

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES A
NIVEL DE 500 kV**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA ELÉCTRICA**

NÁTHALI ELIZABETH MORALES MARIÑO
nathali.morales@gmail.com

DIRECTOR: Ing. GORKI BARBA.
gbarba@transelectric.com.ec

Quito, agosto 2008

DECLARACIÓN

Yo, Náthali Elizabeth Morales Mariño, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Náthali Elizabeth Morales Mariño

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Náthali Elizabeth Morales Mariño, bajo mi supervisión.

Ing. Gorki Barba.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar y con absoluta convicción, el agradecimiento más profundo es para mi Padre Celestial por llenar mi vida de bendiciones y proveer en mí la fortaleza y fe necesarias para alcanzar todas mis metas.

A Transelectric S.A por haberme brindado la oportunidad de desarrollar este proyecto, para así abrir paso hacia un buen desempeño profesional.

Un especial agradecimiento al Ing. Luis Ruales quien siempre estuvo presto a compartir sus conocimientos propinando una respuesta acertada a cada inquietud surgida a lo largo del proyecto, al Ing. Edmundo Terán por su oportuna colaboración y sabios consejos y al Ing. Gorki Barba por el tiempo y la dedicación invertidos.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por nuevamente permitirme tener la satisfacción y el orgullo de obtener un título profesional de tan prestigiosa institución.

A cada persona que desinteresadamente colaboró en la realización de este trabajo, principalmente al Ing. Patricio Guerrero,

Finalmente, pero no por ello menos importante, a las personas que por su amor, paciencia y apoyo incondicional me han impulsado para conseguir este logro. A mi madre por su ejemplo de lucha incansable y mujer valiente, a Rafael por estar siempre a mi lado y cuidar de mí a pesar de la distancia, a Richard por estar conmigo brindándome su ayuda, colaboración e inspiración y a mi familia, padre y hermanos por ser el refugio al que siempre podré acudir.

DEDICATORIA

“Si yo hablase lenguas humanas y angélicas, y no tengo amor, vengo a ser como metal que resuena, o címbalo que retiñe.

Y si tuviese profecía, y entendiese todos los misterios y toda ciencia, y si tuviese toda la fe, de tal manera que trasladase los montes, y no tengo amor, nada soy.”

1 CORINTIOS 13:1-2

A los seres que me han brindado todo el amor necesario para vivir, llenando por completo cada uno de los espacios de mi corazón:

A mi Señor y Redentor por su infinito amor que me llena cada día.

A mi madre, por el amor abnegado y sublime que sólo una madre tiene la capacidad de brindar, por sus cuidados y por cada sacrificio que hizo para que hoy yo pueda alcanzar esta meta.

A Rafael, por haberse convertido en mi ángel guardián desde siempre y hasta siempre y por demostrarme que los sueños se pueden hacer realidad cuando uno lucha por ellos.

A mi Richard por ser mi amigo, compañero y la persona que amo ya que a pesar de haber atravesado por momentos difíciles nuestro amor prevalece.

CONTENIDO

CARÁTULA.....	i
DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
DEDICATORIA.....	v
CONTENIDO.....	vi
RESUMEN.....	xii
PRESENTACIÓN.....	xiii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO	
ECUATORIANO.....	3
1.1.1. GENERACIÓN.....	3
1.1.2. TRANSMISIÓN.....	5
1.1.3. DISTRIBUCIÓN.....	7
1.1.4. DEMANDA.....	8
1.2. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	9
1.2.1. GENERACIÓN.....	9
1.2.1.1. Etapas del plan de expansión.....	11
<i>1.2.1.1.1. Primera etapa.....</i>	<i>11</i>
<i>1.2.1.1.2. Segunda etapa.....</i>	<i>12</i>
<i>1.2.1.1.3. Tercera etapa.....</i>	<i>12</i>
<i>1.2.1.1.4. Cuarta etapa.....</i>	<i>12</i>
1.2.2. TRANSMISIÓN.....	13
1.2.2.1. Proyectos del plan de expansión de transmisión.....	14
1.2.2.2. Sistema de transmisión a nivel de 500 kV.....	15
<i>1.2.2.2.1. Características y descripción del sistema.....</i>	<i>16</i>
<i>1.2.2.2.2. Cronología del sistema.....</i>	<i>18</i>
1.2.3. VENTAJAS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.....	19
1.3. CARACTERÍSTICAS PRELIMINARES DE LA S/E PIFO.....	20
CAPÍTULO II.....	23
SOBRETENSIONES Y PROTECCIÓN DEL AISLAMIENTO EN	
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	23
2.1. SOBRETENSIONES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	23
2.1.1. SOBRETENSIÓN.....	24

2.1.2. NATURALEZA Y CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES.	24
.....	24
2.1.2.1. Tensión permanente de frecuencia industrial.	25
2.1.2.2. Sobretensiones temporales.	25
2.1.2.2.1. <i>Fallas a tierra.</i>	26
2.1.2.2.2. <i>Rechazo de carga.</i>	28
2.1.2.2.3. <i>Resonancia y ferrorresonancia [10].</i>	31
2.1.2.3. Sobretensiones de frente lento.	32
2.1.2.3.1. <i>Energización y recierre de líneas.</i>	33
2.1.2.3.2. <i>Inicio y despeje de falla.</i>	39
2.1.2.3.3. <i>Rechazo de carga.</i>	40
2.1.2.3.4. <i>Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas.</i>	40
2.1.2.3.5. <i>Descargas atmosféricas.</i>	44
2.1.2.4. Sobretensiones de frente rápido.	45
2.1.2.4.1. <i>Descargas atmosféricas.</i>	45
2.1.2.4.2. <i>Operaciones de maniobra.</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.5. Sobretensiones de frente extra rápido.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.3. RESUMEN DE SOBRETENSIONES.	52
2.1.4. RANGOS DE TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EQUIPOS.	54
2.2. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN ANTE SOBRETENSIONES.	55
2.2.1. PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO SIN EXPLOSORES.	
(SEGÚN NORMAS IEC).[16,17]	57
2.2.1.1. Voltaje de operación continua del pararrayos (V_c).	60
2.2.1.2. Tensión asignada de un pararrayos según norma IEC (V_r).	61
2.2.1.3. Tensión nominal del descargador, (Según Fabricantes [15, 18])	
(V_r).	63
2.2.1.4. Norma IEC vs fabricantes.	65
2.2.1.5. Corriente nominal de descarga I_n.	66
2.2.1.6. Nivel de protección del pararrayos.	68
2.2.1.7. Clases de descarga de línea.	70
2.2.1.8. Clase de alivio de presión.	74
2.2.2. CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO.	75
2.2.3. PRINCIPIOS DE SELECCIÓN Y APLICACIÓN DEL	
PARARRAYOS.	76
2.2.3.1. Características eléctricas.	76
2.2.3.1.1. <i>Protección contra sobretensiones temporales.</i>	80
2.2.3.1.2. <i>Protección contra sobretensiones de frente lento.</i>	80
2.2.3.1.3. <i>Protección contra sobretensiones de frente rápido.</i>	81

2.2.3.2.	Características mecánicas.	82
2.2.3.2.1.	<i>Revestimiento.</i>	83
2.2.3.2.2.	<i>Resistencia mecánica.</i>	86
2.2.3.2.3.	<i>Comportamiento ante sismos.</i>	88
CAPÍTULO III		90
CRITERIOS Y PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.		90
3.1.	PROCEDIMIENTO PARA DEFINIR LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO [7].	93
3.1.1.	DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES Y SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS.	96
3.1.1.1.	Sobretensión temporal representativa V_{rp}.	96
3.1.1.2.	Sobretensión de frente lento representativa ($V_{rp} = V_{ps}$).	97
3.1.1.3.	Sobretensión de frente rápido representativa.	98
3.1.2.	CARACTERÍSTICAS DEL AISLAMIENTO EN RELACIÓN CON LA TENSIÓN SOPORTADA DE COORDINACIÓN (V_{cw}).	98
3.1.2.1.	Características de la resistencia del aislamiento.	99
3.1.2.1.1.	<i>Polaridad de la sobretensión.</i>	99
3.1.2.1.2.	<i>Influencia de la forma de onda de la sobretensión.</i>	100
3.1.2.1.3.	<i>Influencia de las condiciones atmosféricas.</i>	100
3.1.2.1.4.	<i>Otros.</i>	101
3.1.2.2.	Naturaleza estadística de la descarga disruptiva del aislamiento.	101
3.1.2.2.1.	<i>Aislamientos autorecuperables.</i>	102
3.1.2.2.2.	<i>Aislamientos no autorecuperables.</i>	102
3.1.2.3.	Criterios de seguridad y confiabilidad.	103
3.1.2.3.1.	<i>Tasa de falla aceptable para equipos.</i>	104
3.1.2.3.2.	<i>Tasa de falla aceptable para líneas de transmisión.</i>	104
3.1.3.	DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN (V_{cw}).	104
3.1.3.1.	V_{cw} para sobretensiones temporales.	104
3.1.3.2.	V_{cw} para sobretensiones de frente lento.	105
3.1.3.2.1.	<i>V_{cw} para aislamientos autorecuperables.</i>	105
3.1.3.2.2.	<i>V_{cw} para aislamientos no autorecuperables</i>	110
3.1.3.3.	V_{cw} para sobretensiones de frente rápido.	111
3.1.3.3.1.	<i>Método estadístico simplificado.</i>	112
3.1.4.	TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS.	119
3.1.4.1.	Corrección atmosférica.	120

3.1.4.2.	Factor de seguridad.....	124
3.1.4.2.1.	<i>Envejecimiento del aislamiento.....</i>	125
3.1.4.2.2.	<i>Diferencias entre condiciones de fábrica y de montaje.....</i>	125
3.1.4.2.3.	<i>Inexactitudes en las tensiones soportadas.....</i>	125
3.1.5.	NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO O ASIGNADO.....	127
3.1.5.1.	Criterios de selección de los niveles de aislamiento.....	128
3.1.6.	PRUEBAS PARA LA VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO SELECCIONADO.....	132
3.1.6.1.	Pruebas de aislamientos no autorecuperables.....	132
3.1.6.2.	Pruebas de aislamientos autorecuperables.....	133
3.1.6.3.	Pruebas de aislamientos mixtos.....	133
3.1.6.4.	Condiciones especiales de prueba.....	134
3.2.	RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO.....	135
CAPÍTULO IV.....		140
EJEMPLO DE LA ESPECIFICACIÓN DE PARARRAYOS Y NIVEL DE AISLAMIENTO A 500 kV, APLICACIÓN S/E PIFO.....		
4.1.	CONDICIONES AMBIENTALES.....	140
4.2.	TENSIONES Y SOBRETENSIONES EN LA S/E PIFO.....	141
4.2.1.	SOBRETENSIONES TEMPORALES.....	141
4.2.1.1.	Falla monofásica a tierra.....	142
4.2.1.2.	Rechazo de carga.....	142
4.2.1.2.1.	<i>Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2.....</i>	143
4.2.1.2.2.	<i>Línea Pifo – Yaguachi.....</i>	143
4.2.1.3.	Sobretensión temporal para el diseño.....	143
4.2.2.	SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO.....	144
4.2.2.1.	Sobretensión estadística V_{e2} por energización y recierre de líneas.....	144
4.2.2.1.1.	<i>Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2.....</i>	144
4.2.2.1.2.	<i>Línea Pifo - Yaguachi.....</i>	145
4.2.2.2.	Sobretensión de frente lento para el diseño.....	145
4.2.3.	SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO.....	146
4.2.4.	RESUMEN DE SOBRETENSIONES.....	146
4.3.	SELECCIÓN DEL PARARRAYOS.....	146
4.3.1.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.....	147
4.3.1.1.	Voltaje de operación continua del pararrayos (V_C).....	147
4.3.1.2.	Tensión asignada o nominal (V_T).....	147

4.3.1.2.1.	<i>Tensión nominal del descargador, (Según fabricantes ABB, Siemens)</i>	148
4.3.1.2.2.	<i>Tensión asignada de un pararrayos según Norma</i>	149
4.3.1.3.	Corriente nominal de descarga (I_n)	150
4.3.1.4.	Capacidad de absorción de energía y clase de descarga de línea	150
4.3.1.4.1.	<i>Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2</i>	151
4.3.1.4.2.	<i>Línea Pifo - Yaguachi</i>	152
4.3.1.5.	Capacidad de corto circuito o clase de alivio de presión	153
4.3.1.6.	Nivel de protección del pararrayos (V_{pl} y V_{ps})	154
4.3.2.	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	156
4.3.2.1.	Revestimiento	156
4.3.2.2.	Resistencia mecánica	159
4.3.2.3.	Comportamiento ante sismos	160
4.3.3.	RESUMEN DE RESULTADOS	160
4.3.4.	SELECCIÓN DE PARARRAYOS	162
4.4.	APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN	162
4.4.1.	SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS	162
4.4.1.1.	Sobretensión temporal representativa V_{rp}	162
4.4.1.2.	Sobretensión de frente lento representativa ($V_{rp} = V_{ps}$)	163
4.4.1.3.	Sobretensión de frente rápido representativa	164
4.4.1.4.	Resumen de sobretensiones representativas	164
4.4.2.	DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN (V_{cw})	164
4.4.2.1.	V_{cw} para sobretensiones temporales	165
4.4.2.2.	V_{cw} para sobretensiones de frente lento	165
4.4.2.2.1.	<i>V_{cw} para aislamiento externo o autorecuperable</i>	165
4.4.2.2.2.	<i>V_{cw} para aislamiento interno o no autorecuperable</i>	167
4.4.2.3.	V_{cw} para sobretensiones de frente rápido	167
4.4.2.3.1.	<i>V_{cw} para equipos directamente protegidos (transformador y reactores)</i>	168
4.4.2.3.2.	<i>V_{cw} para el resto de equipos</i>	169
4.4.3.	TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (V_{rw})	171
4.4.3.1.	Corrección atmosférica, K_a	171
4.4.3.2.	Factor de seguridad	173
4.4.3.3.	Resultados del cálculo de V_{rw}	173
4.4.4.	NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO O ASIGNADO	173
4.4.4.1.	V_w para sobretensiones temporales	174
4.4.4.1.1.	<i>SIW para aislamiento externo o autorecuperable</i>	174
4.4.4.1.2.	<i>SIW para aislamiento interno o no autorecuperable</i>	175

4.4.4.2.	V_w para sobretensiones de frente lento.	175
4.4.4.2.1.	<i>V_w para aislamiento externo o autorecuperable.</i>	176
4.4.4.2.2.	<i>V_w para aislamiento interno o no autorecuperable.</i>	176
4.4.4.3.	V_w para sobretensiones de frente rápido.	176
4.4.4.3.1.	<i>V_w para aislamiento externo o autorecuperable.</i>	176
4.4.4.3.2.	<i>V_w para aislamiento interno o no autorecuperable.</i>	177
4.5.	RESUMEN DE RESULTADOS.	178
4.5.1.	HOJA DE DATOS TÉCNICOS DEL PARARRAYOS.	183
4.5.2.	NIVEL DE AISLAMIENTO.	184
CAPÍTULO V	185
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	185
5.1.	CONCLUSIONES.	185
5.2.	RECOMENDACIONES.	187
ANEXO A	“Mapa con la Distribución Geográfica del SNT”.....	196
ANEXO B	“Diagramas Unificares del S.N.I”	198
ANEXO C	“Distribución Geográfica del Sistema de Transmisión de 500 kV”	201
ANEXO D	“Flujo de Carga, Año 2020 para Demanda Máxima y Estado Lluvioso”.....	203
ANEXO E	“Diagrama Unifilar del S.N.I para el período: 2013-2014”	205
ANEXO F	“Tensiones Máximas para el Equipo”	207
ANEXO G	“Sobretensión Estadística Fase – Fase, V_{p2} ”	209
ANEXO H	“Ejemplos de Tablas de Datos de Pararrayos donde se Especifica el TOV”	211
ANEXO I	“Magnitud de las Corrientes de Descarga de Rayo”.....	213
ANEXO J	“Tensiones soportadas para Sistemas del Rango I y Tensiones Soportadas según Normas ANSI/ IEEE”.....	215
ANEXO K	“Vista Aérea del Área de la Futura Subestación Pifo”	218
ANEXO L	“Parámetros para la Determinación de V_{e2} ”	221
ANEXO M	“Catálogos de Pararrayos”.....	227
ANEXO N	“Cálculos de Absorción de Energía del Pararrayos”.....	238
ANEXO O	“Características del Revestimiento de los Pararrayos”.....	246
ANEXO P	“Cálculo de la Carga Dinámica Causada por el Viento sobre el Pararrayos”	248
ANEXO Q	“Corte del Patio de 500 kV de la S/E San Juancito, de la Interconexión Nea-Noa en Argentina”	252
ANEXO R	“Tensión Soportada de Coordinación para Sobretensiones de Frente Rápido”.....	254

RESUMEN

Se establece los procedimientos para la selección de pararrayos como elemento de protección ante sobretensiones y de la coordinación de aislamiento en subestaciones de extra alta tensión (EHV), en base a normas IEC, aplicados al caso particular de la subestación Pifo.

