 2.25 pu

189.43 kV

ver formula D.2, anexo D, pag 141,

metodo fase-pico

ver formula D.8, anexo D, pag 145,

Upt : 3.57 pu Uet : 133.19 kV Upt : 211.33 kV metodo fase-pico

Ver formula F.19 IEC-71-2

TENSIONES DE COORDINACION

SOBRETENSIONES TEMPORALES

 Ucw fase-tierra
 : 58.60 kV

 Ucw fase-fase
 : 101.50 kV

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO

EQUIPO DE ENTRADA Kcd (ver figura 6 IEC-71-2)

Fase tierra - Ups/Ue2 : 0.70 1.07 Fase fase - 2Ups/Up2 : 0.94 1.00

TODO EQUIPO

Fase tierra - Ups/Ue2 : 0.88 1.03 Fase fase - 2Ups/Up2 : 1.10 1.00

Tensión soportada de coordinación

EQUIPOS DE ENTRADA

Ucw fase-tierra : 111.28 kV Ucw fase-fase : 208.00 kV

TODO EQUIPO

Ucw fase-tierra : 107.12 kV Ucw fase-fase : 211.33 kV

SOBRETENSIONES FRENTE RÁPIDO

Método Simplificado

Factor A 3 4500 Tabla F.2

L(int) Distancia de pararrayos a último equipo a proteger ;

equipo a proteger ; 10.0 m L(ext) Distancia de pararrayos a

último equipo a proteger : 30.0 m

Índice de Falla - Rkm : 0.00006 1/m año

Tasa aceptable de falla para equipo - Ra ; 0.0050 1/años La ; 83.33 m

n (lineas conectadas a S.E.) 2 Lsp : Vano tipico de linea 300.00 m

Método Simplificado

Ucw para Aislamiento interno : 188.70 kV

Ucw para Aislamiento externo : 306.09 kV

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 69 KV

Cliente : Southern Peru

Proyecto Subestación Mina Toquepala Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

FACTOR DE SEGURIDAD

Aislamiento Interno 1.15

Aislamiento Externo

1.05

FACTOR DE CORRECCION ALTURA

m ; 0.80 Frec. Ind (0.5 aisl.contam, 0.8 antinieb)
m ; 0.97 Maniobra FT - ver figura 9 IEC-71-2
m ; 1.00 Maniobra FF - ver figura 9 IEC-71-2

m : 1.00 atmosférico

Altura de instalacion : 3500 msnm

Ka : 1.410 Frecuencia Industrial

Ka: 1.517 Maniobra FTKa: 1.536 Maniobra FFKa: 1.536 atmosférico

SOBRETENSIONES TEMPORALES

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra : 87 kV

Urw Fase-Fase : 150 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra : 67 kV

Urw Fase-Fase : 117 kV

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO

EQUIPOS DE ENTRADA

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra : 177 kV

Urw Fase-Fase : 336 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra : 128 kV

Urw Fase-Fase : 239 kV

TODO EQUIPO Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra : 171 kV

Urw Fase-Fase : 341 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra : 123 kV

Urw Fase-Fase : 243 kV

SOBRETENSIONES FRENTE RAPIDO

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra : 494 kV

Urw Fase-Fase : 494 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra : 217 kV

Urw Fase-Fase ; 217 kV

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 69 kV

Cliente

: Southern Peru

Proyecto Título Subestación Mina Toquepala : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADA

AISLAMIENTO	TENSION	EQUIPO	SOPORTABILIDAD DE CORTA DURACION A FRECUENCIA INDUSTRIAL SDW (kV)	SOPORTABILIDAD AL IMPULSO TIPO RAYO LIW (kV)
	Fase-Tierra	Entrada	90	160
INTERNO INMERSO EN GIS	rase-fiella	Otros	86	154
INTERNO INMERSO EN GIS	Fase-Fase	Entrada	167	299
	rase-rase	Otros	170	304
	Fase-Tierra	Entrada	64	141
INTERNO INMERSO EN ACEITE	rase-rierra	Otros	62	136
INTERNO INMERSO EN ACETTE	Fase-Fase	Entrada	120	263
	rase-rase	Otros	122	267
	Fase-Tierra	Entrada	110	191
EXTERNO	rase-nena	Otros	106	184
EXTERNO	F000 F000	Entrada	210	365
	Fase-Fase	Otros	214	371

RESUMEN TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

AISLAMIENTO		Exte	Externo		Aceite	Interno GIS	
	TENSIÓN	No	Convertido	No	Convertido	No	Convertido
	TENSION	Convertido	(Prueba)	Convertido	(Prueba)	Convertido	(Prueba)
		Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]
IMPULSO ATMOSFÉRICO		494	191	217	141	217	160
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Tierra	177	-	128		128	-
FRECUENCIA INDUSTRIAL		87	110	67	64	67	90
IMPULSO ATMOSFÉRICO		494	365	217	263	217	299
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Fase	336	-	239	-	239	-
FRECUENCIA INDUSTRIAL		150	210	117	120	117	167

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 69 kV

Cliente

: Southern Peru

Proyecto Título Subestación Mina Toquepala : Coordinación de Aislamiento

RESUMEN TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

Valores de Urw:		Aislamien	to Externo	Aislamiento Externo		Interno Aceite		Interno GIS	
- en kV r.m.s. para sobretensiones de frecuencia		Equipos de entrada Otros equipos							
industrial.		No	Convertido	No	Convertido	No	Convertido	No	Convertido
- en kV pico para sobretensiones de m	en kV pico para sobretensiones de maniobra y		(Prueba)	Convertido	(Prueba)	Convertido	(Prueba)	Convertido	(Prueba)
atmosféricas		Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]
FRECUENCIA INDUSTRIAL	Fase-Tierra	87	110	87	106	67	64	67	90
FRECUENCIA INDUSTRIAL	Fase-Fase	150	210	150	214	117	120	117	160
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Tierra	177	-	171	-	128	-	128	-
IIVIPOESO DE IVIANIOBRA	Fase-Fase	336	-	341	-	239		239	-
IMPULSO ATMOSFÉRICO	Fase-Tierra	494	191	494	184	217	141	217	160
IMF DESC ATMOSFERICO	Fase-Fase	494	365	494	371	217	263	217	299

Nivel de Aisiamiento Externo

Según la tabla el mayor valor para sobretension de frecuencia industrial es de

150 kV y el mayor valor en sobretensión

tipo impulso es de

494 kV, por lo tanto seleccionamos equipos con BIL mínimo de

550 kV

el cual le corresponde un BSL de

230 kV, y que corresponde a una Um=

145 kV

Nivel de Aislamiento Interno

Según la tabla el mayor valor para sobretension de frecuencia industrial es de

117 kV y el mayor valor en sobretensión

tipo impulso es de

217 kV, por lo tanto seleccionamos equipos con BIL mínimo de

450 kV

el cual le corresponde un BSL de

185 kV, y que corresponde a una Um=

72.5 kV

NOTAS:

- * Los factores y tablas mencionadas se encuentran en la norma IEC 71-1, IEC 71-2
- * La tension de soportabilidad normalizada se usan para la prueba de los equipos.
- * Se selecciona el BIL y BSL en funcion de las tensiones no convertidas de la tabla anterior.
- * BSL es la tension de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO LADO DE 138 kV

Cliente : Southem Peru Proyecto SE Mina Toquepala

Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS IEC 60071-1 Y 60071-2

Nivel de Tensión (Un): 138.00 kV

Tensión máxima del sistema (Us): 145.00 kV fase-fase

Tensión máxima a tierra: 83.72 kV

SOBRETENSIONES TEMPORALES A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Falla fase-tierra (Urp)

R0/X1 : 0.50

X0/X1 : 2.50

Factor K : 1.4 item 2.3.2.2 Se puede asumir 1.5 que es

bastante alto. Normalmente se emplea 1.3

Urp : 117.20 kV

203.0 kV

Rechazo de carga Linea SE

ver item H.1.1.1.2. Se puede asumir valor de factor sobretension : 1.40 pu 1.4 pero es bastante alto

Fase-Tierra: 1.40 pu 1.4 pero es bastante al

Sobretensiones Representativas Resultantes

Urp fase-tierra 117.20 kV Urp fase-fase 203.00 kV

Fase-Fase:

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO (DE MANIOBRA)

EQUIPO DE ENTRADA

De no tener valores, considerar valor
Ue2: 2.5 pu conservador de 2.5 el cual representa la

máxima solicitación de sobretensión por

ver figura 1 (pag. 39) IEC-71-2, ver anexo D.

Ver figuras B.1 a B.4 IEC 71-2. Ver pag. 29

reenganche y conexión

Up2 / Ue2 : 1.5 pu ver figura 2 (pag. 41) IEC-71-2, ver anexo D Up2 : 3.75 pu

Ue2 295.98 kV Up2 443.97 kV

Upt :

Ue2:

ver formula D.2, anexo D, pag 141, metodo

Uet: 2.88 pu fase-pico

ver formula D.8, anexo D, pag 145, metodo
Upt : 4.26 pu fase-pico

Uet : 340.38 kV

504.05 kV

2.0 pu

TODO EQUIPO

ver figura 1 (pag. 39) IEC-71-2, ver anexo D. De no tener valores, considerar valor

conservador de 2.5 el cual representa la máxima solicitación de sobretensión por

reenganche y conexión

Up2 / Ue2 : 1.6 pu ver figura 2 (pag. 41) IEC-71-2, ver anexo D

Up2 : 3.20 pu Ue2 236.78 kV Up2 378.85 kV

ver formula D.2, anexo D, pag 141, metodo

Uet : 2.25 pu fase-pico

ver formula D.8, anexo D, pag 145, metodo

fase-pico

Upt : 3.57 pu
Uet : 266.38 kV
Upt : 422.66 kV

Cliente : Southern Peru Proyecto SE Mina Toquepala

Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS

TENSIONES DE COORDINACIÓN

SOBRETENSIONES TEMPORALES

 Ucw fase-tierra
 : 117.20 kV

 Ucw fase-fase
 : 203.00 kV

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO

EQUIPO DE ENTRADA Kcd (ver figura 6 IEC-71-2)