El análisis determina las posibles sobretensiones que aparecen sobre la subestación, para luego seleccionar el pararrayos que mejor se ajuste a los requerimientos del sistema, comparando los requerimientos eléctricos y mecánicos con las opciones ofrecidas por los fabricantes. Para el presente estudio se ha considerado pararrayos Siemens y ABB.

Relacionando las sobretensiones más elevadas y el efecto del pararrayos con el comportamiento deseado del aislamiento a través de un índice de fallas, se determina la tensión soportada de coordinación para cada tipo de sobretensión, diferenciando entre aislamiento externo e interno. De aquí se obtiene los mínimos valores de tensión soportada que satisfacen los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos.

El efecto de disminución de la rigidez dieléctrica del aislamiento por las condiciones reales de operación se cubre con la aplicación de factores de seguridad y de corrección por altura, determinando así, las tensiones soportadas requeridas.

Finalmente, el nivel de aislamiento para los equipos de subestaciones de EHV queda cubierto al seleccionar valores normalizados de tensión soportada a impulsos atmosféricos y de maniobra, por lo que es necesario convertir las tensiones soportadas temporales requeridas a sobretensiones de maniobra equivalentes. De esta manera se asegura la no ocurrencia de fallas de aislamiento en la subestación.

PRESENTACIÓN

El proyecto surge a partir de la necesidad de implementar un sistema de transmisión a nivel de 500 kV como parte del sistema de transmisión ecuatoriano y tiene por objeto desarrollar el procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento en subestaciones con este nivel de tensión. El documento se ha estructurado de la siguiente manera:

El *Capítulo I* presenta un enfoque global del actual sistema eléctrico ecuatoriano y del plan de expansión a ser implementado en los próximos años, enfatizando en los proyectos relacionados con el sistema de transmisión a nivel de 500 kV y particularmente en las características de la subestación Pifo, que servirá de ejemplo para la aplicación del procedimiento.

El *Capítulo II* incluye un análisis de las sobretensiones que pueden afectar al aislamiento de los equipos de una subestación, considerando criterios aplicables a sistemas de extra alta tensión. Se presenta además, al pararrayos como elemento de protección ante dichas sobretensiones y se establece el procedimiento para su selección y aplicación.

En el *Capítulo III*, se establece los criterios y el procedimiento a ser aplicado para determinar la coordinación de aislamiento en subestaciones de extra alta tensión, considerando las particularidades que pueda tener cada sistema a ser evaluado.

Finalmente, el *Capítulo IV* presenta un ejemplo de aplicación de los criterios y procedimientos desarrollados en los Capítulos II y III, para lo cual se ha tomado como referencia a la subestación Pifo del sistema de transmisión a nivel de 500 kV, obteniendo como resultado la elección de los pararrayos adecuados para su protección y el nivel de aislamiento de los equipos de la subestación.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN.

El constante incremento de la demanda energética a nivel mundial y principalmente en los países en vías de desarrollo, ha obligado a una constante evolución de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Este propósito ha sido posible gracias al constante desarrollo de nuevas tecnologías.

Con el fin de abastecer satisfactoriamente la demanda es necesario transportar la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Debido a que la ubicación de grandes proyectos de generación, principalmente hidroeléctricos, no coincide con las cercanías de los principales centros de consumo es necesario contar con un sistema de transmisión capaz de transportar grandes cantidades de energía a través de largas distancias. Para satisfacer de forma eficiente estos requerimientos ha sido necesario incrementar cada vez más los niveles de tensión, llegando a transmitir a niveles de extra alta tensión EHV, con tensiones superiores a los 300 kV, e incluso de ultra alta tensión UHV, que considera tensiones mayores a los 750 kV.

El presente trabajo involucra una tensión de transmisión de 500 kV que está dentro de los niveles de EHV, por lo que a continuación se describe de una forma muy sintetizada las ventajas y desventajas que presentan este tipo de sistemas de transmisión [1].

Ventajas de la Transmisión en EHV.- con el incremento de la tensión de transmisión se consigue los siguientes beneficios:

- Reducción de las pérdidas en la línea.
- Mejora de la regulación de voltaje, debido a la reducción de pérdidas en la línea.
- Disminución del calibre de los conductores de fase, con limitaciones impuestas por el Efecto Corona.
- Incremento de la capacidad de transmisión de la línea.

- Incremento del SIL, ya que es directamente proporcional al cuadrado el voltaje de transmisión. Esto indica un incremento en el nivel de transferencia de potencia.
- Permite la interconexión de grandes sistemas de potencia, como es el caso de interconexiones internacionales.
- Flexibilidad para un futuro crecimiento del sistema.

En definitiva el incremento de la tensión de transmisión hace que para transportar una misma cantidad de potencia por una longitud de línea dada, la corriente a través de la línea disminuya, dando como consecuencia la reducción de pérdidas por efecto Joule y por ende una mejora en la regulación de tensión, así como la reducción del calibre de los conductores. La capacidad de transmisión de la línea se incrementa con lo que se puede cumplir el objetivo de trasladar grandes cantidades de potencia a través de largas distancias.

Desventajas de la Transmisión en EHV.- a continuación se muestra algunas de las limitaciones que se presentan en la transmisión en EHV.

- Pérdidas por Efecto Corona y radio interferencia.
- Estructuras de soporte de mayor volumen y peso.
- Mayores requerimientos de aislamiento.
- Efecto Ferranti.

Si bien las pérdidas por corona y la radio interferencia se incrementan con el nivel de tensión de transmisión, este efecto se puede reducir con el uso de haz de conductores.

Otro factor importante a tomarse en cuenta para este tipo de sistemas es que las sobretensiones por maniobra toman mayor importancia y por lo tanto el nivel de aislamiento debe considerar este tipo de eventos.

La mayoría de países sudamericanos tales como Colombia, Venezuela, Argentina, Uruguay, Brasil y Chile ya han incorporado a sus sistemas de transmisión niveles de EHV. Mientras que países como Ecuador y Perú están

considerando la implementación de sistemas de transmisión a estos niveles de tensión dentro de sus planes de expansión.

Como parte del desarrollo del sistema de transmisión a 500 kV en el sistema ecuatoriano se debe considerar la implementación de líneas y subestaciones. Es así que el presente trabajo pretende contribuir con parte del diseño de estas subestaciones, enfocándose en la definición de los niveles de aislamiento a nivel de 500 kV.

1.1. CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

En base al Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016 [2] y al desenvolvimiento del sector eléctrico ecuatoriano en los últimos años se puede decir que este se ha caracterizado por una baja producción de energía eléctrica debido a la falta de inversión en proyectos de generación, factor que junto con la deficiencia en la administración técnica y financiera de las empresas de distribución a dado como resultado el encarecimiento de la energía.

A continuación se hace una breve descripción de la evolución y situación actual de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Dando mayor énfasis a los dos primeros, con el fin de justificar la necesidad de la red de 500 kV y por ende el desarrollo del presente trabajo.

1.1.1. GENERACIÓN.

El desarrollo del parque generador en los últimos años no ha sido el esperado, ya que a pesar de tener un gran potencial de recursos naturales renovables, principalmente recursos hídricos y pese a que se ha tratado de fomentar la inversión para la construcción de nuevos proyectos de generación, esto no ha ocurrido debido principalmente a la inestabilidad política y a la falta de pago de los distribuidores a los generadores por la energía entregada. Este hecho frente a un alto crecimiento de la demanda ha contribuido a que haya un déficit de energía y a que el sistema eléctrico ecuatoriano sea ineficiente y poco competitivo en comparación con otros sistemas.

Para evidenciar esta realidad, se puede comparar la composición del parque generador ecuatoriano del año 1997 con el del año 2006 de donde se puede afirmar que el porcentaje de generación hidroeléctrica en vez de incrementarse ha disminuido, haciendo que sea necesario el uso de generación térmica y un porcentaje relativamente alto de importación de energía. El alto porcentaje de generación térmica es una condición desfavorable desde el punto de vista económico, energético y ambiental. Los datos porcentuales se muestran en la Figura 1.1.

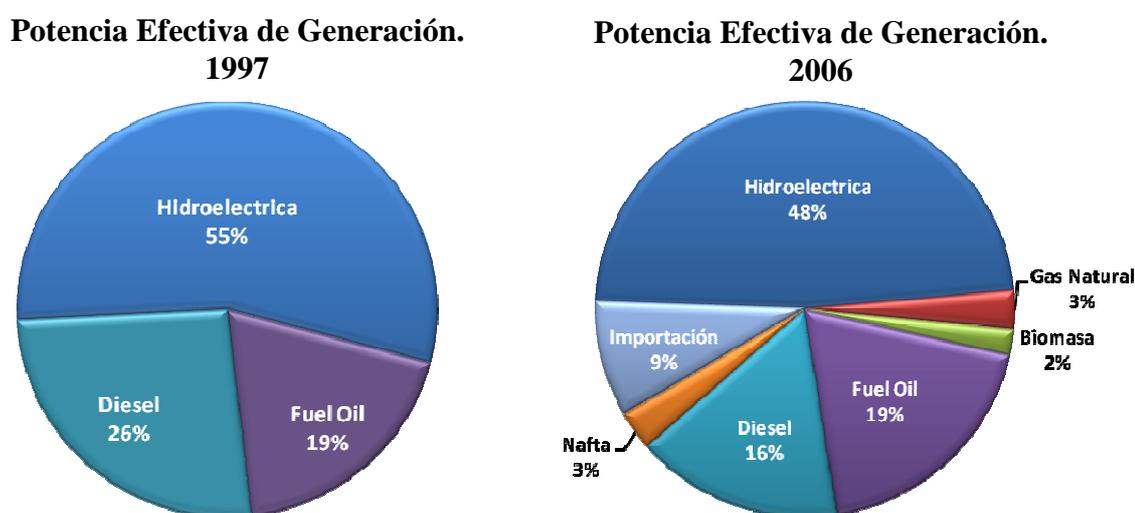


Figura 1.1. Composición del parque generador ecuatoriano de los años 1997 y 2006 [2].

El actual parque de generación del país tiene una potencia instalada total de 4624 MW, constituida por: 2194 MW de generación térmica, 2030 MW de generación hidráulica y 400 MW por importación de energía [2].

La capacidad de generación hidráulica está concentrada principalmente en las cinco centrales más grandes del país que son: Paute (1075 MW), San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW).

Debido al hecho de que la capacidad de generación instalada en el país en los últimos años ha sido menor que el incremento de la demanda con un déficit estimado de 100 MW anuales, ha sido necesario importar energía de países vecinos como Colombia y Perú, a través de las interconexiones internacionales, con capacidades nominales de 250 MW a través de la línea Pomasqui –

Jamondino, 110 MW a través de la línea Zorritos – Machala y 40 MW que llegan desde Colombia a la Empresa Eléctrica Regional Norte, que en conjunto suman 400 MW, valor que supera la capacidad de generación de la segunda central hidroeléctrica más grande del país. Aún así, en determinados momentos se ha tenido el riesgo de no poder satisfacer la demanda, ante lo cual se ha tenido que importar grandes volúmenes de diesel para el funcionamiento de centrales térmicas antiguas y muy ineficientes.

A pesar de que en los dos últimos años se ha incorporado nuevas centrales de generación no se ha podido satisfacer la demanda en condiciones de autonomía y al momento el país sigue dependiendo de la importación de energía. Además la nueva generación incorporada es en su gran mayoría del tipo no renovable, razón por la que no se está contribuyendo en mejorar la eficiencia del sistema y el impacto ambiental.

Con el fin de superar esta falta de producción de energía de forma autónoma, es necesario aprovechar el potencial hidrológico del país en grandes proyectos de generación hidráulica y fomentar el uso de energías renovables.

1.1.2. TRANSMISIÓN.

La transmisión de energía en Ecuador al ser un monopolio natural está a cargo de una única empresa que es la Compañía Nacional de Transmisión de Energía, Transelectric S.A, que como tal no ha influido de forma negativa en la situación actual del sector eléctrico, sino que más bien a sido afectada por los otros componentes del sistema. Por ejemplo, la incertidumbre en la planificación de la generación y la falta de recaudación de todo el monto facturado ha dificultado la tarea de planificación de nuevas redes de transmisión.

El principal objetivo del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es transportar la energía eléctrica desde la generación hacia la carga, para esto cuenta con 33 subestaciones y alrededor de 3182 km de líneas de transmisión a niveles de 230 kV y 138 kV [3].

A nivel de 230 kV se forma un anillo troncal conformado por líneas de doble circuito y que une las subestaciones de: Molino (Paute), Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato), Riobamba, regresando a Molino (Paute) para cerrar el anillo. Con esto se consigue vincular a la central más grande del país que es Paute con los principales centros de consumo: Guayaquil y Quito. A más del anillo troncal, con el fin de evacuar la generación de la central hidroeléctrica Paute, se tiene una línea adicional de doble circuito a nivel de 230 kV y que une las subestaciones de Molino, Pascuales y Trinitaria en Guayaquil. Finalmente a este nivel de tensión se tienen las líneas para las interconexiones internacionales. Para la interconexión con Colombia se tiene la línea doble circuito Pomasqui – Frontera, que en el lado colombiano llega hasta la subestación Jamondino. Mientras que para la interconexión con Perú se tiene la línea Machala – Frontera Perú, que a su vez se une con la subestación Zorritos en Perú.

De las subestaciones del anillo troncal se derivan líneas radiales a nivel de 138 kV y 69 kV que permiten alcanzar el resto de centros de generación y consumo del país. De esta manera se completa el Sistema Nacional de Transmisión que cubre casi todo el territorio ecuatoriano a excepción de algunas zonas aisladas del Oriente y las Islas Galápagos. El Anexo A muestra la configuración del SNT y la distribución geográfica de las subestaciones, líneas de transmisión y de los principales centros de generación y consumo.

Las subestaciones del SNT son en su mayoría aisladas en aire y por lo tanto usan equipamiento de tipo convencional, salvo pocas excepciones que son de tipo compacto aisladas en SF₆, como es el caso de la S/E Policentro y los patios de maniobras de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria. En lo que respecta a la configuración de las S/E, el uso del esquema de barras se aplica en función del nivel de tensión, así a nivel de 230 kV el esquema predominante es el de doble barra con un disyuntor, mientras que nivel de 138 kV y 69 kV se usa el esquema de barra principal y transferencia salvo pocas excepciones a nivel de 138 kV que tienen esquema de doble barra y un disyuntor. El Anexo B muestra dos diagramas del Sistema Nacional Interconectado (SNI), el primero es un

diagrama unifilar simplificado y el segundo es un diagrama unifilar en donde se incluye los esquemas de barra en las subestaciones.

La capacidad máxima de los transformadores del SNT es de 6720 MVA provenientes de 10 transformadores y 90 autotransformadores, de los cuales aproximadamente un 10 % (10 autotransformadores) corresponde a la reserva.

Con el fin de mantener los niveles de voltaje en barras de subestaciones dentro de los rangos establecidos por el CONELEC, el SNT tiene instalados en algunas de sus S/E bancos de condensadores con un total de 57 MVA y bancos de reactores en derivación con un total de 100 MVA.

El SNT aquí descrito ha mantenido su estructura básica de transmisión desde hace muchos años, que en contraste con la realidad actual y futura de oferta y demanda requerirá de nuevos proyectos, como se verá más adelante en la sección 1.2.

1.1.3. DISTRIBUCIÓN.

Dado que la distribución de energía eléctrica no tiene incidencia sobre el presente trabajo que se enfoca más bien en la coordinación de aislamiento en S/E en EHV, se hará una descripción muy simplificada del sistema de distribución más bien para dar un enfoque global del sistema eléctrico ecuatoriano.

El objetivo primario de la distribución es suministrar energía eléctrica a los clientes a nivel nacional. Para cumplir con este objetivo existen 20 empresas eléctricas de distribución que funcionan como sociedades anónimas, a excepción del área de concesión de Guayaquil que esta a cargo de la CATEG. Sin embargo el desempeño de estas empresas eléctricas no ha sido el deseado dentro del sector, lo cual ha acarreado problemas financieros en las áreas de transmisión y generación pues los recursos de estas áreas dependen de la gestión de la distribución.

Entre los problemas técnico-administrativos más importantes de las empresas de distribución se tiene [2]:

- Altas pérdidas de energía eléctrica.
- Fallas en la facturación y en la recaudación.
- Baja eficiencia y elevado gasto en administración, operación y mantenimiento.
- Falta de información confiable y actualizada.
- Falta de planificación en la gestión.
- Falta de planificación para la expansión.
- Falta de inversión en infraestructura.
- Equipos y redes en condiciones de saturación y/o obsolescencia.
- Inadecuada calidad del servicio.
- Alta ingerencia política en la gestión gerencial.

Para superar estas ineficiencias del actual sistema de distribución será necesario mejorar la operación administrativa de las empresas de distribución y las condiciones técnicas del sistema para mejorar la calidad del servicio eléctrico.

1.1.4. DEMANDA.

La demanda de energía y potencia eléctrica ha ido incrementando, es así que entre los años 2000 y 2006 se ha incrementado desde alrededor de 2.5 % de crecimiento anual hasta un poco más del 6 %. La Figura 1.2 muestra el comportamiento de la demanda a nivel de barras de subestación [2].

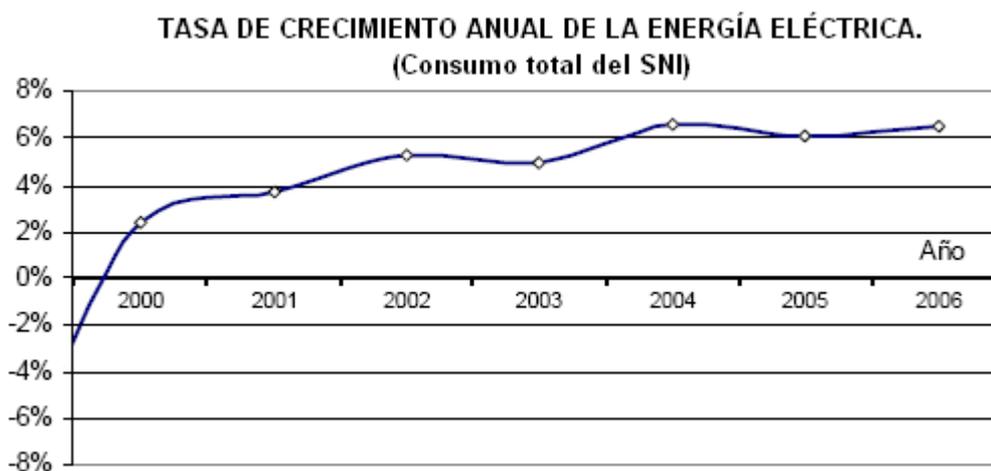


Figura 1.2. Tasa de crecimiento anual de la demanda [2].

De los estudios de proyección de demanda a nivel de barra de subestación de entrega entre los años 2007 y 2016 publicados por el CONELC, se tiene que la demanda tanto de potencia como de energía continuará con una tendencia de crecimiento anual de alrededor de 4.99% y 4.44% respectivamente, considerando un escenario de crecimiento medio [2].

Esto significa que la demanda tanto de potencia como de energía continuará creciendo y que por lo tanto es necesario incrementar la oferta de generación lo que a su vez exige mejorar y adaptar el SNT a las nuevas condiciones del sistema, para así abastecer satisfactoriamente a la demanda.

1.2. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

Ante la actual situación del sector eléctrico ecuatoriano y bajo la influencia del actual régimen gubernamental, presidido por el Eco. Rafael Correa, se ha propuesto la realización de nuevos proyectos eléctricos, principalmente en el área de generación de energía. Los proyectos que han sido aprobados por el CONELEC se describen en el Plan Maestro de Electrificación 2006 – 2017 y deberán ser implementados en este período de tiempo, con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda y reducir el precio de la energía. Como parte del referido plan consta también el plan de expansión para la transmisión presentado por Transelectric S.A. que servirá de base para la aplicación de este trabajo.

De todos los proyectos previstos como parte de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano se pondrá énfasis únicamente en lo relacionado con el sistema de transmisión a 500 kV que es el área de interés dentro del proyecto. Con este fin, a continuación se hace una breve descripción de la expansión de la generación y transmisión, en donde se destaca el sistema de 500 kV.

1.2.1. GENERACIÓN.

El principal objetivo de implementar la expansión del parque de generación es asegurar el abastecimiento de la demanda del país contribuyendo a mejorar la eficiencia del sector eléctrico, con miras a una producción energética que permita el autoabastecimiento interno e inclusive la exportación de energía. Para esto, dentro de la expansión de la generación se ha considerado el utilizar recursos

naturales renovables y principalmente el alto potencial hidrológico que hasta el momento no ha sido aprovechado.

De los estudios que se han efectuado para la elaboración del plan de expansión de generación, una vez establecida la oferta de energía necesaria en los próximos 10 años, se define una estrategia para la implementación de esta oferta. En primer lugar se ha incluido la ejecución de grandes y medianos proyectos hidroeléctricos para garantizar el suministro de energía en el largo plazo. Estos proyectos serán desarrollados en las vertientes del Amazonas y del Pacífico ya que tienen complementariedad hidrológica aunque no igual potencial de producción energética, teniendo la vertiente del Amazonas un potencial mucho mayor.

En vista de que los grandes proyectos hidroeléctricos no constituyen una solución en el corto plazo, se ha incluido como parte de la estrategia de expansión el incorporar nueva generación térmica eficiente y de bajo costo para satisfacer en condiciones de autonomía la demanda mientras se incorporen los proyectos hidroeléctricos. Finalmente se considera la implementación de nuevas centrales termoeléctricas cuyo fin será el de reemplazar la capacidad térmica que haya llegado al final de su vida útil o que por el tipo de combustible sea ineficiente. Además, la importancia de contar con esta nueva capacidad térmica es asegurar el abastecimiento en caso de presentarse condiciones hidrológicas desfavorables.

La importación de energía desde los países vecinos seguirá vigente hasta alcanzar las condiciones de autonomía para luego inclusive considerar la exportación de energía. Sin embargo será necesario crear acuerdos con condiciones de equidad entre los países involucrados.

Dentro del plan de expansión de la generación se ha incluido: los proyectos que al momento están en fase de construcción, aquellos que tienen un contrato firmado con el CONELEC o que estén impulsados por el gobierno pero que aún no ha iniciado su construcción y los que tienen certificado de concesión. La Tabla 1.1 muestra el listado de estos proyectos en donde se especifica su estado de avance, el tipo de proyecto, la potencia en bornes del generador y el año estimado en que está prevista su entrada en operación.

Tabla 1.1. Plan de expansión de la generación 2007 – 2016 [2]

PROYECTO	TIPO	ESTADO DE AVANCE	POTENCIA [MW]	AÑO DE INGRESO
Ecoelectric	Biomasa	En construcción	30	2007
Power Barge II	Termoeléctrico	En construcción	50	2008
II Interconexión con Colombia.	Interconexión	En construcción	250	2008
Termoeléctricas de corto plazo	Termoeléctrico	Constan en el plan de expansión.	300	2008
Hidrotambo	Hidroeléctrico	En construcción	8	2008
Chorrillos	Hidroeléctrico	En construcción	4	2008
Salinas	Eólico	Futura construcción	10	2009
Villonaco	Eólico	En construcción	15	2009
Mazar	Hidroeléctrico	En construcción	190	2009
Ocaña	Hidroeléctrico	Futura construcción	26	2009
Sigchos	Hidroeléctrico	Futura construcción	17	2009
Hidrovictoria	Hidroeléctrico	Futura construcción	10	2009
Machala (Fase II)	Gas ciclo combinado	Futura construcción	95	2010
Apaquí	Hidroeléctrico	Futura construcción	36	2010
Topo	Hidroeléctrico	Futura construcción	23	2010
Pilaló	Hidroeléctrico	Futura construcción	9	2010
Machala (Fase III)	Gas ciclo combinado	Futura construcción	87	2011
Angamarca	Hidroeléctrico	En construcción	75	2011
Sopladora	Hidroeléctrico	Futura construcción	313	2011
Toachi - Pilatón	Hidroeléctrico	Futura construcción	228	2012
Grandes bloques de generación. (*)	Hidroeléctrico	Bajo concesión.	2050	Entre 2010 y 2014
TOTAL DE POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]:			3826	
(*) Coca Codo Sinclair (1500 MW), Minas (300 MW), La Unión (80 MW) y Chepsi (167 MW)				

1.2.1.1. Etapas del plan de expansión.

De acuerdo con la entrada en operación de los proyectos descritos en la Tabla 1.1, la implementación del plan de expansión de generación se ha dividido en cuatro etapas que se describen a continuación.

1.2.1.1.1. Primera etapa.

Corresponde al período de tiempo entre los años 2007 y 2009, año en el cual se tiene previsto el ingreso de Mazar. Durante este período de tiempo se deberá haber incorporado al menos 300 MW de generación térmica con el fin de

abastecer la demanda en condiciones de autonomía y sin riego de racionamiento. Es decir, esta etapa corresponde a la acción de corto plazo. Además, cabe indicar que el SNT tiene la capacidad suficiente para evacuar esta generación considerando que se ubique en lugares estratégicos como: Manta, Santa Elena, Santo Domingo y Machala.

1.2.1.1.2. Segunda etapa.

Corresponde al período de tiempo comprendido entre la entrada en operación de Mazar en el 2009 hasta el 2012 en donde se tiene previsto disponer de los 313 MW de Sopladora más un bloque de generación hidroeléctrica de 400 MW. En esta etapa no es necesario instalar generación termoeléctrica adicional sino sólo la suficiente para reemplazar la generación térmica ineficiente, que use diesel o que haya cumplido con su vida útil. El SNT deberá adecuarse a estas nuevas condiciones.

1.2.1.1.3. Tercera etapa.

Corresponde al período de tiempo comprendido entre los años 2012 y 2014, en donde la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas como Toachi Pilatón más un bloque de alrededor de 1700 MW de generación hidráulica, dentro del cual se incluye la central Coca Codo Sinclair. La entrada de esta generación permitiría alcanzar el objetivo de largo plazo. En esta etapa no se tiene previsto el ingreso de nueva generación termoeléctrica. Sin embargo, el SNT deberá incorporar la infraestructura adecuada para evacuar este gran volumen de producción.

1.2.1.1.4. Cuarta etapa.

Es la etapa final del plan de expansión de generación y considera el período comprendido entre los años 2014 y 2016 en donde si bien no se considera la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas sí se advierte el uso de la generación termoeléctrica para contrarrestar posibles niveles críticos de estiaje previstos para estos años.

Los proyectos resaltados en la Tabla 1.1 corresponden a los de mayor magnitud y que como se verá más adelante estarán relacionados con el sistema de transmisión de 500 kV. Así, el proyecto hidroeléctrico Mazar de Hidropaute S.A. está ubicado aguas arriba de la Central Paute-Molino y aportará 190 MW al parque de generación. El segundo proyecto de interés es Sopladora también de Hidropaute S.A. y que estaría ubicada aguas abajo de la Central Paute-Molino, tendrá una capacidad aproximada de 313 MW y se prevé su ingreso para finales del año 2011. Finalmente el proyecto más importante por su capacidad de producción es Coca Codo Sinclair que se ubica en la vertiente del Amazonas, Provincia del Napo y pretende aprovechar el potencial del río Coca que de los estudios realizados brinda su mejor potencial en el sitio denominado Codo Sinclair, localizado entre las provincias de Napo y Sucumbios. Si bien los primeros estudios realizados en la época del ex INECEL definieron al proyecto con una capacidad de 859 MW, al momento se tiene previsto una capacidad de 1500 MW que permitirá no sólo satisfacer la demanda en condiciones de autonomía sino también la posibilidad de exportar energía. Al momento todavía no se tiene los diseños definitivos del proyecto, ya que ha sido necesario actualizar los diseños anteriores, sin embargo se tiene previsto que Coca Codo Sinclair entre en operación entre los años 2013 y 2014.

1.2.2. TRANSMISIÓN.

La elaboración del plan de expansión del SNT está a cargo de Transelectric S.A., y previa su aprobación por parte del CONELEC, es ejecutado a cargo de la misma empresa de transmisión. La última versión aprobada del plan de expansión, corresponde al plan 2007 – 2016. Sin embargo, una segunda versión que considera el período 2008 – 2017 ha sido presentada en mayo de 2008 y al momento se encuentra en proceso de aprobación. Para el presente proyecto se considerará la última versión del plan, es decir la versión 2008 – 2017, puesto que se ha hecho pequeñas modificaciones en el sistema de 500 kV.

El principal objetivo del plan de expansión de transmisión es definir y ejecutar los proyectos necesarios para que el SNT tenga la capacidad de transportar la energía producida desde los centros de generación hacia los

centros de consumo adaptándose a las nuevas condiciones que imponen la oferta y la demanda, cumpliendo siempre con las regulaciones pertinentes. Sin embargo, a pesar de que con el actual plan de expansión de generación se tiene mayor certeza a cerca de la ubicación y ejecución de las centrales de generación, aún existe incertidumbre respecto de la entrada en operación de algunos proyectos, como por ejemplo Termoriente, que impiden una planificación definitiva de la transmisión.