Fase tierra - Ups/Ue2 : 0.67 1.05 Fase fase - 2Ups/Up2 : 0.89 1.00

TODO EQUIPO

Fase tierra - Ups/Ue2 : 0.83 1.03 Fase fase - 2Ups/Up2 : 1.04 1.00

Tensión soportada de coordinación

EQUIPOS DE ENTRADA

Ucw fase-tierra : 206.85 kV

Ucw fase-fase : 394.00 kV

TODO EQUIPO

Ucw fase-tierra : 201.93 kV Ucw fase-fase : 422.66 kV

SOBRETENSIONES FRENTE RÁPIDO

Método Simplificado

Factor A 4500 Tabla F.2

L(int) Distancia de pararrayos a último

equipo a proteger : 10.0 m

L(ext) Distancia de pararrayos a

último equipo a proteger : 45.0 m Índice de Falla - Rkm : 0.00006 1/m año

Tasa aceptable de falla para equipo - Ra 💀 0.0050 1/años

La : 83.33 m

n (lineas conectadas a S.E.) : 2

Lsp : Vano tipico de línea

400.00 m

Método Simplificado

Ucw para Alslamiento interno 289.55 kV Ver formula F.19 IEC-71-2

Ucw para Aislamiento externo : 452.48 kV

TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

FACTOR DE SEGURIDAD

Aislamiento Interno : 1.15 Aislamiento Externo : 1.05

FACTOR DE CORRECCION ALTURA

m: 0.80 Frec. Ind (0.5 aisl.contam, 0.8 antinieb)
m: 1.00 Maniobra FT - ver figura 9 IEC-71-2
m: 1.00 Maniobra FF - ver figura 9 IEC-71-2

m : 1.00 mamosfárico

Altura de instalacion : 3500 msnm

Ka: 1.410 Frecuencia Industrial

Ka: 1.536 Maniobra FTKa: 1.536 Maniobra FFKa: 1.536 atmosférico

Cliente : Southern Peru Proyecto SE Mina Toquepala

Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS

SOBRETENSIONES TEMPORALES

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra 174 kV Urw Fase-Fase 301 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra 135 kV Urw Fase-Fase 233 kV

SOBRETENSIONES FRENTE LENTO

EQUIPOS DE ENTRADA

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra 334 kV Urw Fase-Fase 636 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra 238 kV Urw Fase-Fase 453 kV

TODO EQUIPO Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra 326 kV Urw Fase-Fase 682 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra 232 kV Urw Fase-Fase 486 kV

SOBRETENSIONES FRENTE RAPIDO

Aislamiento Externo

Urw Fase-Tierra 730 kV Urw Fase-Fase 730 kV

Aislamiento Interno

Urw Fase-Tierra 333 kV Urw Fase-Fase 333 kV

Cliente : Southern Peru Proyecto SE Mina Toquepala

Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS

TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADA

AISLAMIENTO	TENSION	EQUIPO	SOPORTABILIDAD DE CORTA DURACION A FRECUENCIA INDUSTRIAL SDW (kV)	SOPORTABILIDAD AL IMPULSO TIPO RAYO LIW (kV)
	Fase-Tierra	Entrada	167	297
INTERNO INMERCO EN CIC	rase-nena	Otros	163	290
INTERNO INMERSO EN GIS	Fase-Fase	Entrada	317	566
	rase-rase	Otros	340	608
	Fase-Tierra	Entrada	119	262
INTERNO INMERSO EN ACEITE		Otros	116	255
INTERNO INIVIERSO EN ACEITE	Fase-Fase	Entrada	227	498
		Otros	243	535
	I Fase-Lierra I	Entrada	213	369
EXTERNO		Otros	208	360
	Fase-Fase	Entrada	413	712
	rase-rase	Otros	446	768

RESUMEN: TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

AISLAMIENTO		Externo		Interno Ace	Interno GIS		
	TENSIÓN	No	overtido (Prueba)	No Convertido Urw(s) [kV]	Convertido	No	Convertido
	TENSION	Convertido			(Prueba)	Convertido	(Prueba)
		Urw(s) [kV]			Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]
IMPULSO ATMOSFÉRICO		730	369	333	262	333	297
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Tierra	334	-	238	-	238	-
FRECUENCIA INDUSTRIAL		174	213	135	119	135	167
IMPULSO ATMOSFÉRICO		730	712	333	498	333	566
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Fase	636	-	453	-	453	
FRECUENCIA INDUSTRIAL		301	413	233	227	233	317

Cliente : Southem Peru Proyecto SE Mina Toquepala

Título : Coordinación de Aislamiento

TENSIONES REPRESENTATIVAS

RESUMEN: TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDA

Valores de Urw:		Aistamiento Externo		Aislamiento Externo		Interno Aceite		Interno GIS	
- en kV r.m.s. para sobretensiones de frecuencia		Equipos de entrada		Otros equipos					
industrial.		No	·	No Convertido Urw(s)	Convertido	No	Convertido	No	Convertido
		Convertido			(Prueba)	Convertido	(Prueba)	Convertido	(Prueba)
		Urw(s) [kV]	[kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	Urw(s) [kV]	Urw(c) [kV]	
FRECUENCIA INDUSTRIAL	Fase-Tierra	174	213	174	208	135	119	135	167
FRECOENCIA INDOSTRIAL	Fase-Fase	301	413	301	446	233	227	233	297
IMPULSO DE MANIOBRA	Fase-Tierra	334	-	326		238	-	238	-
INIFOLSO DE MANIODIXA	Fase-Fase	636	-	682	-	453	-	453	-
IMPULSO ATMOSFÉRICO	Fase-Tierra	730	369	730	360	333	262	333	297
	Fase-Fase	730	712	730	768	333	498	333	566

Nivel de Aislamiento Externo

Nivel de Aislamiento Interno

Según la tabla el mayor valor para sobretension de frecuencia industrial es de

301 kV y el mayor valor en sobretensión

tipo impulso es de

730 kV, por lo tanto seleccionamos equipos con BIL mínimo de

170 kV

el cual le corresponde un BSL de

325 kV, y que corresponde a una Um=

Según la tabla el mayor valor para sobretension de frecuencia industrial es de

233 kV y el mayor valor en sobretensión

tipo impulso es de

333 kV, por lo tanto seleccionamos equipos con BIL mínimo de

550 kV

750 kV

el cual le corresponde un BSL de

230 kV, y que corresponde a una Um=

145 kV

NOTAS:

- * Los factores y tablas mencionadas se encuentran en la norma IEC 71-1, IEC 71-2
- * La tension de soportabilidad normalizada se usan para la prueba de los equipos.
- * Se selecciona el BIL y BSL en funcion de las tensiones no convertidas de la tabla anterior.
- * BSL es la tension de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

ANEXO B DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Tabla 1 IEC 71-2

	145,4 1,1201,12						
Tension soportada nominal	Distancia minima						
al impulso atmosferico	fase - tierra y						
fase-fase y fase-tierra.	fase - fase						
kV pico	m						
60	0.09						
75	0.12						
95	0.16						
125	0.22						
170	0.32						
250	0.48						
325	0.63						
450	0.9						
550	1.1						
650	1.3						
750	1.5						
850	1.7						
950	1.9						
1050	2.1						

Distancias minimas en el aire: Unom>52 kV

dmin=1,04*Uo,w/Es

Es= 520 Uo,w= 750 dmin= 1.50 m

se considera 2,25m de distancia del aislador o buje a tierra.

dtotal=dficticio

4.13
4.13

BARRAS RIGIDAS

Ancho de barras fase-fase: 1.65 m Ancho de barras fases-fases: 1.88 m

Anchos Corregidos:

Ancho de barras fase-fase: 1.65 m Ancho de barras fases-fases: 1.88 m

BARRAS FLEXIBLES

Vano: 10 m

Ancho de barras fase-fase: 2.11 m Ancho de barras fases-fases: 2.34 m

Anchos Corregidos:

Ancho de barras fase-fase: 2.11 m Ancho de barras fases-fases: 2.34 m

DISTANCIA EN TRABAJOS EN ESCALERAS AL PUNTO DE

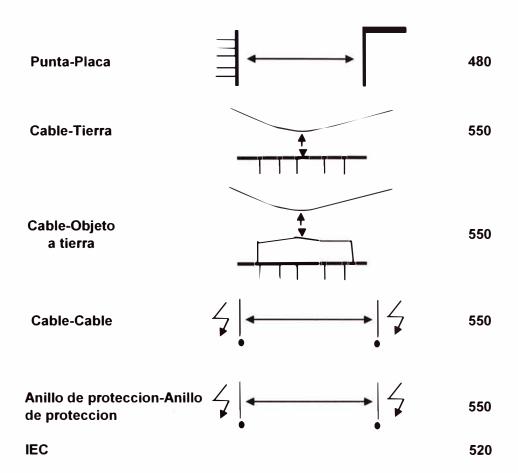
Distancia fase-fase: 3.40 m

Distancia: 1.46 m

Distancia corregida: 1.5 m

Disposición de electrodos

Es(kV/m)



DISTANCIA DE SEGURIDAD LADO DE 138 kV DISTANCIAS TIPÍCAS (m)

EQUIPOS	138 kV	245 kV
Transformador de medida y		
seccionador	3	4
Interruptor y seccionador	3	4.5-5.5
Interruptor y seccionador		
con via de circulacion	7.5	8-9.5
Interruptor y transformador		
de medida	2	3.5-4.5
Interruptor y transformador		
medida con via circulacion	6.5	6.5
Seccionador y seccionador	3.5	6
Entre transformadores de		
instrumentación	2	3
Pararrayos y transformador		
de medida	2	3
Equipo y cerco (IEEE 1119)	4	4.9

Tabla 1 IEC 71-2

Tension soportada nominal	Distancia minima
al impulso atmosferico	fase - tierra y
fase-fase y fase-tierra.	fase - fase
kV pico	m
60	0.09
75	0.12
95	0.16
125	0.22
170	0.32
250	0.48
325	0.63
450	0.9
550	1.1
650	1.3
750	1.5
850	1.7
950	1.9
1050	2.1

Distancias minimas en el aire: Unom>52 kV

dmin=1,04*Uo,w/Es

Es=

Uo,w=

520 550

dmin=

1.10 m

se considera 2,25m de distancia del aislador o buje a tierra.

dtotal=

3.69

dficticio

3.69

BARRAS RIGIDAS

Ancho de barras fase-fase: 1.21 m Ancho de barras fases-fases: 1.38 m

Anchos Corregidos:

Ancho de barras fase-fase: 1.21 m Ancho de barras fases-fases: 1.38 m

BARRAS FLEXIBLES

Vano: 10 m

Ancho de barras fase-fase: 1.67 m Ancho de barras fases-fases: 1.84 m

Anchos Corregidos:

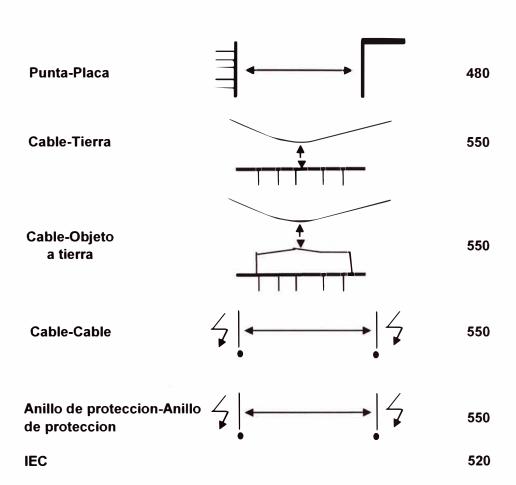
Ancho de barras fase-fase: 1.67 m Ancho de barras fases-fases: 1.84 m