1.2.2.1. Proyectos del plan de expansión de transmisión.

El plan de expansión de transmisión ha sido elaborado en función de la proyección de la demanda y del plan de expansión de generación, descritos en las secciones anteriores. Así, durante las dos primeras etapas de expansión de la generación se ha previsto realizar los proyectos necesarios para reforzar el SNT a nivel de 230 kV. Mientras que en la tercera etapa, se tiene dispuesta la incorporación de un sistema de transmisión a nivel de 500 kV.

Dentro de los proyectos previstos están:

- Ampliación de S/E existentes.
- Incrementar la capacidad de transformación de reserva del SNT.
- Modernización de S/E.
- Nuevos sistemas de transmisión a nivel de 230 kV y 138 kV.
- Adicionar compensación reactiva y capacitiva.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Sistema de transmisión a nivel de 500 kV.
- Interconexiones internacionales.

Con el desarrollo de estos proyectos se conseguirá mejorar la condición operativa del SNT, mejorar los niveles de calidad y confiabilidad del sistema, mantener los voltajes de barra en niveles adecuados y disminuir el porcentaje de pérdidas. No obstante, en el presente trabajo se analizará únicamente el sistema de transmisión a nivel de 500 kV, ya que para la aplicación de coordinación de aislamiento se tomará como referencia a una de sus subestaciones.

1.2.2.2. Sistema de transmisión a nivel de 500 kV.

El sistema de transmisión a nivel de 500 kV se justifica a partir del crecimiento de la oferta de generación hidroeléctrica, principalmente por la incorporación de los grandes proyectos como Coca Codo Sinclair y Sopladora además de otros más pequeños como: Toachi Pilatón, La Unión, Minas y Chepsi. El ingreso de estos proyectos dará como resultado la disminución de la generación termoeléctrica ubicada en Guayaquil. Por consiguiente, con el fin de abastecer a este importante centro de carga es necesario contar con un sistema de transmisión de gran capacidad que permita evacuar grandes bloques de potencia hacia el SIN. En caso de no contar con un sistema de estas características, el actual anillo troncal de transmisión estaría altamente solicitado dando como resultado altas pérdidas, bajos perfiles de voltaje, necesidad de incrementar compensación capacitiva y en definitiva podría suscitarse un colapso del sistema por contingencia en líneas. De aquí la importancia de contar con el sistema de transmisión de 500 kV que brinde seguridad y confiabilidad operativa al sistema nacional interconectado.

La definición preliminar de un sistema de transmisión a nivel de 500 kV estuvo a cargo de una empresa consultora japonesa Nipón Koei Co. Ltd que definió la necesidad de una línea en este nivel de tensión entre Sopladora y la ciudad de Guayaquil. De aquí en adelante los estudios realizados por Transelectric S.A han definido la pre-factibilidad de un sistema más completo y que considera las condiciones de expansión de generación vigentes [4]. El sistema expuesto en el último plan de expansión presentado al CONELEC considera un sistema de transmisión a nivel de 500 kV para evacuar la generación de Coca Codo Sinclair hasta una subestación ubicada en las cercanías de Quito, en Pifo. De la misma forma, se evacuará la producción de Sopladora hasta otra subestación ubicada en las inmediaciones de Guayaquil, en Yaguachi. Finalmente estas dos subestaciones se interconectarán para unir estos dos grandes centros de carga y formar así el sistema de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV.

El Anexo C muestra la ubicación geográfica de las subestaciones y el posible recorrido de las líneas del sistema de 500 kV antes descrito.

1.2.2.2.1. Características y descripción del sistema.

El sistema de transmisión a nivel de 500 kV está constituido por cuatro líneas de transmisión y cuatro subestaciones: S/E Coca Codo Sinclair, S/E Pifo, S/E Yaguachi y S/E Sopladora. Adicionalmente se tiene líneas a nivel de 230 kV relacionadas con el sistema.

Sistema Pifo – Coca Codo Sinclair.- esta concebido como un sistema de transmisión de 500 kV que va desde la central de generación Coca Codo Sinclair hacia la S/E Pifo. Este sistema está formado por dos líneas de transmisión simple circuito con el fin de incrementar la seguridad y confiabilidad del SNI ya que se reduce el riesgo de pérdida de generación, que por su gran magnitud podría ocasionar el colapso del SNI. Además, debido al hecho de que en el actual plan de expansión de generación no consta Termoriente para abastecer a la provincia de Sucumbios, será necesario construir una línea de transmisión entre Quito (Pifo) y Nueva Loja a nivel de 230 kV, para luego tener una línea Coca Codo Sinclair – Nueva Loja.

Sistema de transmisión Yaguachi – Sopladora.- tiene como objetivo evacuar la generación de la central Sopladora hasta la S/E Yaguachi a través de una línea a nivel de 500 kV. Además, se tiene previsto que en el futuro esta línea también permita evacuar la producción del proyecto de generación Cardenillo de 400 MW de capacidad y que se ubicaría 10 km aguas debajo de Sopladora.

Asociadas a este sistema se tiene también dos líneas a nivel de 230 kV que permitirán interconectar las subestaciones de Molino y Sopladora, con la finalidad de incrementar la confiabilidad en la operación de las centrales Mazar, Paute y Sopladora.

Sistema de transmisión Pifo – Yaguachi.- este sistema permitirá enlazar los dos principales centros de carga del país con los grandes sistemas de generación. El recorrido preliminar de esta línea sería: Quito (Pifo), Ambato, Guaranda, Babahoyo y Guayaquil (Yaguachi).

La Tabla 1.2 muestra un resumen de las líneas asociadas al sistema de 500 kV, mientras que la Figura 1.3 muestra un diagrama unifilar del sistema, donde se ilustra las centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión anteriormente descritas.

Tabla 1.2. Líneas de transmisión asociadas al sistema de 500 kV [5]

Línea	Nivel de Voltaje (kV)	Longitud (km)	Número de Circuitos	Tipo de Conductor.
Pifo - Yaguachi	500	300	1	4 x 750 ACAR
Pifo – Coca Codo Sinclair I	500	125	1	4 x 750 ACAR
Pifo – Coca Codo Sinclair II	500	125	1	4 x 750 ACAR
Yaguachi - Sopladora	500	180	1	4 x 750 ACAR
Molino – Sopladora	230	6	2	ACAR 1200
Sopladora – Enlace Riobamba y Totoras	230	6	2	ACAR 1200
CC Sinclair – Nueva Loja	230	70	2	ACAR 1200

De los estudios preliminares del sistema se ha definido que todas las líneas a nivel de 500 kV estarán dispuestas en has de 4 conductores por fase con el fin de disminuir el efecto corona y la radio interferencia.

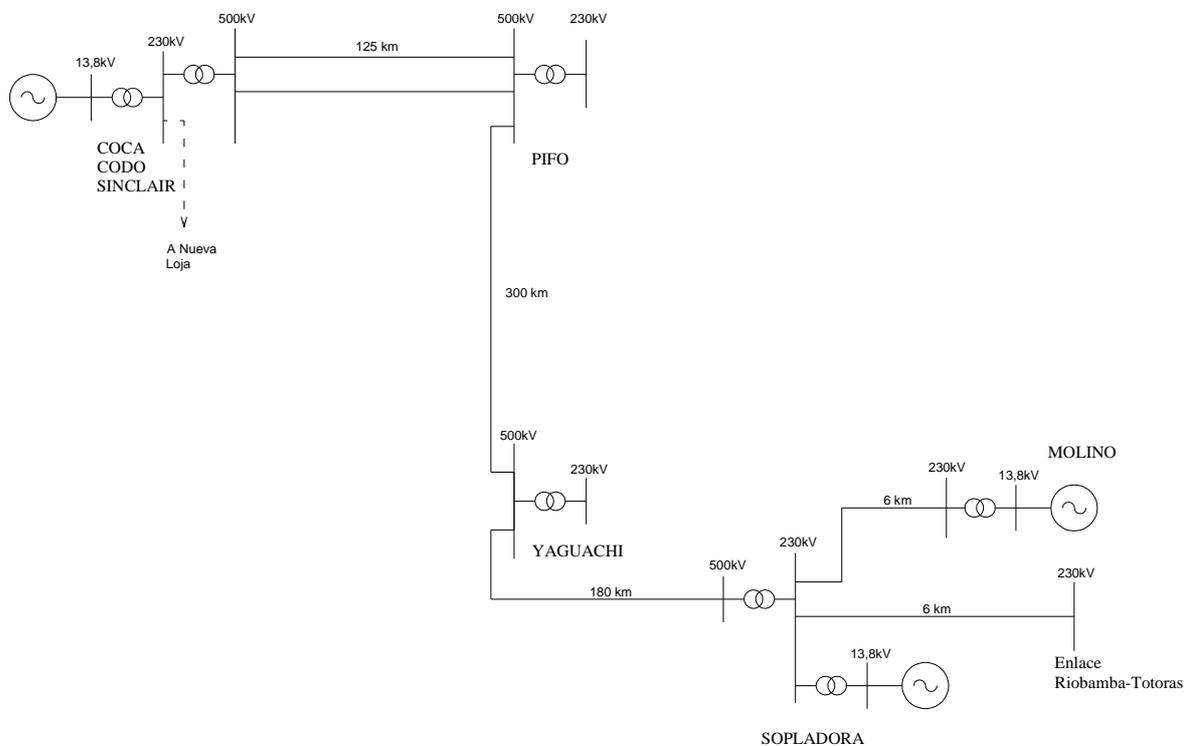


Figura 1.3 Diagrama unifilar del sistema de 500 kV.

El área de planificación de Transelectric S.A ha simulado los flujos de carga del SNI para varios años, considerando diferentes condiciones estacionales y de demanda. El Anexo D muestra el flujo de carga que se tomará como referencia, la simulación corresponde al año 2020 y para condiciones de demanda máxima y estado lluvioso. En lo que respecta al sistema de 500 kV, los parámetros de las líneas usados en la simulación se resumen en la Tabla 1.3. Los parámetros propios de cada línea calculados en función de sus longitudes se muestran en la Tabla 1.4.

Tabla 1.3. Parámetros usados en la simulación para L/T de 500 kV.

Secuencias	R (Ω /km)	X (Ω /km)	B (μ s/km)
Positiva (+) y Negativa (-)	0.0229	0.3234	5.1011
Cero (0)	0.2956	1.1025	3.3581

Tabla 1.4. Parámetros en secuencias de cada línea del sistema de 500 kV.

Líneas	R (Ω)		X (Ω)		B (μ s)	
	(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)
C.C.S – Pífo 1 (125 km)	2.862	36.95	40.425	137.81	637.637	419.76
C.C.S – Pífo 2 (125 km)	2.862	36.95	40.425	137.81	637.637	419.76
Pífo – Yaguachi (300 km)	6.87	88.68	97.02	330.75	1530.33	1007.43
Yaguachi – Sopladora (180 km)	4.122	53.21	58.212	198.45	918.198	604.45

En el sistema también se ha considerado el uso de bancos de reactores en derivación ubicados en los extremos de las líneas, con el fin de disminuir las posibles sobetensiones por Efecto Ferranti, los valores nominales de reactivos para compensación se muestran en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5. Banco de reactores en los extremos de las líneas.

Líneas	# Bancos en c/extremo	MVAr en c/extremo	TOTAL MVAr
C.C.S – Pífo 1	1 x 30 MVAr	30	60
C.C.S – Pífo 2	1 x 30 MVAr	30	30
Pífo – Yaguachi	4 x 30 MVAr	120	240
Yaguachi – Sopladora	2 x 30 MVAr	60	120

1.2.2.2.2. Cronología del sistema.

En un inicio, debido a la incertidumbre en los proyectos del parque de generación se tenía previsto que el sistema de 500 kV debería entrar en operación en el año 2015. Sin embargo, debido a la cronología mostrada en el plan de expansión de generación vigente se ha decidido que la implementación

del sistema de transmisión de 500 kV debe estar lista para el año 2013, que coincide con la entrada en operación de la central Coca Codo Sinclair. Además, debido a que se tiene previsto el ingreso de Sopladora para el año 2012, la línea de transmisión que una Sopladora con Yaguachi deberá entrar en operación en ese mismo año, operando a nivel de 230 kV hasta el 2013.

Las líneas de transmisión a nivel de 230 kV asociadas al sistema de 500 kV están programadas para finales del año 2011, principalmente las líneas que permiten la unión de Molino y Sopladora con el fin de evacuar la producción de las primeras unidades de Sopladora hasta la S/E Molino.

El Anexo E muestra el diagrama unifilar completo del SNI con las obras que deben entrar en operación en el período 2013 – 2014, en donde se incluye el sistema de 500 kV.

Si bien el sistema de 500 kV al momento está definido únicamente a nivel de pre-factibilidad de proyecto, es necesario continuar desarrollando estudios puntuales sobre el sistema como: flujos de potencia, análisis de cortocircuitos, estabilidad dinámica, confiabilidad y transitorios electromagnéticos. Además se deberá gestionar las rutas de las líneas y los respectivos estudios de impacto ambiental.

Con miras en el largo plazo, el sistema de 500 kV podrá servir para la formación de un sistema eléctrico a nivel de Comunidad Andina y otros países de Latinoamérica.

1.2.3. VENTAJAS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.

Entre las principales ventajas de implementar los proyectos de generación previstos, junto con un reforzamiento del actual sistema de transmisión y la implementación del sistema de 500 kV, se puede mencionar las siguientes:

- Abastecimiento de la demanda en condiciones de autonomía.
- Reducción de los efectos de estiaje debido a la complementariedad entre los proyectos de la vertiente del Pacífico y Amazónica.
- Mayor aporte por parte de generación hidroeléctrica y mejor uso del recurso hídrico del país.

- Disminución del parque termoeléctrico y en consecuencia disminución del uso de combustibles fósiles para la producción de energía reduciendo la importación de este tipo de combustible y el impacto ambiental.
- Reducción de los precios de la energía.
- Interconexiones internacionales a nivel de 500 kV con países vecinos.
- Reducción de la importación de energía e incluso posible exportación de energía a países vecinos.

En conclusión, el mejorar el sector eléctrico contribuye al desarrollo del país fomentando el crecimiento del sector productivo y mejorando la calidad de vida de los ecuatorianos.

1.3. CARACTERÍSTICAS PRELIMINARES DE LA S/E PIFO.

Si bien el presente trabajo dará una guía para la definición de la coordinación de aislamiento enfocado a subestaciones a nivel de 500 kV, para el ejemplo de cálculo se ha tomado como referencia a la subestación Pifo del sistema de transmisión Quito – Guayaquil proyectada al año 2013, es decir cuando el sistema propuesto en el plan de expansión este completamente implementado.

Los datos usados para los cálculos del nivel de aislamiento serán los proporcionados por el área de planificación de Transelectric S.A y principalmente se tomará como referencia el plan de expansión 2008 – 2017. Sin embargo, cabe notar que al ser todavía un sistema en estudio, sus características podrían ser susceptibles a cambios, en cuyo caso se mantendrá lo estipulado en el referido plan de expansión. Además, en el caso de que para el ejemplo de cálculo se requiriera datos del sistema que aún no estén definidos por el área de planificación de Transelectric S.A, se asumirá valores típicos con criterio técnico, o valores de otros sistemas de características similares y que se encuentren en funcionamiento. Por ejemplo, se considerará que el esquema de barras del patio de 500 kV será del tipo disyuntor y medio, debido a que es el esquema más usado en patios de subestaciones con este nivel de tensión. A manera de ejemplos se puede nombrar a las subestaciones: San Juancito, Montequemado,

La Formosa, El Bracho, entre otras en Argentina, o la S/E Porce III y San Carlos en Colombia.

La Figura 1.4 muestra el diagrama unifilar del patio de 500 kV de la subestación Pifo, considerando el esquema de disyuntor y medio.

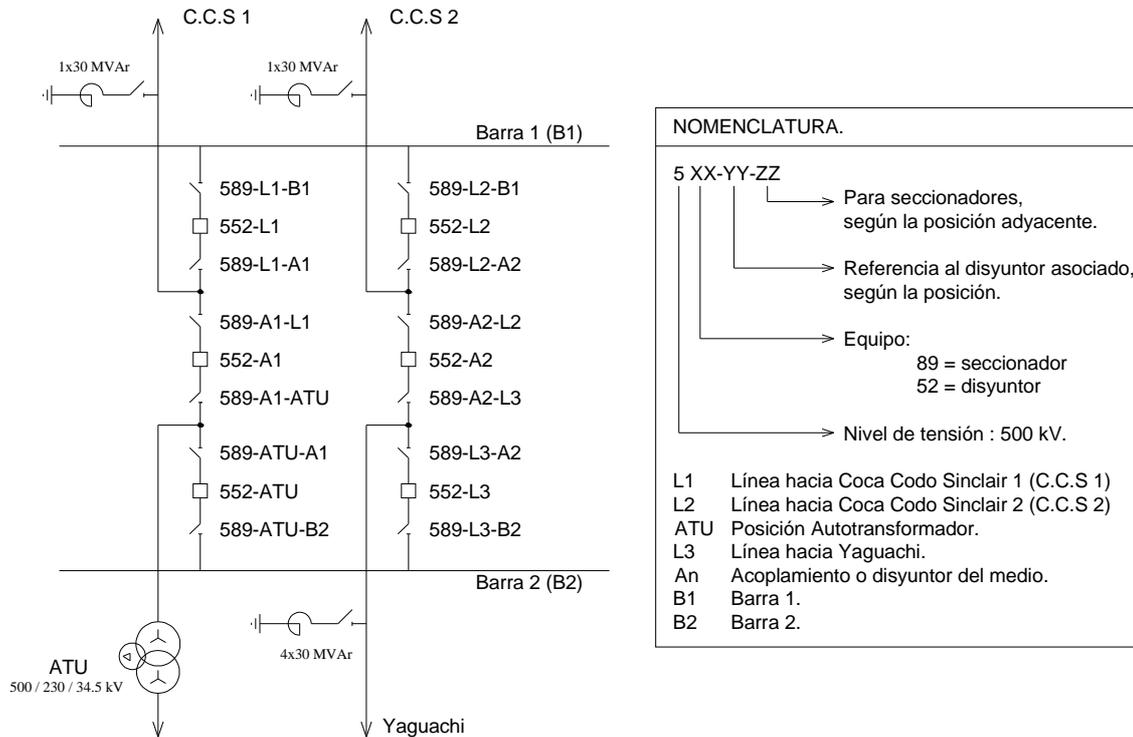


Figura 1.4. Diagrama unifilar de la subestación Pifo.

Las características preliminares de la subestación Pifo son las siguientes [5]:

- Subestación de tipo convencional aislada en aire.
- Tres bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
- Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
- Tres bahías de línea de 500 kV.
- Tres bahías de transformador de 500 kV.
- Un reactor de línea de 500 kV (4x28 MVAR).
- Dos reactores de línea de 500 kV (1x28 MVAR).
- Tres bahías de transformador de 230 kV.
- Una bahía de reactor de barra de 230 kV.
- Un reactor de barra de 230 kV (60 MVAR).

En base a los resultados de las simulaciones del sistema descrito en el Anexo D, el área de planificación de Transelectric S.A ha proporcionado los valores de corrientes y potencia de cortocircuito, considerando una falla trifásica en la barra de 500 kV de la S/E Pifo. Se ha proporcionado además, los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema, que resultan del equivalente Thevenin al considerar una falla monofásica en la barra antes mencionada. Estos parámetros obtenidos de la simulación se muestran en las Tablas 1.6 y 1.7, respectivamente.

Tabla 1.6. Corrientes y potencia de corto circuito en en la barra de 500 kV de la S/E Pifo.

Potencia de corto circuito trifásico.	S_{kss} (MVA)	8404,39
Corriente de corto circuito, valor rms	I_{kss} (kA)	9.705
Corriente de corto circuito, valor pico.	I_p (kA)	25.365

Tabla 1.7. Impedancias de secuencia del sistema.

Secuencias	R (Ω)	X (Ω)
Positiva (+)	1.729	32.675
Negativa (-)	1.420	32.371
Cero (0)	3.193	31.318

Con el propósito de colaborar con el diseño del patio de 500 kV de esta subestación, en los siguientes capítulos se desarrollará el procedimiento de coordinación, considerando las solicitaciones por sobretensiones que puedan afectar al aislamiento de los equipos así como de los elementos de protección ante estas solicitaciones. Finalmente se aplicará dicho procedimiento a manera de ejemplo de cálculo.

CAPÍTULO II

SOBRETENSIONES Y PROTECCIÓN DEL AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Una subestación eléctrica está sujeta a eventos tales como: descargas atmosféricas, propagación de ondas de sobretensión y fallas en el sistema, los cuales pueden provocar flameos o fallas de aislamiento, dando como resultado final daños en el equipo e incluso la salida de servicio de la subestación. Con el propósito de adquirir protección ante tales eventos y sus consecuencias es necesario definir, las sobretensiones que puedan causarlos y los elementos de protección ante tales sobretensiones para así poder establecer los niveles de aislamiento adecuados para cada equipo, esto es, hacer un estudio de coordinación de aislamiento.

2.1. SOBRETENSIONES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

En los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, por lo que el aislamiento debe ser elegido técnica y económicamente, esto es, debe ser dimensionado para soportar las solicitaciones que efectivamente se presentarán, evitando disturbios frecuentes durante la operación, sin caer en costos excesivos. La coordinación del aislamiento permite entonces realizar el mejor ajuste técnico-económico tanto para la protección de las personas, así como del equipo contra sobretensiones que puedan aparecer en las instalaciones eléctricas.

La presente sección tiene por objeto describir en forma general los tipos de perturbaciones en la tensión, así como las disposiciones normativas para permitir una distribución segura y optimizada de la energía eléctrica, gracias a una adecuada coordinación del aislamiento. Los criterios planteados serán aplicables principalmente en redes de alta tensión y en forma particular a nivel de 500 kV.

2.1.1. SOBRETENSIÓN.

Sobretensión se puede definir como una tensión anormal existente entre fase y tierra o entre fases, cuyo valor pico es superior al valor pico de la máxima tensión de operación normal de un equipo (V_m) o sistema (V_s). El Anexo F muestra una tabla con las tensiones máximas para el equipo según su respectiva tensión nominal.

Los valores en p.u. de las amplitudes de las sobretensiones estarán referidos al valor pico fase-tierra de la tensión más elevada del sistema (V_s), así:

$$1p.u = \frac{\sqrt{2}V_s}{\sqrt{3}} \quad (2.1)$$

Debido a que una sobretensión tiene un carácter aleatorio y variable en el tiempo es difícil de caracterizar, por lo que sus parámetros tales como: duración, amplitud y efectos en el sistema son sólo una aproximación estadística. Los riesgos que una sobretensión representa desde el punto de vista del aislamiento son, por ejemplo, disfuncionamientos por la destrucción del material y en consecuencia, la no continuidad del servicio eléctrico [6].

2.1.2. NATURALEZA Y CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES.

Existen muchas causas por las que se pueden originar sobretensiones en una red de potencia, por esta razón su estudio se realiza de acuerdo a su origen, y a la forma de onda y tiempo de duración.

Conforme a estos criterios, se puede hacer dos clasificaciones de las sobretensiones.

En función de su origen una sobretensión puede producirse por factores externos a la red como es el caso de las descargas atmosféricas, o por factores internos a la red [6], por ejemplo maniobras. Así se tiene tres grandes grupos de sobretensiones:

- Sobretensiones a frecuencia industrial.
- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones atmosféricas.

Las tensiones y sobretensiones en función de la forma de onda y tiempo de duración se clasifican como [7]:

- Tensiones continuas.
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones de frente lento.
- Sobretensiones de frente rápido.
- Sobretensiones de frente extra rápido.

Ambas clasificaciones pueden corresponder entre sí, es decir que las sobretensiones a frecuencia industrial abarcan a sobretensiones continuas y temporales, así como las de maniobra corresponden a las de frente lento y las de tipo atmosférico a las de frente rápido, sin ser esto cierto en el cien por ciento de los casos.

A continuación se hace una descripción de las sobretensiones en función de su tiempo de duración y forma de onda, en la que se incluye y analiza la naturaleza de su origen. Al final de la sección las Tablas 2.2 y 2.3 muestran un resumen donde se presentan las principales características de las sobretensiones.

2.1.2.1. Tensión permanente de frecuencia industrial.

Son tensiones que se originan bajo condiciones normales de operación, por lo tanto, su frecuencia es igual o próxima a la frecuencia de operación del sistema (50 o 60 Hz) y al ser tensiones permanentes su duración puede corresponder al tiempo de vida del equipo. En la práctica el valor r.m.s de estos voltajes puede variar de un punto a otro del sistema, sin embargo para efectos de estudios de coordinación de aislamiento se asume como constante e igual al de la tensión más elevada de la red (V_s), que a su vez, para niveles de alto voltaje corresponde a la tensión más elevada para equipos (V_m).

2.1.2.2. Sobretensiones temporales.

Las sobretensiones temporales se caracterizan por tener una duración relativamente larga, frecuencias cercanas a la fundamental, por lo tanto se consideran como de frecuencia industrial, y amplitudes inferiores a las de otros tipos de sobretensión.

Estas sobretensiones se originan debido a fallas a tierra u operaciones de maniobra como por ejemplo: rechazo de carga, efecto Ferranti y efectos de resonancia y ferresonancia, es así que de acuerdo al origen de la sobretensión se definen sus parámetros característicos como: amplitud, forma de onda y duración. A continuación se expone varias causas y fenómenos que provocan este tipo de sobretensión.

2.1.2.2.1. *Fallas a tierra.*

La falla más común en los sistemas de potencia es el cortocircuito monofásico, es decir, una falla entre fase y tierra. Siendo menos probables las fallas bifásicas o trifásicas en las que la tierra no está involucrada.

Una falla monofásica fase-tierra, causada por ejemplo por el contacto a tierra de un conductor aéreo por una rama o defectos en el equipamiento, puede provocar sobretensiones en las otras dos fases sanas. La amplitud de las sobretensiones generadas depende de la conexión a tierra del neutro en el sistema y de la ubicación de la falla, es así que en sistemas con el neutro conectado a tierra las amplitudes de las sobretensiones son menores [7].

La magnitud de estas sobretensiones depende del factor de falla a tierra (k), que se define como la relación entre el voltaje más elevado en las fases no fallidas en presencia de falla y el voltaje en condiciones normales de operación en el punto de falla, tomando en cuenta valores de voltaje fase-tierra, r.m.s y a frecuencia industrial. El factor de falla a tierra depende a su vez de las características del sistema y sobretodo del tipo de conexión a tierra del neutro.

El factor de falla a tierra se puede determinar en función de las impedancias de secuencia positiva ($Z_1 = R_1 + jX_1$) y cero ($Z_0 = R_0 + jX_0$) del sistema, tomando en cuenta la resistencia de falla R_f . La Figura 2.1 muestra valores de k en función de las relaciones de X_0/X_1 y R_0/X_1 asumiendo que $R_1 \ll X_1$, y que por lo tanto $R_1/X_1 \approx 0$. También se asume que la resistencia de falla a tierra es muy pequeña, esto es $R_f \approx 0$.

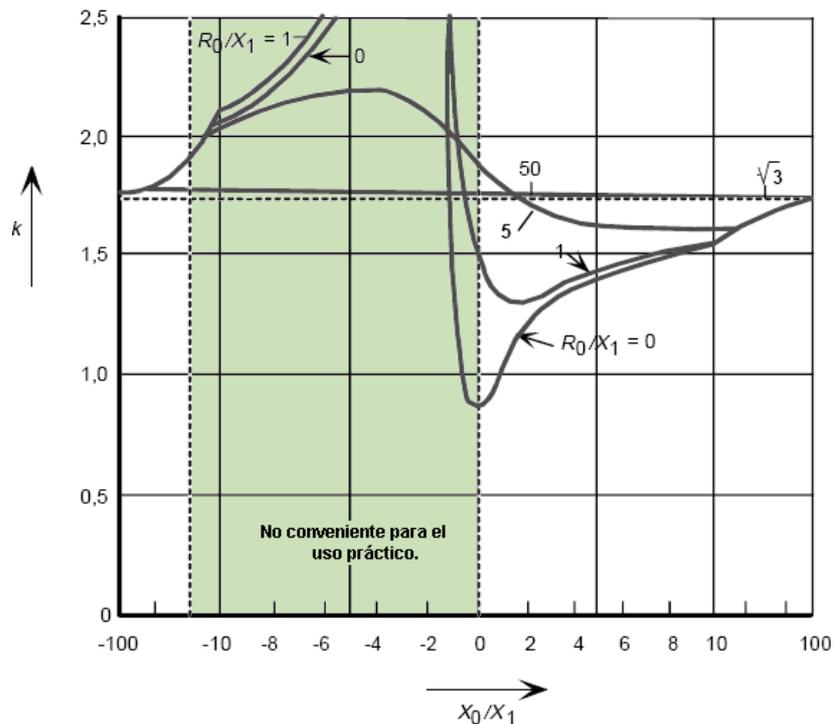


Figura 2.1. Factor de falla a tierra (k) en función de X_0/X_1 y $R_1/X_1 = R_f = 0$ [7].

En base a la Figura 2.1, se puede identificar tres rangos de factores de falla a tierra, en función de los valores de la relación X_0/X_1 , y de acuerdo a la característica de conexión a tierra del sistema, así:

- El rango de valores altos de X_0/X_1 , positivos o negativos, se aplica para sistemas con conexión a tierra resonante o con neutro aislado.
- El rango de valores positivos y bajos de X_0/X_1 es válido para sistemas con el neutro conectado a tierra.
- El rango de valores negativos y bajos de X_0/X_1 , que corresponde a la zona sombrada en la figura, no es conveniente para aplicaciones prácticas debido a condiciones resonantes.

En sistemas de muy alta tensión, normalmente el neutro está solidamente conectado a tierra, salvo algunos casos en los que se conecta a través de una resistencia de muy bajo valor. De aquí que, los factores de falla a tierra típicos para este tipo de sistemas oscilan entre 1.3 y 1.4.

El tiempo de permanencia de la sobretensión corresponde al tiempo de duración de la falla, esto es, hasta que la falla sea despejada. En sistemas con neutros conectados a tierra la permanencia de la sobretensión es menor a 1 segundo. En sistemas con el neutro conectado a tierra a través de un reactor (sistema con conexión de neutro a tierra resonante) y con despeje de falla, la duración de la sobretensión es menor a 10 segundos. Mientras que en sistemas sin despeje de fallas a tierra la sobretensión puede estar presente por varias horas, razón por la cual se podría definir al voltaje continuo de frecuencia industrial como el valor de la sobretensión temporal mientras dura la falla.