DISTANCIA EN TRABAJOS EN ESCALERAS AL PUNTO DE TENSION CORREGIDO:

Distancia fase-fase: 2.96 m Distancia fases-fases: 3.13 m

Disposocion de electrodos

Es(kV/m)



DISTANCIAS TIPÍCAS (m)

FOLUDOS		04514
EQUIPOS	138 kV	245 kV
Transformador de medida y		
seccionador	3	4
Interruptor y seccionador	3	4.5-5.5
Interruptor y seccionador		
con via de circulacion	7.5	8-9.5
Interruptor y transformador		
de medida	2	3.5-4.5
Interruptor y transformador		
medida con via circulacion	6.5	6.5
Seccionador y seccionador	3.5	6
Entre transformadores de		
instrumentación	2	3
Pararrayos y transformador		
de medida	2	3
Equipo y cerco (IEEE 1119)	4	4.9

ANEXO C APANTALLAMIENTO

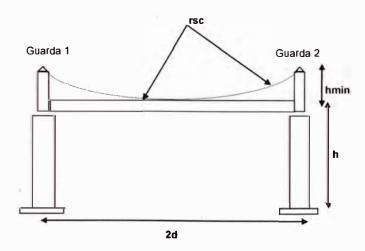
APANTALLAMIENTO - MODELO ELECTROGEOMETRICO

SELECCIÓN DEL CABLE DE GUARDA

A:	50 mm2	seccion nominal del conductor EHS
b:	7.86 gr/cm3	densidad
pe:	1.59E-05 Ω-cm	resistividad electrica del conductor
S:	0.118 cal/gr.°C	calor especifico
a:	0.0000126 1/°C	coeficiente de temperatura
To:	15.0 °C	temperatura inicial
To	400.0 °C	temperatura final
t	0.5 s	tiempo de duracion del cortocircuito
ł:	6846.86 A	capacidad de corriente del cable de guarda

SELECCIÓN ALTURA DEL CABLE DE GUARDA

BIL=	750.00 kVp	Nivel Basico de Impulso
h=	3500.00 msnm	altura de instalación
fc=	1.36	factor de corrección por altura
d=	6.00 m	distancia media de desplazamiento entre cables de guarda
h=	9.00 m	altura del conductor de fase mas alto
ŗ=	0.01 m	radio externo del conductor o RMG de un haz de conductores
hav=	8.76 m	altura promedio de los conductores
Zo=	468.24 Ω	impedancia caracteristica del conductor, con reflejo capacitivo
IC=	2.59 kA	corriente de retorno corregida por Whitehead
Sm=	14.86 m	distancia de descarga critica
hmin≃	1.27 m	altura minima efectiva del cable de guarda
Sm/d	2.48 >1,5 es e	conomicamente aceptable



ANEXO D CAPACIDAD DE CORRIENTE

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL CONDUCTOR (AMPACIDAD)

Tipo de Conductor: Al300 Tipo de Atmosfera: Limpia

Datos:

V: 0.60 m/s Velocidad del viento
Ø: 22.50 mm Diametro del conductor

Tc: 363 °k Temperatura limite del conductor C1: 8.55 Constante según conductor C2: 0.45 Constante según conductor R: 0.1568 Ω /km a 40° C Resistencia del conductor a 75°C

ε: 0.27 Grado de emision depéndiente del conductor
 ls: 540.00 W/m² Intensidad de radiación según latitud del sitio

Ta = temperatura mínima del ambiente: -4.0 °C

Ta: 269 °k

Cantidad de Calor emitido por Conveccion (Pk):

Pk: 116.81 W/m

Cantidad de Calor emitido por Radiacion (Pr):

Pr: 13.308 W/m

Cantidad de Calor suministrado por Radiación Solar (Pso):

Pso: 9.72 W/m
Ampacidad del conductor (In):

In: 876.27 A

Ta = temperatura media del ambiente: 12.0 °C

Ta: 285 °k

Cantidad de Calor emitido por Conveccion (Pk):

Pk: 96.93 W/m

Cantidad de Calor emitido por Radiacion (Pr):

Pr: 11.814 W/m

Cantidad de Calor suministrado por Radiacion Solar (Pso):

Pso: 9.72 W/m Ampacidad del conductor (In):

In: 794.68 A

Ta = temperatura máxima del ambiente: 24.0 °C

Ta: 297 °k

Cantidad de Calor emitido por Conveccion (Pk):

Pk: 82.02 W/m

Cantidad de Calor emitido por Radiacion (Pr):

Pr: 10.516 W/m

Cantidad de Calor suministrado por Radiación Solar (Pso):

Pso: 9.72 W/m

Ampacidad del conductor (In):

In: 726.73 A

CALCULO DE EFECTO CORONA EN EL CONDUCTOR

Tipo de Conductor: Al300

Datos Generales:

H: 3500 m Altura sobre el nivel del mar Ø: 2.25 cm Diametro del conductor

mc: 0.87 Coeficiente de rugosidad del conductor: de 0.83 a 0.87

a: 350 cm Distancia entre ejes de fases R: 1.125 cm Radio del haz de conductores

n: 1 Numero de conductores del haz por fase

Ta: 12.0 °C Temperatura del medio ambiente

p: 48.97 cmHg Presion barometrica

δ: 0.67 Factor de corrección de la densidad del aire
Uc1: 138.32 kV Tensión Critica Disruptiva en tiempo seco
Um: 83.72 kV Tension de servicio permitido en el sistema

Uc1<Um: No se presenta Efecto Corona

Ta: 25.0 °C Temperatura del medio ambiente

Uc2: 105.83 kV Tensión Critica Disruptiva en tiempo Iluvioso

Um: 83.72 kV Tension maxima de servicio permitido en el sistema

Uc2<Um: No se presenta Efecto Corona

ANEXO E MALLA A TIERRA

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA S.E. PUSH BACK

PATIO DE LLAVES 138/69 kV

PROGRAMA PARA CALCULO DE MALLA A TIERRA

d1 Rho(1)

d2 Rho(2)

d3 Rho(3)

d1 : Altura de la 1^{ra} Capa
d2 : Altura de la 2^{ra} Capa
d3 : Altura de la 3^{ra} Capa

Rho(1): Resistividad de la 1ra Capa Rho(2): Resistividad de la 2da Capa Rho(3): Resistividad de la 3ra Capa Rho(00): Resistividad de la última Capa

	Rho(1) ==>	326.8 Ohm-m
Ingrese los valores de resisitividad :	Rho(2) ==>	181.1 Ohm-m
	Rho(3) ==>	Ohm-m
	Rho(4) ==>	Ohm-m
Ingrese la altura de cada capa :	d1 ==>	4.9 mt
	d2 ==>	mt
	d3 ==>	mt
Dimensiones del área de la malla A (Largo) x B (Ancho) :	(A) ==>	109.5 mt
	(B) ==>	49.5 mt
Corriente de cortocircuito monofásica a tierra (If)	Ik1	7.2 kA
Angulo de la corriente de cortocircuito :	β	-75.0 °
Tensión de operación del sistema :	Vn	138.0 kV
Temperatura máxima en la junta soldada :	Tmáx	450.0 ° <i>C</i>
Temperatura ambiente promedio :	Та	12.0 °C
Tiempo de duración de la falla :	Tf	0.50 Seg
Número de electrodos a instalar :	Ne	49.0
Longitud promedio del electrodo :	Le	2.4 mt
Diámetro del electrodo	De	19.5 mm
Resistividad del terreno tratado ;	Rht	
Mayor separación de electrodos :	dmáx	120.2 mt
Corriente omopolar :	Io	2.40 kA

Parámetros de cálculo del factor de división de la corriente de malla						
Resistencia eléctrica en AC del cable de guarda	Rcg	3.5	Ohm/km			
Frecuencia de operación del sistema	F	60.0	Hz			
Número de cables de guarda instalados en paralelos	n	3.0				
Número de líneas que llegan a la subestación con C.G.	m	2.0				
Longitud de la línea	Lit	6.0	km			
Número de torres por kilometro de línea	A	3.0				
Ingrese la resistividad promedio en la línea	Rhlt	1800.0	Ohm-m			
Resistencia de puesta a tierra de cada torre	Zt	25.0	Ohm			
Radio medio geométrico del cable de guarda	GMR	7.8	mm			
Estimación de la impedancia del cable de guarda	Zgc	0.4	Ohm			
Impedancia equivalente entre el C.G y las torres	Zgr	1.7	Ohm			

===> Determinación de la Resisitividad Aparente (Rha) <===					
Resistividad equivalente del terreno :	Req	326.8	ohm-m		
Radio equivalente del sistema de aterramiento :	req	83.1	mt		
Distancia equivalente :	deq	4.95	mt		
Grado de penetración :	Alfa	16.79	Adim		
Coeficiente de divergencia :	Beta	0.55	Adim		
Constante "N" (en función de Alpha y Beta) :		1.00			
Resistividad aparente del terreno	Rha	326.8	ohm-m		

===> Condiciones Iniciales d	e Diseño <===		
Factor de reducción de la corriente de falla	Fr	0.30	
Sección Mínima del Conductor (Calculada)	Smín	45.48	mm²
Sección Mínima del Conductor (Normalizada)	Snorm	27.00	mm²
Diámetro del conductor de la malla para el diseño	0	13.40	mm
Factor de seperación horizontal	Fh	5.0	%
Factor de separación vertical	Fv	11.0	%
Profundidad de enterramiento de la malla	h	1.00	mt
Resistencia de la persona	Rp	1000	ohm
Resistividad superfici a l del terreno	Rs	3000.0	ohm
Altura de la capa de grava	eg	0.10	mt

Incremento de las distancias horizontales y verticales ====>

0.20

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA MALLA A TIERRA

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA S.E. PUSH BACK - PATIO DE LLAVES 138/69 kV

Profundidad de Instalación de la Malla a Tierra :

Area de la Malla (A×B) :

Diámetro del Conductor de la Malla a Tierra (Cu desnudo) :

Sección del Conductor :

Fecha de Diseño de la Malla a Tierra:

1.00 mt 110 x 50 m²

13.40 mm (4/0 AWG)

107.20 mm²

Dic-00

Corriente de C.C. monofásico a Tierra

Altura de Grava

Longitud adicional a considerar :
Otra longitud adicional a considerar :

Número de varillas consideradas

mt 49.0 Und.