2.1.2.2.2. Rechazo de carga.

Un rechazo de carga podría suscitarse ante una operación indebida de un disyuntor, dando como resultado la elevación del voltaje en todo el sistema. Esto se debe a que ante la pérdida de carga, el flujo de corriente disminuye, por lo tanto el efecto capacitivo de las líneas se incrementa y la caída de tensión a través de las impedancias se reduce.

Las sobretensiones temporales debidas al rechazo de carga son función de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las centrales de generación involucradas, tales como las regulaciones de voltaje y velocidad de los generadores que actuarán para disminuir los valores de las sobretensiones intentando llevar al sistema a condiciones normales de operación.

Incrementos de voltaje considerables ocurren ante un súbito rechazo de carga en el extremo alejado de una línea larga que se alimenta por su otro extremo. Bajo estas circunstancias se produce el denominado efecto Ferranti, que se manifiesta por una onda de tensión de crecimiento lineal a lo largo de la línea, dando como resultado que la tensión en el extremo abierto y sin carga sea mayor que la tensión en el extremo de la fuente. Los equipos más afectados por estas sobretensiones son los de la subestación del extremo de la línea en el cual ocurrió el rechazo de carga.

En sistemas con líneas relativamente cortas las sobretensiones generadas son bajas.

La Figura 2.2 muestra el modelo π de una línea de transmisión, de donde al aplicar un divisor de tensión se puede obtener la relación entre el voltaje en el extremo sin carga y el voltaje en el extremo de alimentación de una línea bajo efecto Ferranti [8].

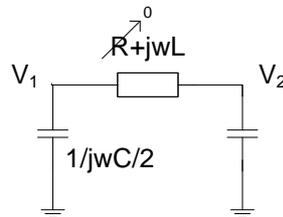


Figura 2.2. Modelo π de una línea de transmisión para el cálculo de la relación V_2/V_1 .

Considerando que $R \ll \omega L$, se puede despreciar la resistencia serie R y entonces se tiene:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{2}j\omega C} + j\omega L} \quad (2.2)$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{\omega^2 LC}{2}} \quad (2.3)$$

Donde:

- V_2 es el voltaje en el extremo abierto o sin carga de la línea.
- V_1 es el voltaje en el extremo dónde se está alimentando a la línea.
- L es la inductancia total de la línea en función de su longitud.
- C es la capacitancia total de la línea en función de su longitud.

La relación de V_2/V_1 debido al efecto capacitivo de la línea en vacío será siempre mayor que 1. La Figura 2.3 muestra el incremento de tensión en el extremo sin carga de una línea de transmisión.

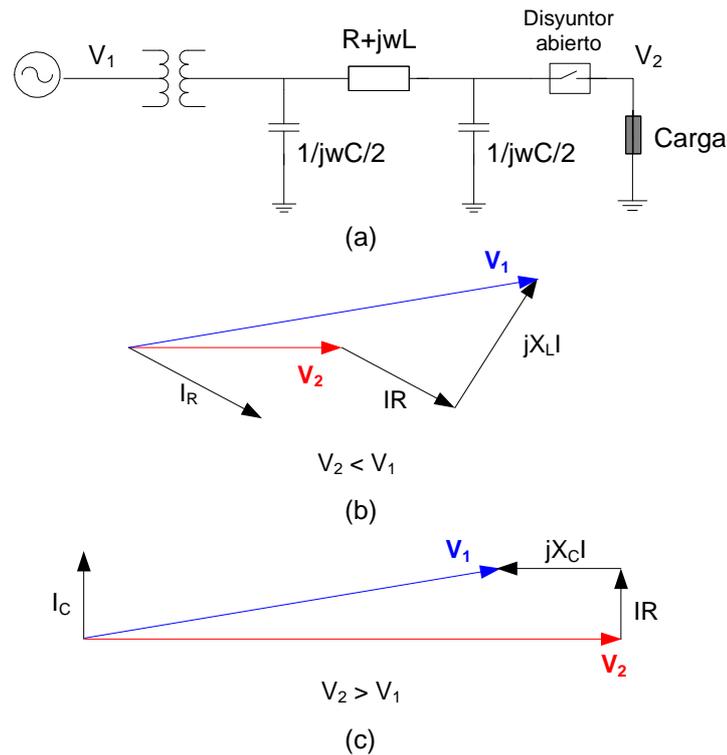


Figura 2.3. Elevación de tensión por rechazo de carga. (a) Rechazo de carga en un sistema radial, (b) Diagrama fasorial antes del rechazo, (c) Diagrama fasorial luego del rechazo [9].

En base a experiencias en aplicaciones prácticas, se han definido varios valores para las sobretensiones temporales debido a rechazos de carga, así:

En sistemas no muy extensos un rechazo de toda la carga puede generar sobretensiones fase-tierra con amplitudes inferiores a 1.2 p.u, y cuya duración puede ser de varios minutos dependiendo del equipo de control de voltaje asociado.

En sistemas extensos un rechazo de toda la carga puede generar sobretensiones fase-tierra cuyas amplitudes pueden llegar a alcanzar valores de 1.5 p.u, e incluso superiores en presencia de efecto Ferranti o resonancia. La duración de estas sobretensiones puede ser de algunos segundos.

Las sobretensiones debidas al rechazo de carga son iguales para las tres fases del sistema y se controlan mediante compensación reactiva, es así que, el uso de reactores en derivación, capacitores en serie o compensadores estáticos, reducen la elevación del voltaje.

2.1.2.2.3. *Resonancia y ferrorresonancia [10].*

El fenómeno de resonancia ocurre cuando un circuito que está conformado por inductores y capacitores lineales es alimentado por un voltaje con una frecuencia aproximadamente igual a la frecuencia natural del sistema, en este caso existe un único punto de resonancia.

La ferrorresonancia es un fenómeno de resonancia no lineal, es decir cuando se tiene por ejemplo una inductancia variable lo cual ocasionará que se puedan presentar varios puntos de resonancia y por ende una mayor probabilidad de ocurrencia. Este tipo de fenómeno puede afectar a las redes eléctricas puesto que provoca la presencia de armónicos anormales y sobretensiones transitorias o permanentes que ponen el peligro al material eléctrico.

En un circuito eléctrico, la ferrosresonancia se produce cuando se tiene las condiciones propicias, esto es, tener al menos: una inductancia no lineal con circuito magnético saturable, un condensador y una fuente de tensión. En el caso de las redes eléctricas, la ferrosresonancia puede aparecer debido a que transformadores de potencia, transformadores de tensión inductivos y reactancias en derivación, involucran inductancias saturables, mientras que, cables, líneas largas, transformadores de tensión capacitivos y condensadores de compensación serie o en derivación propician el efecto capacitivo. Esto hace que las redes eléctricas sean susceptibles de presentar configuraciones favorables para provocar el fenómeno de la ferrosresonancia.

La ferrosresonancia aparece, principalmente con la conexión o desconexión de transformadores o cargas, aparición o despeje de fallas y trabajos bajo tensión, que son eventos en los que existe la posibilidad de una transición brusca de un estado estable normal (sinusoidal a frecuencia de red) a otro estado estable ferrosresonante caracterizado por fuertes sobretensiones y por importantes tasas de armónicos peligrosas para los equipos.

Las sobretensiones temporales debido a fenómenos de la resonancia y ferrosresonancia pueden alcanzar valores muy altos. Sin embargo debido a que en un sistema de potencia se debe prevenir y limitar las sobretensiones de esta naturaleza, éstas no se consideran para la selección de pararrayos ni para el diseño del aislamiento.

Las medidas para limitar sobretensiones temporales debido resonancia y ferroresonancia incluyen el desintonizar al sistema de la frecuencia de resonancia, cambiar la configuración del sistema, o el uso de resistores damping.

De las causas que provocan sobretensiones temporales anteriormente analizadas, cabe notar que, en sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra la sobretensión temporal de mayor amplitud y por tanto la más severa es la originada por rechazos de carga.

En caso de presentarse sobretensiones temporales de diferente origen en forma simultanea, como por ejemplo fallas a tierra junto con rechazo de carga u otras combinaciones, se tiene como resultado la necesidad de pararrayos con grados de protección superiores y como consecuencia niveles de aislamiento también superiores. Esto se justifica técnica y económicamente solamente si la probabilidad de ocurrencia simultánea es suficientemente alta. En la práctica la probabilidad de que las combinaciones más probables ocurran es baja, por lo tanto no se consideran.

2.1.2.3. Sobretensiones de frente lento.

Las sobretensiones de frente lento se originan ante la operación de equipos de maniobra o súbitas modificaciones en la topología de la red eléctrica, tales como: energización y re-cierre de una línea, inicio y despeje de fallas, rechazos de carga y establecimiento o interrupción de corrientes capacitivas o inductivas. Así como también por descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión en un punto alejado a la subestación. Todos estos eventos provocan fenómenos transitorios que se traducen en una onda de sobretensión que se caracteriza por tener un frente de onda de algunas decenas a miles de microsegundos. Es así que los voltajes de prueba estandarizados de impulso tipo maniobra tienen un frente de onda de entre 20 y 5000 μ s y un tiempo al valor medio de cola menor a 20 ms. La Figura 2.4 muestra la forma de onda típica de una sobretensión de frente lento. Además, este tipo de sobretensiones son de mayor magnitud que las sobretensiones temporales.

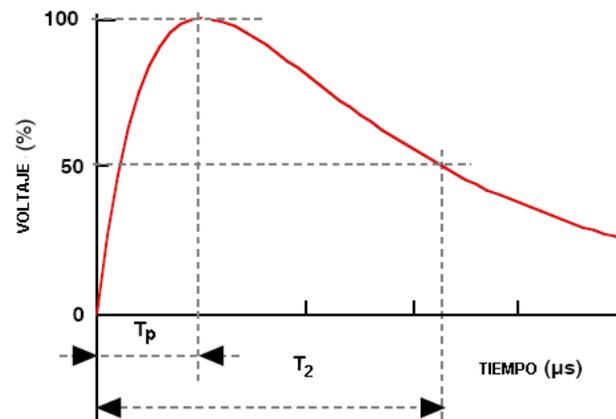


Figura 2.4. Forma de onda de sobretensión tipo maniobra [11].

A continuación se describen algunas de las causas que generan sobretensiones de frente lento.

2.1.2.3.1. Energización y recierre de líneas.

Ante la energización o recierre de líneas trifásicas, es muy probable la generación de sobretensiones en las tres fases de la línea. Así, cada cierre o recierre produce tres sobretensiones fase-tierra y por lo tanto tres sobretensiones entre fases.

Energización o cierre.- al energizar una línea de transmisión en vacío la sobretensión se origina por la discrepancia de polos en el cierre del disyuntor, esto es, la no simultaneidad del cierre de sus contactos. Así, luego de haber cerrado la primera fase se generan ondas de tensión en las otras dos fases, producto de su acoplamiento. Estas ondas se propagan a lo largo de la línea hasta alcanzar su otro extremo, en donde al chocar con la impedancia de circuito abierto, se reflejan para superponerse con las ondas que continúan propagándose, produciéndose así la sobretensión. En caso de que la línea a energizar no termine en circuito abierto sino en un transformador, el fenómeno se vuelve más complicado debido a las características no lineales de su impedancia y la presencia de armónicos. La Figura 2.5 ilustra la maniobra de energización de una línea de transmisión en vacío.

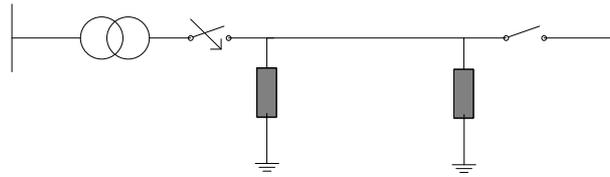


Figura 2.5. Energización de una línea en vacío.

Recierre.- el recierre de una línea de transmisión tiene por objeto despejar fallas transitorias, y por lo tanto tiene involucrado los procesos de apertura y cierre de los disyuntores de línea. Considerando el caso de que el disyuntor tenga que desconectar una línea en vacío, debido a la naturaleza capacitiva del circuito al momento de interrumpir la corriente por su paso por cero, la tensión estará pasando por su valor máximo, lo cual provoca que las tres fases queden con una tensión aproximadamente igual al valor pico de la tensión fase – tierra de la fuente de alimentación. Por consiguiente, como producto de esta maniobra se genera la denominada “carga atrapada “, que permanecerá en la línea por largos períodos de tiempo, en el orden de minutos, a no ser que sea drenada por medio de reactores o transformadores de potencial inductivos.

Posterior a la apertura se ejecuta el recierre, que es en donde se pueden generar altas sobretensiones. Esto ocurre como producto de la gran diferencia de potencial que se puede generar en caso de que el recierre ocurra antes de haber drenado la carga residual o si los polos del disyuntor cierran cuando la tensión del sistema tenga polaridad opuesta a la de la línea. De aquí que es importante contrastar los tiempos de recierre con el tiempo que tarda la línea en evacuar la carga atrapada. Siendo este último factible de modificar con el uso de reactores o resistencias de preinserción en los disyuntores cuya función se tratará más adelante. La Figura 2.6 ilustra el recierre de una línea con carga atrapada.

Las sobretensiones originadas durante el recierre son de mayor amplitud que las originadas en la energización, debido principalmente a la carga atrapada.

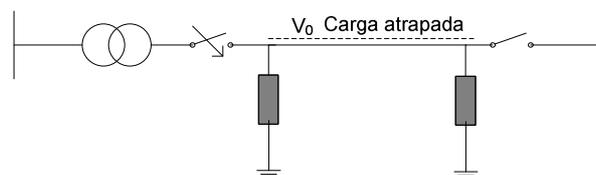


Figura 2.6. Recierre (Energización de una línea con carga residual).

La magnitud de las sobretensiones dependerá de las características propias del sistema, tales como: particularidades de los disyuntores, porcentaje de compensación, tipo de fuente de energización y punto de la onda de tensión en el que se realiza la maniobra. Adicionalmente las sobretensiones por energización están también influenciadas por la longitud de la línea y la potencia de cortocircuito de la barra desde la cual se energiza la línea. Mientras que en el caso de recierres la magnitud de las sobretensiones depende también del tipo de recierre, esto es, de si el recierre es trifásico o monofásico. En recierres trifásicos las sobretensiones son mayores debido a la carga atrapada en la línea, mientras que en recierres monofásicos la magnitud de las sobretensiones es incluso menor que las debidas a energización, salvo en casos en los que efectos como resonancia o efecto Ferranti sean muy significativos. Cabe notar que en sistemas de extra alta tensión es común el uso de disyuntores con recierre monofásico.

Las sobretensiones debidas a energización y recierre de líneas son de naturaleza probabilística ya que para un mismo tipo de maniobra se puede tener diferentes valores de sobretensión. Esto se debe a que la magnitud de la sobretensión depende del punto de la onda de tensión en el que el disyuntor cierre sus contactos y de la discrepancia de polos, que son factores que varían de una maniobra a otra. De aquí que se debe realizar un estudio estadístico de estas sobretensiones para poder obtener la distribución de frecuencias de sus amplitudes.

De acuerdo al número de sobretensiones máximas por cada operación de maniobra que se consideren para construir la función de distribución de sobretensiones se tiene dos métodos: el fase – pico y el caso – pico.

Método fase - pico.- de cada operación de maniobra se escoge el máximo valor de sobretensión fase - tierra en cada una de las fases, para incluirlas en la distribución de probabilidad de sobretensión. Esto es, por cada operación se tiene tres valores máximos.

Método caso – pico.- de cada operación de maniobra se escoge únicamente el máximo valor de sobretensión fase – tierra de entre las tres fases, para incluirlas en la distribución de probabilidad de sobretensión. Esto implica tener un solo valor, el máximo de entre todos, por cada operación.

En caso de no contar con simulaciones o pruebas que permitan la aplicación de estos métodos y la construcción de una función de distribución de sobretensiones existen valores típicos de sobretensiones estadísticas (V_{e2}). Estos valores corresponden a sobretensiones causadas por eventos específicos, en este caso energización y recierre de líneas, con un 2% de probabilidad de que igualen o superen el valor dado para V_{e2} .

La Figura 2.7 muestra una guía para la selección de las sobretensiones estadísticas fase-tierra en función de parámetros conocidos del sistema, sin la presencia de pararrayos y en el extremo de la línea donde las sobretensiones son mayores.

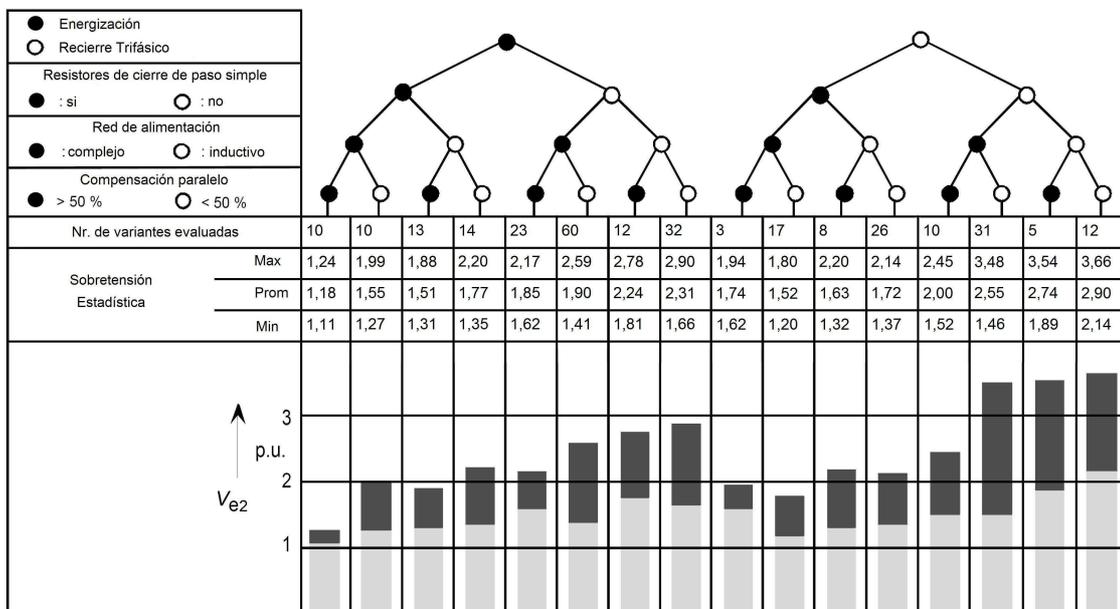


Figura 2.7. Guía para la selección de V_{e2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y reenergización de líneas [7].

Los valores presentados en la Figura 2.7 son aplicables para ambos métodos, fase – pico y caso - pico y corresponden al resultado de pruebas y estudios de campo que incluyen el efecto de la mayoría de los factores que determinan la magnitud de las sobretensiones. Los efectos considerados son:

- Discriminar entre una maniobra de energización o recierre.
- Disyuntores con o sin resistencias de preinserción.
- Red de alimentación complejo o inductivo.

- Compensación en derivación o paralelo.

En lo que respecta a la red de alimentación, se refiere a la configuración del sistema desde el cual se energiza la línea. Así, se distingue dos posibilidades, alimentación compleja o inductiva. La alimentación compleja implica tener por lo menos una línea de transmisión conectada entre la barra de generación y la línea que alcanza la subestación. Mientras que la alimentación inductiva implica alimentar la línea que alcanza la subestación únicamente a través de un transformador. La Figura 2.8 muestra en forma gráfica estos conceptos.

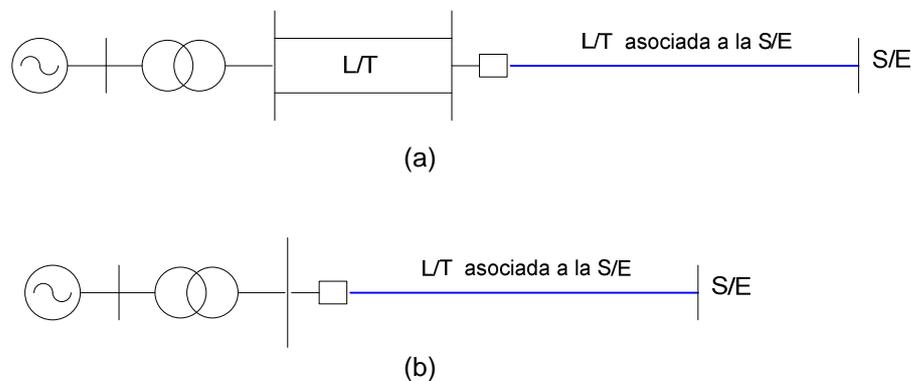


Figura 2.8. Red de alimentación. (a) Compleja a través de otra L/T. (b) Inductiva, únicamente a través de un transformador.

Además cabe mencionar, que no se considera el uso de disyuntores con mando sincronizado.

En base de la norma IEEE 1313.2-1999 se presenta la Tabla 2.1 que muestra valores típicos de sobretensiones estadísticas debidas a recierre, con y sin el uso de resistores de preinserción.

Tabla 2.1. Sobretensiones estadísticas de frente lento V_{e2} típicas por recierre de líneas [12].

	Sobretensión estadística V_{e2} p.u
Con Resistencias de preinserción	1.8 – 2.0
Sin Resistencias de preinserción	2.8 – 3.0

En caso de requerirlo, el valor de la sobretensión estadística fase-fase (V_{p2}) puede ser estimado en base del valor de la sobretensión estadística fase-tierra (V_{e2}) a partir de la Figura G.1 del Anexo G.

Como ya se ha mencionado anteriormente, las sobretensiones por maniobras en líneas pueden ser controladas mediante el uso de resistores de preinserción en los disyuntores, el cierre controlado del disyuntor, transformadores de tensión inductivos, compensación o pararrayos.

El uso de resistencias de preinserción es uno de los métodos más efectivos para controlar sobretensiones generadas en la operación de disyuntores. Estas resistencias se conectan en serie a la línea previo al cierre de los contactos principales del disyuntor para una vez que el disyuntor ha efectuado el cierre se forme un divisor de tensión con la resistencia preinsertada para así reducir la tensión inicial. Una vez que esto ha sucedido las resistencias se cortocircuitan para ser eliminadas del circuito. Estas operaciones si bien producen transitorios en la línea, con una selección adecuada de la resistencia y del tiempo de su permanencia pueden limitar las sobretensiones en gran medida. La Figura 2.9 muestra dos arreglos para el uso de las resistencias de preinserción. En ambos casos debe primero cerrarse el contacto A para permitir que entre la resistencia R, y luego de un intervalo de tiempo deberá cerrar B para cortocircuitar a R.

El valor de R suele ser similar al de la impedancia característica de la línea, y su tiempo de permanencia está entre 6 y 15 ms.

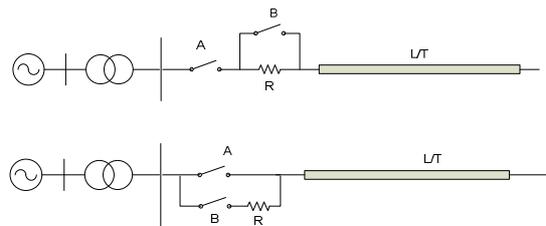


Figura 2.9. Arreglos para la maniobra de una L/T usando resistencias de preinserción R [9].

En operaciones de recierre en donde se tiene sobretensiones elevadas producto de la carga atrapada, el uso de resistencias de preinserción es importante.

Sin embargo, la presencia de pararrayos de óxido de zinc, con muy buena capacidad de absorber energía ha permitido eliminar, en algunos casos, las resistencias de preinserción, que en algunos países no han producido buenas experiencias.

El cierre controlado del disyuntor mediante el uso de disyuntores sincronizados es otra medida que junto con las resistencias de preinserción reducen la sobretensión a lo largo de toda la línea.

Considerando que las sobretensiones en la energización son función de la tensión a través de los contactos del disyuntor en el instante de cierre, se podrán disminuir si esta tensión tiende a cero. Así durante la energización esta condición se cumple cuando la tensión de alimentación pasa por cero, mientras que en un recierre, en donde existe carga atrapada, la menor tensión en los contactos del disyuntor ocurre cuando la diferencia de potencial entre la tensión de alimentación y la tensión residual es nula. En un sistema trifásico, existen dos posibilidades para el cierre de contactos de un disyuntor con el fin de conseguir estas condiciones. La primera implica cerrar las tres fases simultáneamente, cuando la tensión en una de ellas esté pasando por cero. Una segunda opción, y que brinda mejores resultados es cerrar las tres fases consecutivamente cuando la tensión en cada una de ellas pase por cero.

Los transformadores de tensión inductivos conectados en los terminales de la línea, reducen las cargas atrapadas en las fases después de su apertura, ya que sirven como camino de drenaje de esta carga. Dando como resultado que las sobretensiones de frente lento por el recierre trifásico subsecuente sean comparables con las de energización de la línea.

Los pararrayos solamente reducen sobretensiones cercanas a ellos. Sin embargo, al interior de una subestación los efectos de separación de los pararrayos pueden ser omitidos, es decir, el voltaje de impulso de maniobra es aproximadamente el mismo a través de toda la subestación. Por lo tanto, el pararrayos proporciona protección a todo el equipo conectado.

2.1.2.3.2. Inicio y despeje de falla.

Sobretensiones de frente lento se producen en el momento de inicio y despeje de fallas debido a los transitorios que se producen al pasar desde el voltaje normal de funcionamiento a la sobretensión temporal en las fases sin falla y por el retorno desde un voltaje cercano a cero al voltaje normal de operación en

la fase fallida, respectivamente. Ambos eventos únicamente producen sobretensiones fase-tierra.

La magnitud de estas sobretensiones es función del factor de falla a tierra (k). A continuación se muestra las expresiones que permiten determinar el valor máximo estimado de las sobretensiones originadas en el inicio y durante el despeje de una falla, así:

$$\text{Al inicio de la falla: } V_e = (2k - 1) \text{ p.u} \quad (2.4)$$

$$\text{En el despeje de la falla: } V_e = 2 \text{ p.u} \quad (2.5)$$

2.1.2.3.3. *Rechazo de carga.*

Un evento de rechazo de carga involucra dos tipos de sobretensiones. Una sobretensión transitoria que se genera en los primeros ciclos subsecuentes a la apertura del disyuntor que desconecta la carga rechazada y que corresponde a una sobretensión de frente lento, y una sobretensión sostenida que aparece posterior al transitorio que a su vez corresponde a la sobretensión temporal analizada en la sección 2.1.2.2.2.

La magnitud de las sobretensiones por rechazo de carga depende del porcentaje de carga rechazada. Así, mayores sobretensiones se producen ante un rechazo total de carga. A su vez se producen también mayores solicitaciones en los equipos de la subestación terminal en donde se produjo el rechazo, ya que es allí donde se genera el transitorio. Por lo general, el valor de esta sobretensión es menor que los debidos por energización y recierre, es por esto que para sistemas de muy alta tensión (mayor a 245 kV), las sobretensiones de frente lento debidas al rechazo de carga se deben tomar en cuenta únicamente en caso de que las sobretensiones debidas a energización y re-cierre de líneas se controlen a valores inferiores a 2.0 p.u.

2.1.2.3.4. *Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas.*

Operaciones de interrupción de corrientes inductivas o capacitivas, pueden dar lugar a sobretensiones de frente lento. Esto se debe fundamentalmente a que este tipo de corrientes están desfasadas alrededor de 90° con respecto a la

tensión. Por lo tanto, al momento en el que se interrumpe la corriente por su paso por cero, la tensión estará en su valor máximo, lo cual ocasiona incrementos o transitorios en la tensión que aparece entre los contactos del disyuntor luego de haber sido interrumpida la corriente. Esta tensión se denomina tensión de reestablecimiento del disyuntor. Sobretensiones de mayor magnitud se pueden generar en caso de ocurrir una reignición del arco en los contactos del disyuntor. A continuación se expone una breve explicación de estos fenómenos.

Interrupción de una corriente capacitiva.- para analizar esta maniobra se considerará un circuito de carga capacitiva alimentado a través de una fuente inductiva. La Figura 2.10 muestra el circuito de carga capacitiva y el comportamiento de las ondas de corriente y tensión asociadas.

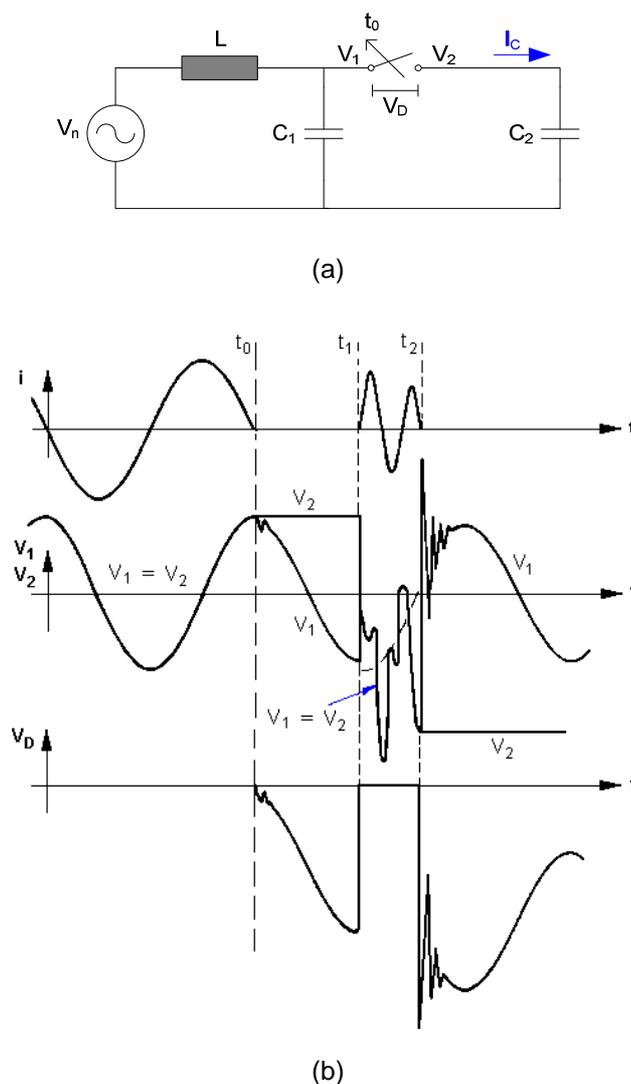


Figura 2.10. Interrupción de una corriente capacitiva. (a) Circuito capacitivo. (b) Formas de onda de corriente y tensión. [9]

Tal como se muestra en la figura, previo a la apertura de los contactos del disyuntor la corriente adelanta 90° a la tensión, ya que es predominantemente capacitiva. Con el fin de interrumpir la corriente, los contactos del disyuntor se abren pero la corriente continúa fluyendo hasta su siguiente paso por cero donde el arco pierde conductividad y la corriente se interrumpe, en este instante la tensión está en su valor máximo. La corriente se ha interrumpido y el capacitor de carga C_2 queda cargado a la tensión máxima de la fuente +1 p.u. Conforme la tensión de la fuente cambia de polaridad, la tensión de reestablecimiento en el disyuntor aumenta hasta que la tensión de la fuente alcanza su valor máximo y la de reestablecimiento un valor de 2 p.u. En este punto del proceso, si entre los contactos del disyuntor no hay una rigidez dieléctrica suficiente se producirá el reencendido del arco, como es el caso de la figura.