7.20 KAmp.

0.10 mt

500 mt

Descripción			==> V	alores Estim	ados Para E	El Cálculo de	la Malla a	Tierra (Tie	mpo de Fallo	0.5 Sg) <=		
Números de conductores paralelos a lo largo	Nv	21.00	22.00	22,00	23.00	24.00	25.00	26.00	28.00	29.00	30.00	32.00
Números de conductores paralelos a lo ancho	Nh	10.00	10.00	11.00	12.00	12.00	12.00	13.00	13.00	14.00	15.00	15.00
Espaciamiento entre conductores a lo largo en mt	eh	5.48	5.21	5.21	4.98	4.76	4.56	4.38	4.06	3.91	3.78	3.53
Espaciamiento entre conductores a lo ancho en mt	ev	5.50	5.50	4.95	4.95	4.50	4.50	4.13	4.13	3.81	3.54	3.54
Resistividad aparente encontrada por la malla en Ohm-m	Rha	326.8	326.8	326.8	326.B	326.8	326.8	326.8	326.8	326.8	326.8	326.8
Longitud total del conductor de la malla en mt	L†	2634.5	2684.0	2793.5	2843.0	3002.0	3051.5	3210.5	3309.5	3468.5	3627.5	3726.5
Resistencia eléctrica de la malla en Ohm	Rm	1.76	1.76	1.75	1.75	1.74	1.74	1.73	1.72	1.72	1.71	1.7
Resistencia eléctrica de todas las varillas en Ohm	Re	3.74	3.74	3.74	3,74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74
Resistencia mutua varillas/malla en Ohm	Rmt	1.68	1.68	1.68	1.68	1.67	1.67	1.66	1.66	1.66	1.65	1.65
Resistencia equivalente de la malla de la SS.EE. en Ohm	Rt	1.76	1.75	1.75	1.74	1.74	1.73	1.73	1.72	1.71	1.71	1.71
Corriente de cortocircuito monofósica a tierra real en kA	I _{k1R}	6.84	6.84	6.84	5.84	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85	6.85
Angulo de la corriente de cortocircuito a tierra real (°)	BR	-66.62	-66.63	-66.66	-66.68	-66.71	-66.73	-66.76	-66.78	-66.81	-66.84	-66.85
Factor de división de la corriente de malla	Sf	0.49	0.49	0.49	0.49	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Corriente de malla en kA	I g	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03
Coeficiente de corrección de grava	Cs	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
Tension de toque permisible Persona de 50 kg (Voltios)	Vt(50)	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4	602.4
Tension de toque permisible Persona de 70 kg (Voltios)	Vt(70)	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4	815.4
Tension de paso permisible en voltios	Vpp	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6	1917.6
Coeficiente de malla	Km	0.59	0.58	0.57	0.55	0.54	0.52	0.51	0.49	0.47	0.46	0.45
Coeficiente irregular de distribución de corriente malla	Ki	3.15	3.21	3.33	3.39	3.57	3.64	3.82	3.94	4.12	4.30	4.42
Coefikciente de diferencia de Potencial de paso	Kp	0.27	0.27	0.28	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31	0.32	0.32
Coeficiente de toque de cerca	Kc	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21
tensión de toque en voltios	Vtm	220.5	219.8	213.4	208.9	202.9	198.8	193.4	187.7	181.5	177.1	171.4
Tensión de paso en voltios	Vpm	100.0	102.1	104.4	104.6	109.1	109.3	113.6	114.8	118.3	122.5	123.0
Longitud mínima total de la malla en mt	Lmín	1013.6	1028.8	1037.4	1032.8	1056.6	1051.4	1074.1	1073.0	1085.8	1106.2	1098.6
Potencial de cerca en voltios	Vcm	69.7	69.9	71.0	72.1	73.4	74.5	75.6	77.3	78.8	79.8	81.7
												-
Longitud adicional a requerir (mts)		OK	OK	ОК	QK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	01
ó varillas adicionales a colocar (Unidades)		*****			-	******	*****	*****	*****	*****		*****

ANEXO F CALCULOS MECANICOS

CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES CG 138 kV

NOMBRE DEL PROYECTO: "Subestación Mina Toquepala"

Nivel de Tensión : 138kV
Fecha : Set-2011

Alcance: Fuerzas entre torre y pórtico de llegada en 138kV

Datos del Conductor

Tipo de Conductor: Al300

A: 299.40 mm² Sección

a: 22 m Longitud total del vano

d: 22.50 mm Diámetro

 Wc:
 8.10 N/m
 Peso unitario del cable

 Weq:
 118.57 N/m
 Peso equivalente

 E:
 57000 N/mm²
 Módulo de Elasticidad

 α:
 0.000023 °C^-1
 Coef. de dilatación del cable

Tr: **48500 N** Carga de Ruptura
EDS: 12.00% Tensión de Cada Dia

hd: 0.00 m Desnivel

δ: 0.00 ° Angulo de desnivel

Datos Generales - Cadena De Aisladores

Material de los aisladores:

Lc:

2 m

Longitud de la Cadena de Aisladores

Wa:

200 N

Peso de un aislador

Numero de aisladores

Wfa:

50 N

Peso de la ferreteria de la cadena

WTa:

250 N

Peso total de la Cadena de Aisladores

Condiciones Iniciales

T₁₁ 12 °C Temperatura
Hie: 0 mm Hielo
σ: 19.439 N/mm² Esfuerzo Inicial
V: 0.0 Km/Hr Vel. del Viento

Condiciones Finales HIPOTESIS	Temperatura Minima I	Tensión de Cada Dia 2	Temperatura Máxima 3	Velocidad Máxima 4
HIELO (mm.)	0	0	0	0
VIENTO (Km/Hr)	0	0	0	65
TEMPERATURA(°C)	-4	. 12	24	12

CUADRO RESUMEN

		CON	DICION	
PARAMETRO	HIPOTESIS 1	HIPOTESIS 2	HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4
	(Tiro Máximo)	(E.D.S.)	(Flecha Máx.)	(Viento Máx.)
ESFUERZO (N/mm²)	20.09	19.44	18.99	19.452
TIRO (N)	6,014.53	5,820.00	5,685.56	5,824.06
Ta (N)	6,109.45	5,918.11	5,786.00	5,922.24
Tb (N)	6,109.45	5,918.11	6,090.87	6,220.09
FLECHA (m)	1.16	1.20	1.22	1.19
FLECHA (%del vano)	5.3%	5.4%	5.6%	5.4%
LONGITUD DE CONDUCTOR (m)	18.09	18.10	18.11	18.10

TENSION DEBIDO AL CORTOCIRCUITO

Barra Flexible: Condición de Mínima Tempertura

Tipo: Al300

Parametros Electricos

lcc: 40.00 kA

R: 0.00460 ohm R del sistema X: 0.05204 ohm X del sistema

Datos del Cable

a: 3.50 m Distancia entre fases

L: 22.0 m Vano

Lc: 2.0 m Long. Cadena de aisladores
Wc: 8.10 N/m Peso unitario del cable
Weq: 118.57 N/m Peso equivalente
E: 57000 N/mm² Módulo de Elasticidad
a: 0.000023 °C^-1 Coef. de dilatación del cable

Condiciones del conductor

n: 1 Numero de conductores del haz por fase To: 6014.53 N Fuerza de tensión estatica del conductor

f: 1.16 m Flecha inicial de tension estatica

Evaluacion de r: carga de cortocircuito/carga muerta

r: 0.43

Dirección angular de la fuerza

δ1: 23.45 °

Periodo de osilación del conductor

T: 1.931 s

Periodo de osilación resultante

Tres: 1.869 s

Evaluacion maxima fuerza de tension durante el cortocircuito:

0.50 sTiempo de cortocircuito Tk1: 0.50 sδk: 34.12° x: 0.82 23.45° δ1: 49.03° δm: 0.27 φ: 2.1331 **Aluminio** Ψ: 0.7830 1.0 Kz:

Fcc: 7,286.26 N Fuerza durante el cortocircuito

Fperm: 19,400.00 N "SI CUMPLE"

Maxima flecha durante el cortocircuito:

Cf: 1.05 Cd: 1.05 fcc: 1.27 m Flecha en cc

FUERZA TRANSVERSAL DEBIDO AL CORTOCIRCUITO:

k: 1.77

m: 0.078 FIGURA 6

Ft: 669.08 N Fuerza transversal total por conductor

DESPLAZAMIENTOS EN RELACION A LA POSICION NORMAL

Maximo desplazamiento exterior:	0.51 m
Maximo desplazamiento interior:	0.46 m
Maximo desplazamiento hacia abajo:	0.11 m
Maximo desplazamiento hacia arriba:	0.00 m

CARGA SOBRE EL CONDUCTOR DEBIDO AL VIENTO

	Fvc:	2.72 N	Fuerza debido al viento en cada extremo
	Po:	15.99 Pa	Presión dinamica
	kp:	0.44	Constante
	h:	2700 m	m.s.n.m.
	Ta:	19 °C	Temperatura ambiente
	f:	1.20 m	Flecha
	L:	18.10 m	Longitud del conductor
	V3s:	65 km/h	Velocidad de rafaga en 3 seg
	Zo:	12.6 m	Altura del conductor sobre el terreno
	Gc:	0.835	Constante
	D:	0.023 m	Diametro exterior
	CAT:	С	Categoria de la Zona
ı	Tipo:	AI300	

SEGUN CODIGO PERUANO

Fvc:	4.52 N	Fuerza debido al viento en cada extre
1 V C.	7.52 11	II uciza acbiac ai vicino cii cada cx

CARGA SOBRE EL CONDUCTOR DEBIDO AL SISMO

Fcv:	930.04 N	Fuerza sismica vertical en cada extremo
Fch:	1 39506 N	Fuerza sismica horizontal en cada extremo
 Sa:	1.30	_Aceleración espectral
1:	1.30	Coeficiente de importancia para subestaciónes
Aa:	0.40	Coeficiente de aceleracion sismica
Weq:	118.57 N/m	Peso equivalente
 Wc:	8.10 N/m	Peso unitario del cable
Tipo:	Al300	

CARGA SOBRE LOS AISLADORES DEBIDO AL VIENTO

İ	Fva:	0.05 N	Fuerza sobre la cadena de aisladores
	Da:	0.145 m	Diametro de un aislador
	Gi:	0.877	Factor de respuesta de rafaga
	Na:	1 u	Número de aisladores
	Lc:	2.000 m	Longitud de un aislador
	Tipo: Po	olimerico	

Carga de viento Barra flexible: Tipo: AL 300 mm² 22.50 mm Diametro exterior ф: Vv: 6.02 m/s Velocidad del viento L: 18.10 m Longitud del conductor Fvc: 4.52 N Fuerza debido al viento en cada extremo Carga de sismo Barra flexible: Tipo: AL 300 mm² Wc: Peso unitario del cable 8.10 N/m Weq: 118.57 N/m Peso equivalente L: 18.10 m Longitud del conductor

Aceleración espectral

Fuerza sismica horizontal en cada extremo

Fuerza sismica vertical en cada extremo

Sa:

Fch:

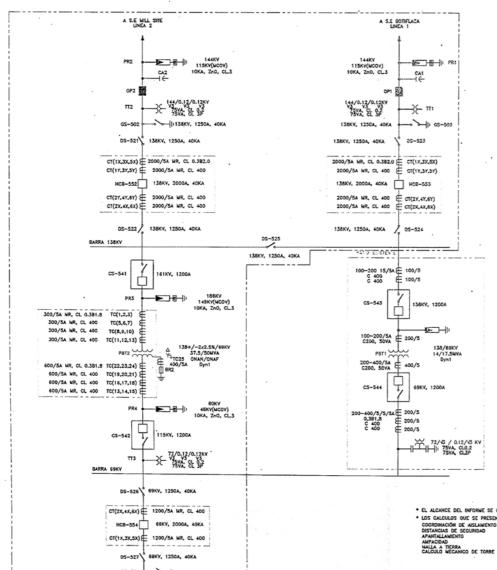
Fcv:

1.3

1395.06 N

930.04 N

ANEXO G PLANOS



PB69-1

	LEYENDA
SIMBOLO	DESCRIPCION
нсв 📙	INTERSUPTOR DE POTONCIA
-2	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
	SECCIDADOR DE ACOPLANIDATO
a 7	CIRCUIT SMITCHER
•—•SA →	PARAMRAYOS CON CONTADOR DE DESCARGA
+	BANCO DE RESISTENCIA DE NEUTRO DE TRANSFORMADOR
•———	CONDINSADOR DE ACOPLANIENTO
•→} ^{PT}	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO
PRIT WWW	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
DS &	SECCIONADOR DE BARRA O LINEA
1	TRANPA DE ONDA

EL ALCANCE DEL INFORME SE ORIENTA A LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN QUE SE PEPRESENTA EN RECUADRO DE COLOR ROJO.
 LOS CALCULOS QUE SE PRESENTAN SON:
 COORDINACIÓN DE ASELMENTO
DESTANCIAS DE SECURIDAD
APARTICLAMENTO
APARTICLAMENTO
ANALIZAMENTO
CALCULO MECANICO DE TORRE DE LLEGADA AL PORTICO EN LA BARRA 136KY

PROYECTO

CALCULO DE LA AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 138/69 KV

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERA - FACULTAD DE INGENIERA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNIC

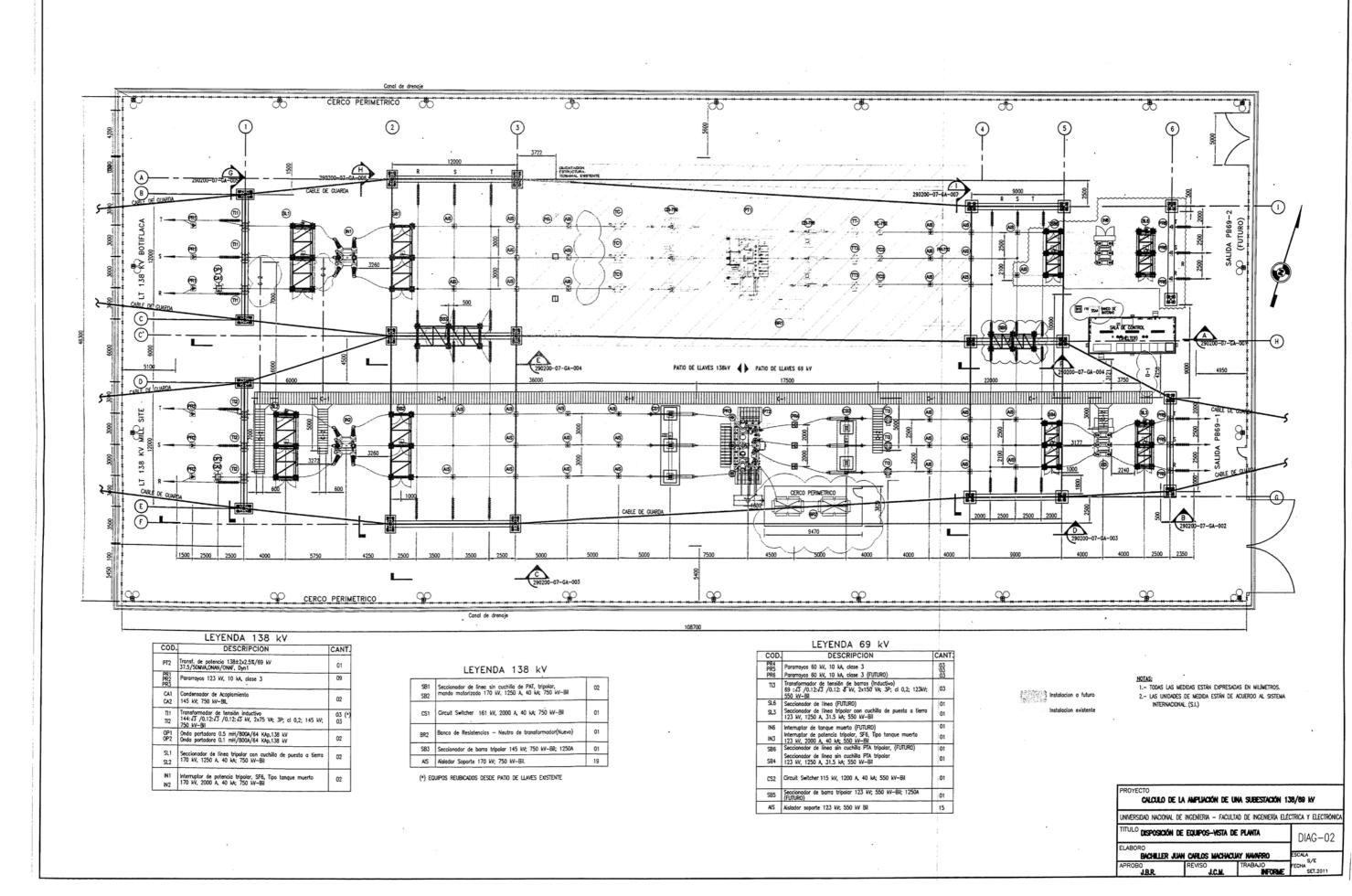
DIÁRRAMA UNIFLAR AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN 138/69 KV

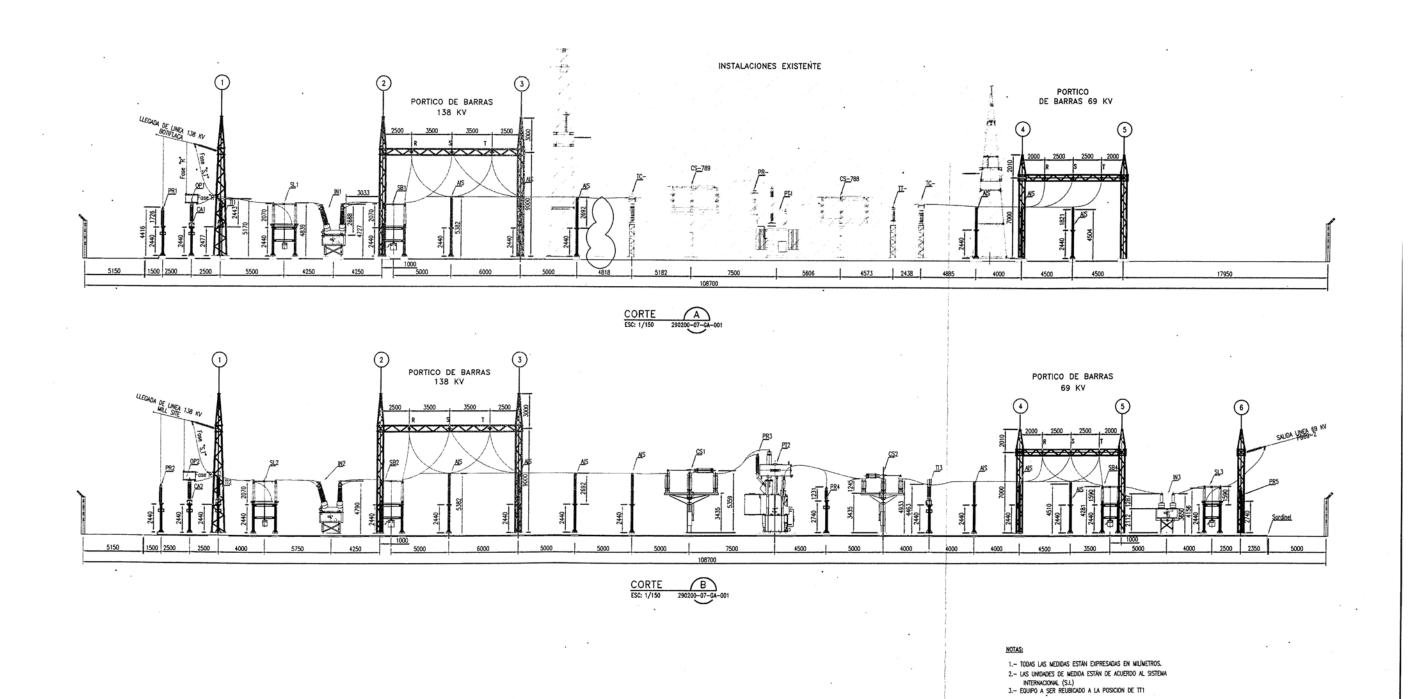
ELABORO
BACHILLER JUAN CARLOS MACHACUAY NAVARRO

APROBO
APROBO
APROBO
JER.

REVISO
JC.M.

TRABAJO
SET.2011

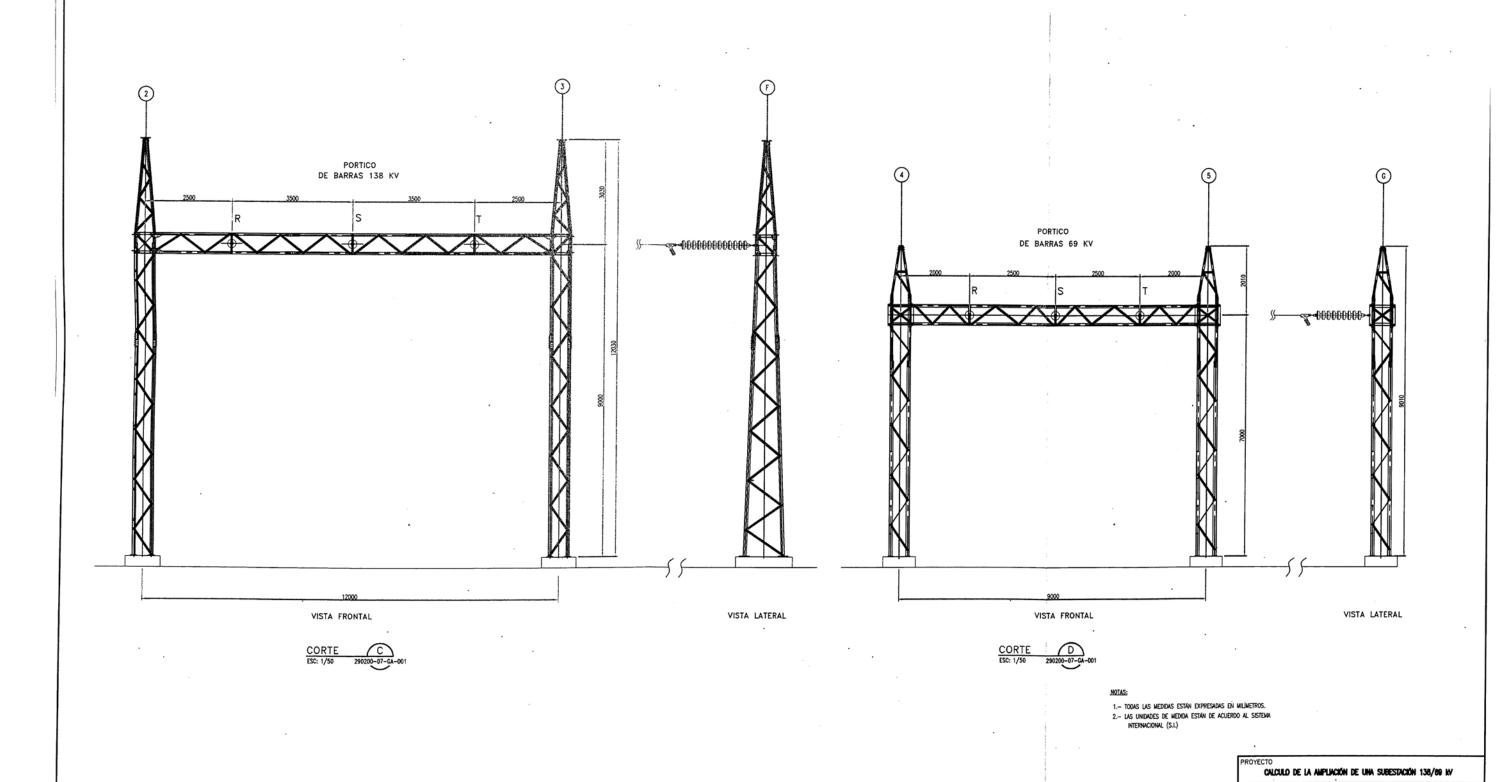




proyecto **Calculo de la ampliación de una subestación 138/69 ky**Universidad nacional de ingéniera — facultad de ingenieria eléctrica y electrónica

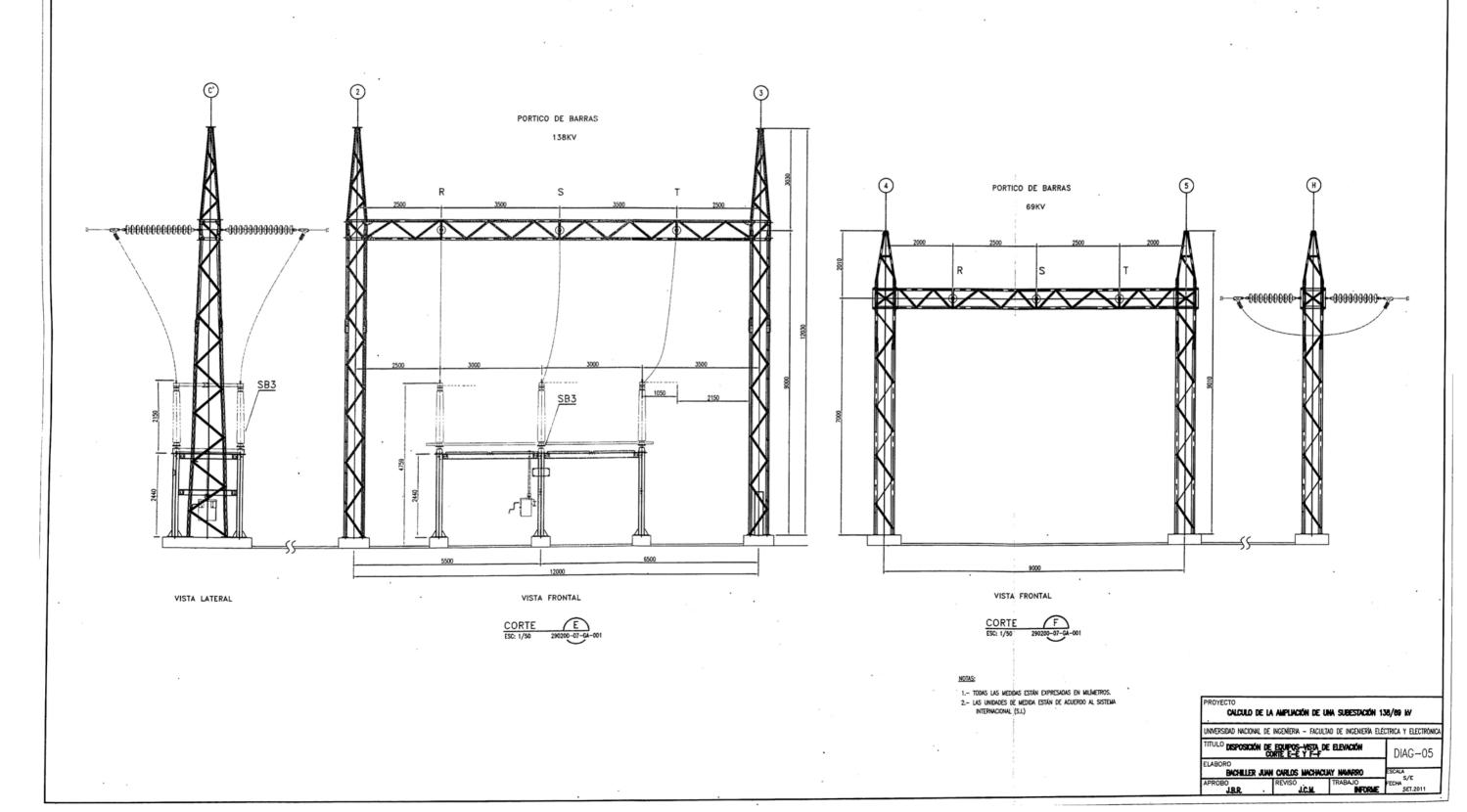
DIAG-03

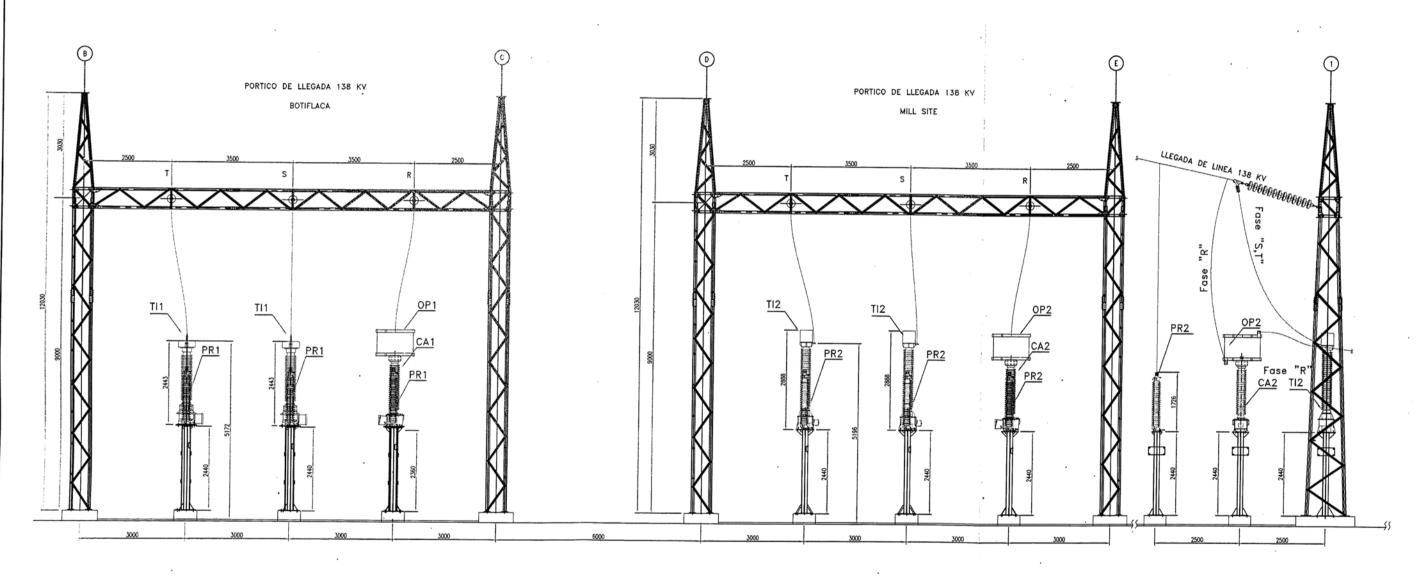
TITULO DISPOSICIÓN DE EQUIPOS-VISTA DE ELEVACIÓN CORTE A-A Y CORTE B-B



universidad nacional de ingenieria — facultad de ingenieria eléctrica y electrónica

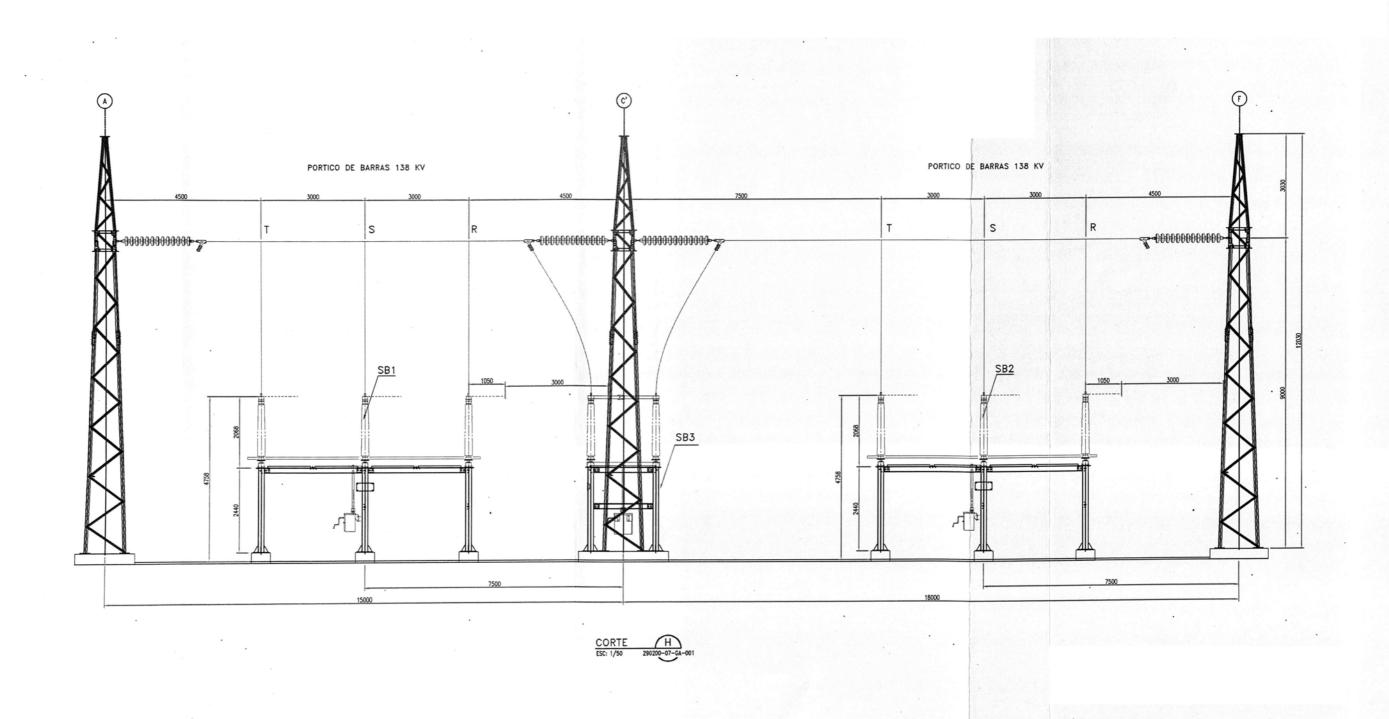
DIAG-04





- 1.— Todas las medidas están expresadas en milimetros.
 2.— Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.)

CALCULO DE LA AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 138/69 KV UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA — FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA DIAG-06 BACHILLER JUAN CARLOS MACHACUAY NAVARRO



NOTAS:

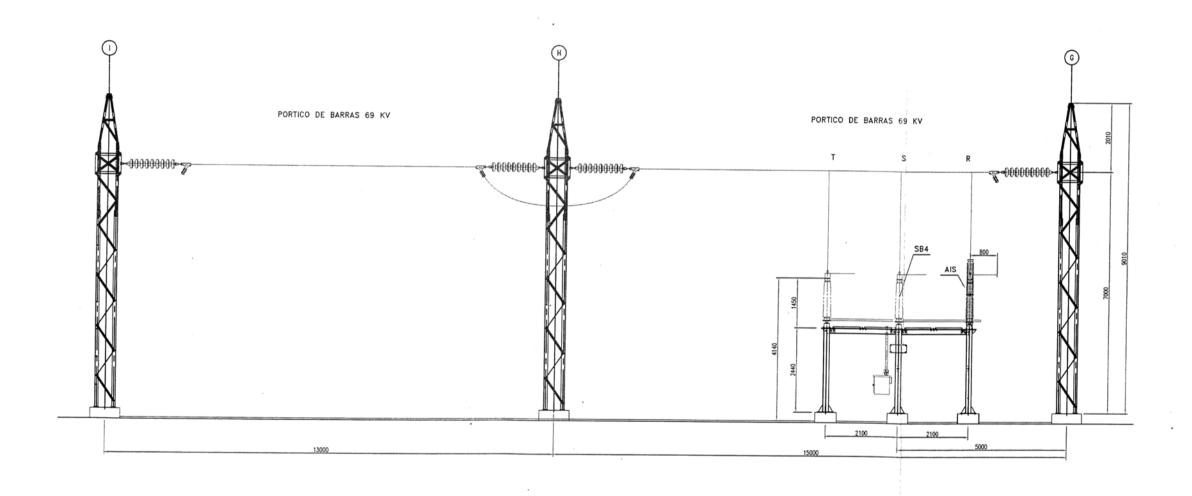
1.- Todas las medidas están expresadas en milimetros.

2.- Las unidades de medida están de acuerdo al sistema proyecto internacional (s.l.)

CALC

CALCULO DE LA AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 138/69 N/
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA — FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA

DIAG-07

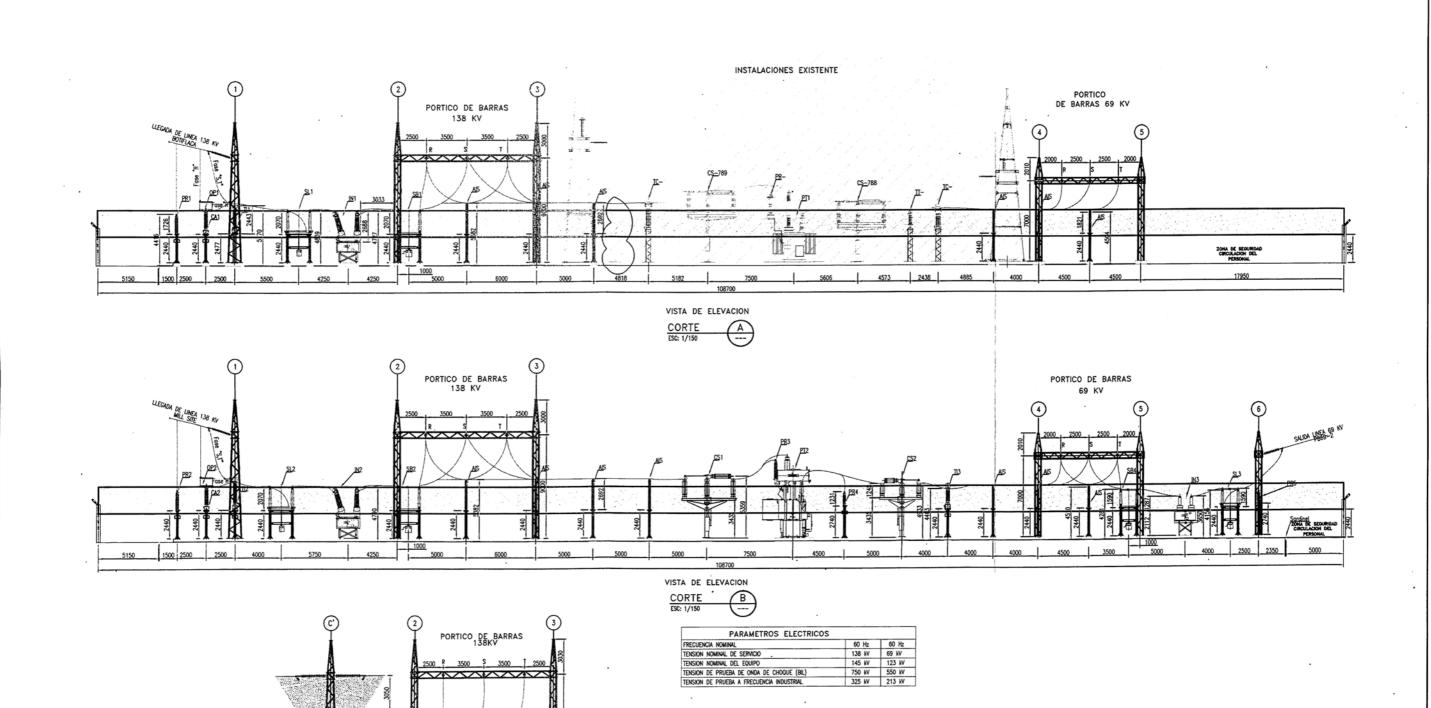


NOTAS:

1.- TODAS LAS MEDIDAS ESTÁN EXPRESADAS EN MILIMETROS.

2.- LAS UNIDADES DE MEDIDA ESTÁN DE ACUERDO AL SISTEMA INTERNACIONAL (S.I.)

PROYECTO CALCULO DE	la ampliación de i	una subestación 13	58/69 kV
UNIVERSIDAD NACIONAL (DE INGENIERIA – FACUL	TAD DE INGENIERIA ELÉI	CTRICA Y ELECTRÓNICA
TITULO DISPOSICIÓN I	DE EQUIPOS—VISTA (CORTE 1—1	DE ELEVACIÓN	DIAG-08
ELABORO BACHILLER JU	AN CARLOS MACHAC	UAY NAWARRO	ESCALA
APROBO J.B.R.	REVISO J.C.M.	TRABAJO INFORME	FECHA SET.2011



DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD 138/69 kV

DESCRIPCION

DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD DE PARTES ENERGIZADAS A SUPERFICIE PERMANENTE PARA TRABAJADORES,NIPL 138 KV

DISTANCIA MINIMA DE SEGURDAD DE PARTES ENERGIZADAS

2 A SUPERFICIE PERMANENTE PARA TRABAJADORES,NIVEL 69 KV

VISTA DE ELEVACION Y SUPERIOR

VALOR MINIMO

SEGUN NORMA

ANSI C37.32

4270 mm

3600 msnm

VALOR MINIMO FASE TIERRA SEGUN NORMA

1500 mm

1100 mm

1.- Todas las medidas están expresadas en milimetros.

 1.- LAS UNIDADES DE MEDIDA ESTÁN DE ACUERDO AL SISTEMA INTERNACIONAL (S.I.)
 3.- EQUIPO A SER REUBICADO A LA POSICION DE TT1

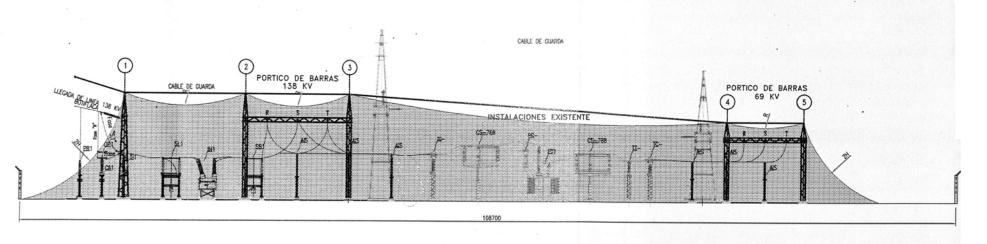
Calculo de la ampliación de una subestación 138/69 ky

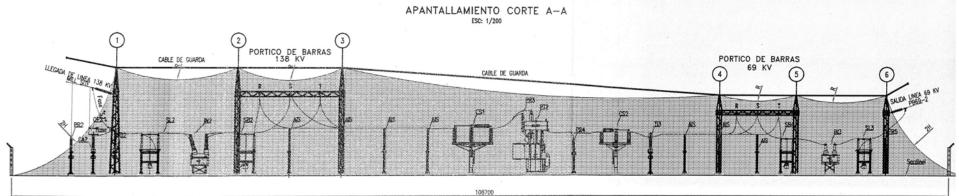
universidad nacional de ingenieria — facultad de ingenieria eléctrica y electrónica

BO REVISO J.C.M. TRABAJO

DIAG-09

ESCALA S/E FECHA SET.2011

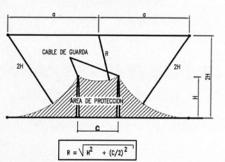




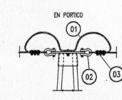
APANTALLAMIENTO CORTE B-B

CALCULO DEL ANGULO DE PROTECCION PARA EL CABLE DE GUARDA

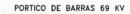
CALCULOS EFECTUADOS SEGUN NORMA VDE 0141

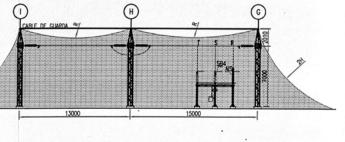


DETALLE DE INSTALACION DEL CABLE DE GUARDA

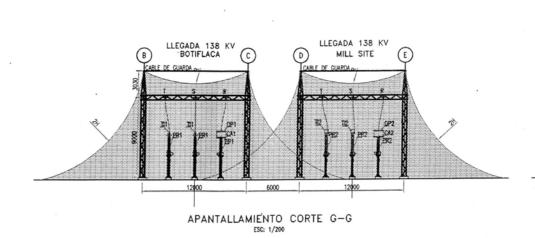


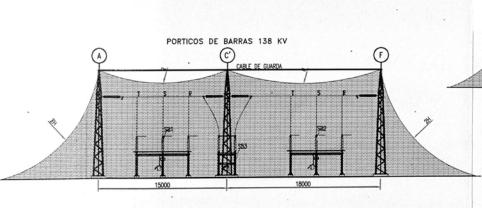
ITEM	CANT.	DESCRIPCION
01	540m	Cable de guarda 50mm2 (5/16")
02	44 u.	Grillete
03	44 u.	Grapa paralela para cable de guarda





APANTALLAMIENTO CORTE I-I



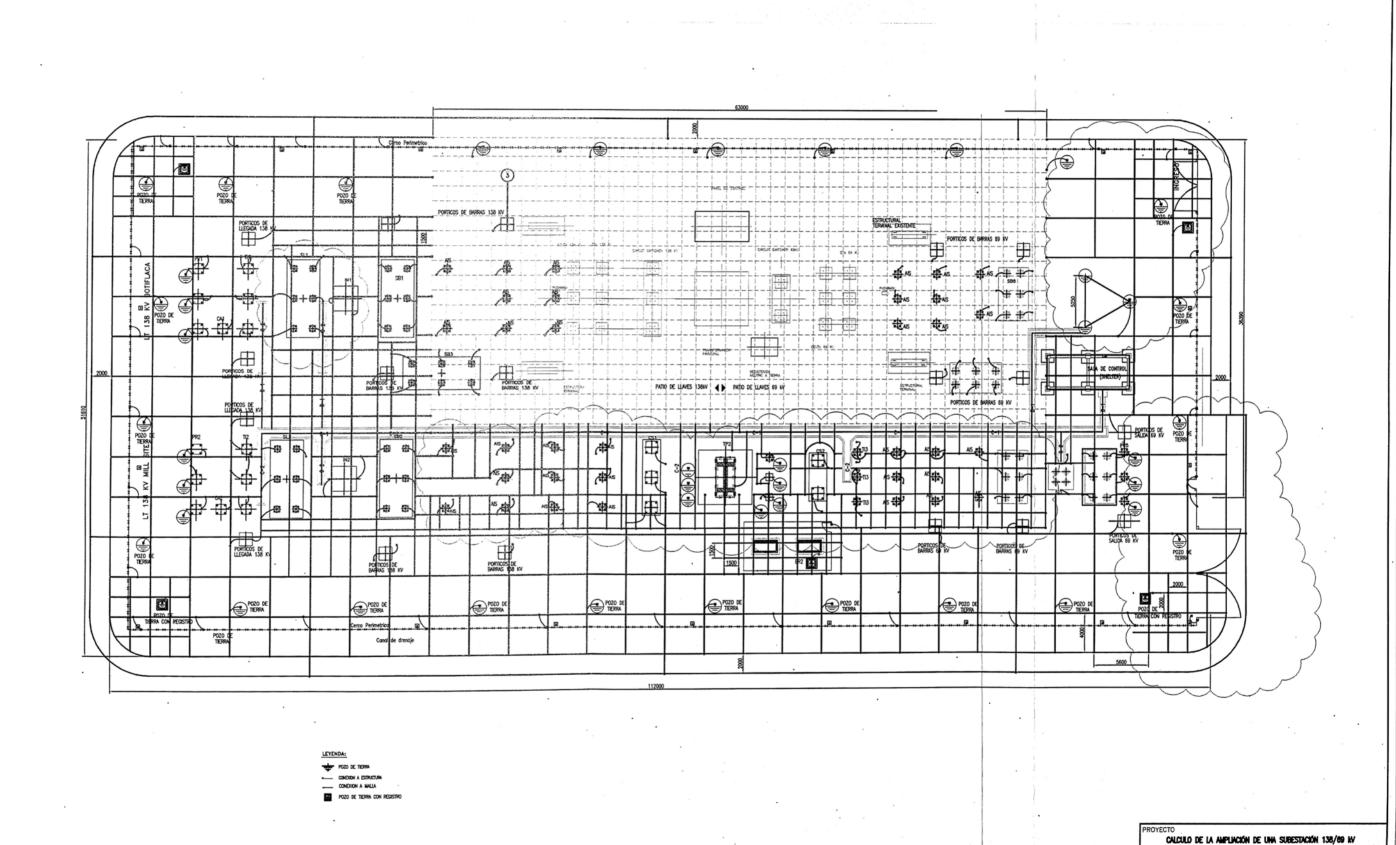


APANTALLAMIENTO CORTE H-H

NOTAS: 1.- Todas las medidas estan esxpresadas en milmetros

2.- ESTOS PLANOS DEBERAS SER REVISADOS POR EL FABRICANTE

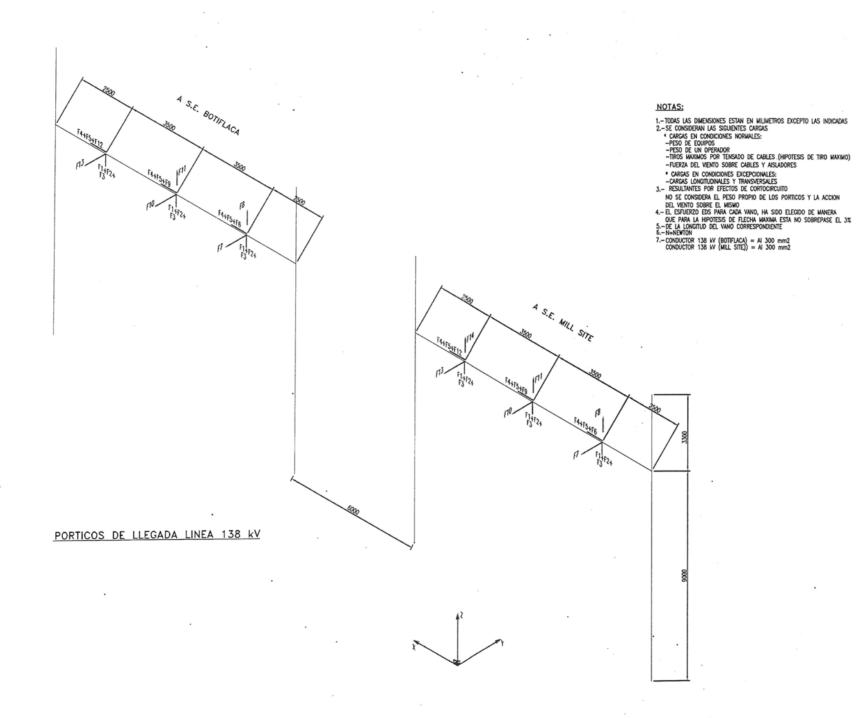
PROYECTO CALCULO I	e la ampliación de	una subestación 1	38/89 KV
UNIVERSIDAD NACIONA	l de ingenieria – facu	LTAD DE INGENIERIA ELÉ	CTRICA Y ELECTRÓNIC
TITULO APAN	· DIAG-10		
ELABORO BACHILLER	ESCALA		
APROBO J.R.R.	REVISO J.C.M.	TRABAJO INFORME	FECHA SET.2011



universidad nacional de ingenieria — facultad de ingenieria eléctrica y electrónic

DIAG-11

MALLA DE TIERRA PROFUNDA DISPOSICIÓN



PROYECTO

CALCULO DE LA AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 138/69 KV

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INCENERIA — FACULTAD DE INCENERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

TÍTULO DIACRIMA DE CARCAS

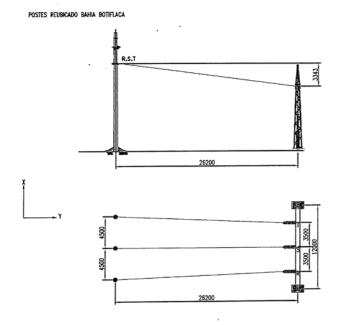
PORTICOS DE LLEMADA 138 KV

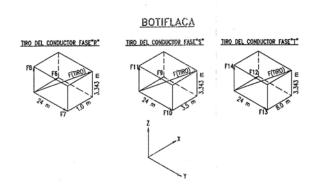
ELABORO
BACHILLER JUAN CARLOS INCHACUAY NAVARRO

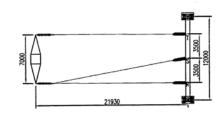
APROBO REVISO
APROBO

REVISO
LC.L.

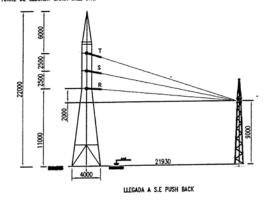
TRABAJO
SET.2011

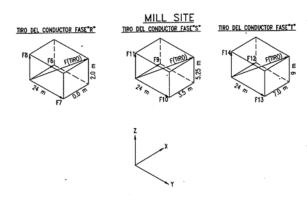






TORRE DE LLEGADA BAHIA MILL SITE





- 1.— Todas las vedidas están expresadas en milimetros. 2.— Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (s.l.)

PROYECTO CALCULO DE LA	AMPLIACIÓN DE U	NA SUBESTACIÓN 13	8/69 kV	
universidad nacional de ingenieria — facultad de ingenieria eléctrica y electrónica				
	GRAMA DE CARGAS TORRE DE LLEGAD		DIAG-13	
ELABORO BACHILLER JUAN CARLOS MACHACUNY NAVARRO			ESCALA S/E	
APROBO J.R.R.	J.C.M.	TRABAJO INFORME	SET.2011	