Una vez que ha ocurrido la reignición, la corriente vuelve a ser interrumpida a su paso por cero, dejando al capacitor cargado a una tensión superior, de incluso 3 p.u. Una segunda reignición podría ocurrir cuando la tensión de reestablecimiento alcance su nuevo valor máximo de hasta 4 p.u. Si nuevas reigniciones ocurren este proceso podría ser recurrente y la tensión podría ir incrementándose cada vez más, en la práctica la falla del aislamiento interrumpiría el proceso.

En sistemas de potencia, este tipo de corrientes aparecen ante la apertura de líneas de gran longitud en vacío, o bancos de condensadores.

Interrupción de corrientes inductivas.- para analizar esta maniobra se considera el circuito mostrado en la Figura 2.11 (a) cuya corriente de carga es predominantemente inductiva. Las Figuras 2.11 (b) y (c) muestran el comportamiento transitorio de la tensión.

Análogo al caso anterior, previo a la apertura de los contactos del disyuntor la corriente retrasa 90° a la tensión, debido a su naturaleza inductiva. Con el fin de interrumpir la corriente, los contactos abren y la corriente continúa fluyendo a través del arco formado entre los contactos hasta su paso por cero, donde el arco se extingue, en este instante la tensión está en su valor máximo. Si el arco se extingue sin que ocurra reignición como se muestra en la Figura 2.11 (b), la tensión del lado de la carga oscilará a una frecuencia mayor que la fundamental

debido al efecto de las capacitancias parásitas representadas en C_2 y la inductancia de carga L_2 , en este instante la tensión de reestablecimiento crece instantáneamente hasta su valor máximo para luego amortiguarse.

Debido a que la tensión de reestablecimiento se aplica entre los contactos del disyuntor, pueden existir condiciones de reignición, en cuyo caso la corriente vuelve a circular y la tensión del lado de la carga trata de seguir a la tensión del lado de la fuente. Luego, una vez que la corriente pase por cero y se extinga el arco la tensión de reestablecimiento vuelve a alcanzar su valor máximo que debido a estas condiciones es mucho mayor que en caso de no tener reignición, alcanzando incluso valores mayores que la tensión de fuente. Este proceso se ilustra en la Figura 2.11 (c) y puede repetirse varias veces en función del número de reencendidos, provocando que la tensión del lado de la carga aumente considerablemente. Cabe notar que el arco se extingue cuando la corriente del inductor de carga pasa por cero y por lo tanto la energía será inicialmente almacenada en el capacitor. Por lo tanto, la razón por la cual la tensión tiende a incrementarse es un fenómeno capacitivo.

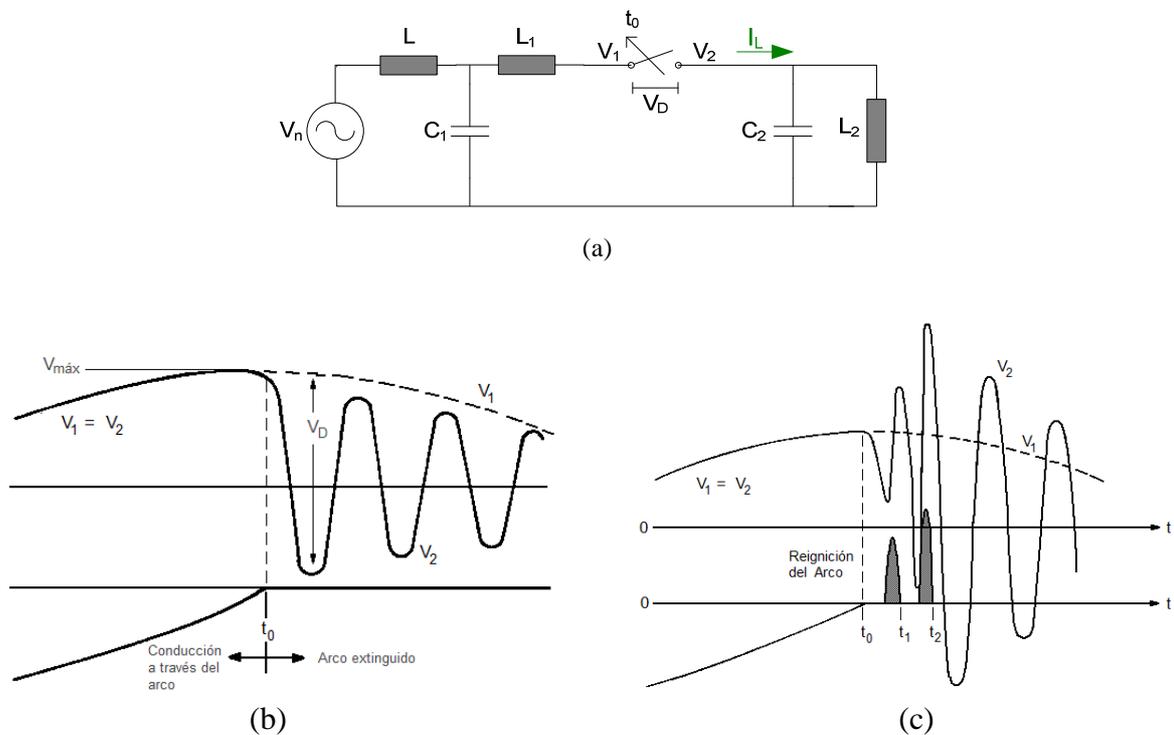


Figura 2.11. Interrupción de una corriente inductiva. (a) Circuito Inductivo. (b) Transitorio durante la interrupción de una corriente inductiva, sin reignición. (c) Transitorio durante la interrupción de una corriente inductiva, con reignición. [9]

La Figura 2.12 muestra en forma independiente las formas de onda de voltaje y corriente durante la apertura de una corriente inductiva, tomando como base el circuito de la Figura 2.11 (a).

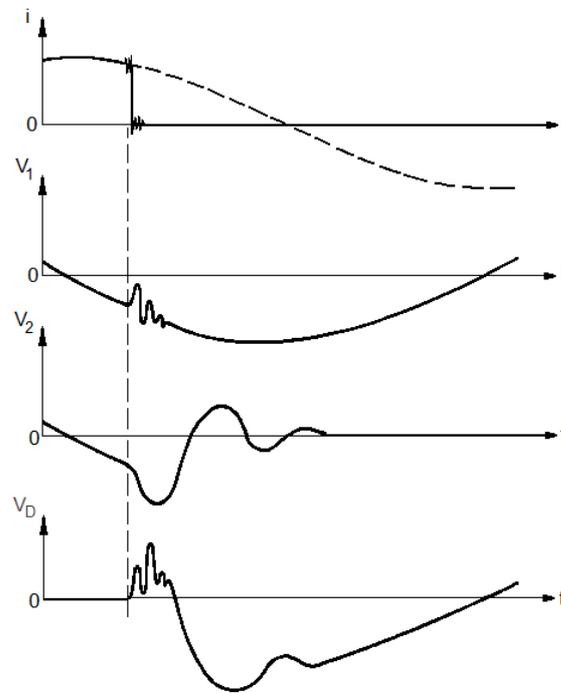


Figura 2.12. Formas de onda de corriente y tensión durante la interrupción de una corriente inductiva. [9]

En sistemas de potencia, este tipo de sobretensiones aparecen ante la interrupción de corrientes de magnetización de transformadores o reactores y ante la interrupción de corrientes de arranque en motores.

Para evitar la presencia de sobretensiones tanto de origen capacitivo como inductivo se deberá seleccionar disyuntores adecuados, con el fin de evitar la reignición del arco, que es la peor condición para la generación de sobretensiones de esta naturaleza.

2.1.2.3.5. Descargas atmosféricas.

Sobretensiones de frente lento debido a descargas atmosféricas tienen lugar cuando: la caída del rayo es distante al conductor de fase, la corriente de la descarga es lo suficientemente pequeña como para no causar una descarga disruptiva en el aislamiento de la línea y la descarga atmosférica ocurre a una

distancia lo suficientemente lejana de la subestación como para obtener sobre ella una sobretensión de frente lento. Este criterio se aplica en sistemas con líneas largas (longitudes superiores a 100 km).

Debido a que las sobretensiones de frente lento por descargas atmosféricas tienen amplitudes poco significativas en comparación con otro tipo de sobretensiones de frente lento, y debido a que su tiempo de frente de onda no es crítico para el aislamiento, estas sobretensiones son de menor importancia y en la mayoría de los casos no se consideran.

2.1.2.4. Sobretensiones de frente rápido.

Las sobretensiones de frente rápido se originan a partir de descargas atmosféricas y operaciones de maniobra, siendo estas últimas de menor importancia debido a que su amplitud es mucho menor.

2.1.2.4.1. Descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas son un fenómeno natural muy común, es así que en el mundo se producen alrededor de 1000 tormentas cada día. Lamentablemente este fenómeno natural representa un potencial problema para las redes eléctricas, principalmente para las redes aéreas y a la intemperie que son las más afectadas, ya que se pueden generar sobretensiones que podrían provocar la falla del aislamiento de los equipos. En una línea de transmisión el flameo de la cadena de aisladores no produce ningún daño, no así en los equipos de la subestación que podrán verse seriamente afectados.

En una subestación la incidencia de una descarga atmosférica podría darse de dos maneras. La primera es considerar la caída del rayo dentro del patio de la subestación afectando directamente a los equipos y la otra es que el rayo incida sobre la línea de transmisión asociada a la subestación, en cuyo caso, se forman olas de sobretensión que se propagan a través de las líneas hasta alcanzar los equipos. En la práctica, que una descarga atmosférica incida dentro de la subestación es un evento muy poco probable, debido a que su área de exposición es relativamente pequeña, además de tener el sistema de apantallamiento. De

aquí que, el estudio de descargas atmosféricas se realizará más bien con respecto de las descargas que alcancen las líneas.

Por lo general las descargas atmosféricas, comúnmente denominadas rayos, tienen polaridad negativa y se caracterizan por tener una descarga piloto o principal seguida de algunas descargas subsecuentes, todas a través del mismo canal plasmático. Sin embargo, aproximadamente un 10% de las descargas atmosféricas son de polaridad inversa y se caracterizan por ser de mayor amplitud y por lo tanto más severas que las de polaridad negativa, también son de frente un poco más lento y no presentan descargas subsiguientes.

Si bien una característica importante de una descarga atmosférica es la corriente, esta es de muy corta duración, razón por la cual es de mayor interés proteger a los equipos frente a las sobretensiones que se originan antes que de la corriente en si misma.

Las ondas de voltaje de prueba estandarizadas de impulso tipo rayo tienen un frente de onda de entre 0.1 y 20 μs y un tiempo al valor medio de cola menor a 300 μs . La amplitud se define como un valor máximo asumido o mediante una distribución de probabilidad de los valores picos. La Figura 2.13 muestra la forma de onda típica de una sobretensión de frente rápido.

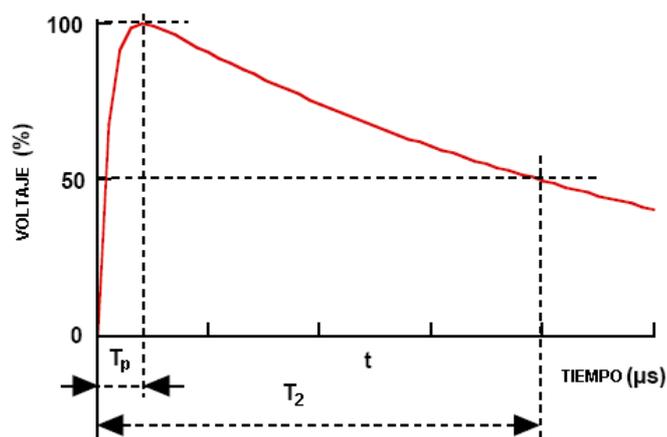


Figura 2.13. Forma de onda de sobretensión tipo rayo [11].

La amplitud de las sobretensiones de origen atmosférico no tiene ninguna relación con la tensión de servicio, ya que por su naturaleza aleatoria puede llegar a ser muy elevada respecto a la tensión nominal del sistema. Sin embargo en

sistemas con tensiones nominales mayores a 345 kV debido a su alto nivel de aislamiento, las sobretensiones atmosféricas no son determinantes, siendo las sobretensiones más relevantes las de maniobra.

Los efectos de las descargas atmosféricas, y por lo tanto las sobretensiones de frente rápido dependen del lugar en dónde cae el rayo respecto de la red. Es así que se pueden presentar los siguientes eventos:

- *Descargas atmosféricas directas.*- una descarga de este tipo ocurre cuando el rayo cae directamente sobre los conductores de fase producto de una falla de apantallamiento en la línea. Este tipo de incidencia produce altas sobretensiones debido a que dos ondas viajeras de sobretensión se propagan en sentidos contrarios a partir del punto de incidencia del rayo, que luego al encontrar un punto de discontinuidad, como por ejemplo un disyuntor abierto, un transformador u otras líneas, en parte se refleja retornando hacia el punto de incidencia y en parte se transmite a través de la discontinuidad. En caso de que la onda que avanza por la línea encuentre un transformador, se reflejará totalmente conservando la polaridad. Esta onda reflejada al superponerse con la onda incidente da como resultado una sobretensión del doble de magnitud. La Figura 2.14 (a) ilustra una descarga atmosférica directa.

- *Flameo inverso.*- ocurre cuando la descarga atmosférica ha caído sobre el sistema de apantallamiento (hilo de guarda o la torre) y la diferencia de potencial generada entre la estructura y el conductor de fase supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, provocándose el flameo o disrupción sobre la cadena. La Figura 2.14 (c) ilustra el evento de un flameo inverso.

Aún cuando la descarga golpee al hilo de guarda en la mitad del vano, la disrupción ocurrirá a través de la cadena de aisladores, ya que es el punto de menor aislamiento entre los conductores de fase y el hilo de guarda, además de que a lo largo del vano las distancias entre estos conductores es lo suficientemente grande como para impedir la disrupción entre ellos. Por lo tanto, tener una disrupción entre el hilo de guarda y el conductor de fase a lo largo del vano es un evento muy poco probable.

La presencia de sobretensiones por flameo inverso en sistemas de extra alta tensión son menos probables que en sistemas con voltajes nominales inferiores a 245 kV, debido a que la resistencia del aislamiento para estos sistemas suele ser mayor que la diferencia de potencial generada.

- *Descargas atmosféricas próximas a la línea.*- se refiere a las descargas atmosféricas a tierra en las cercanías de una línea y que generan sobretensiones inducidas en ella. La Figura 2.14 (b) ilustra este evento.

Las tensiones inducidas alcanzan valores de hasta alrededor de 500 kV, por lo que son de interés únicamente para sistemas cuyo nivel de aislamiento sea inferior a la tensión inducida. Así, para sistemas con tensiones mayores a 69 kV las tensiones inducidas no se consideran.

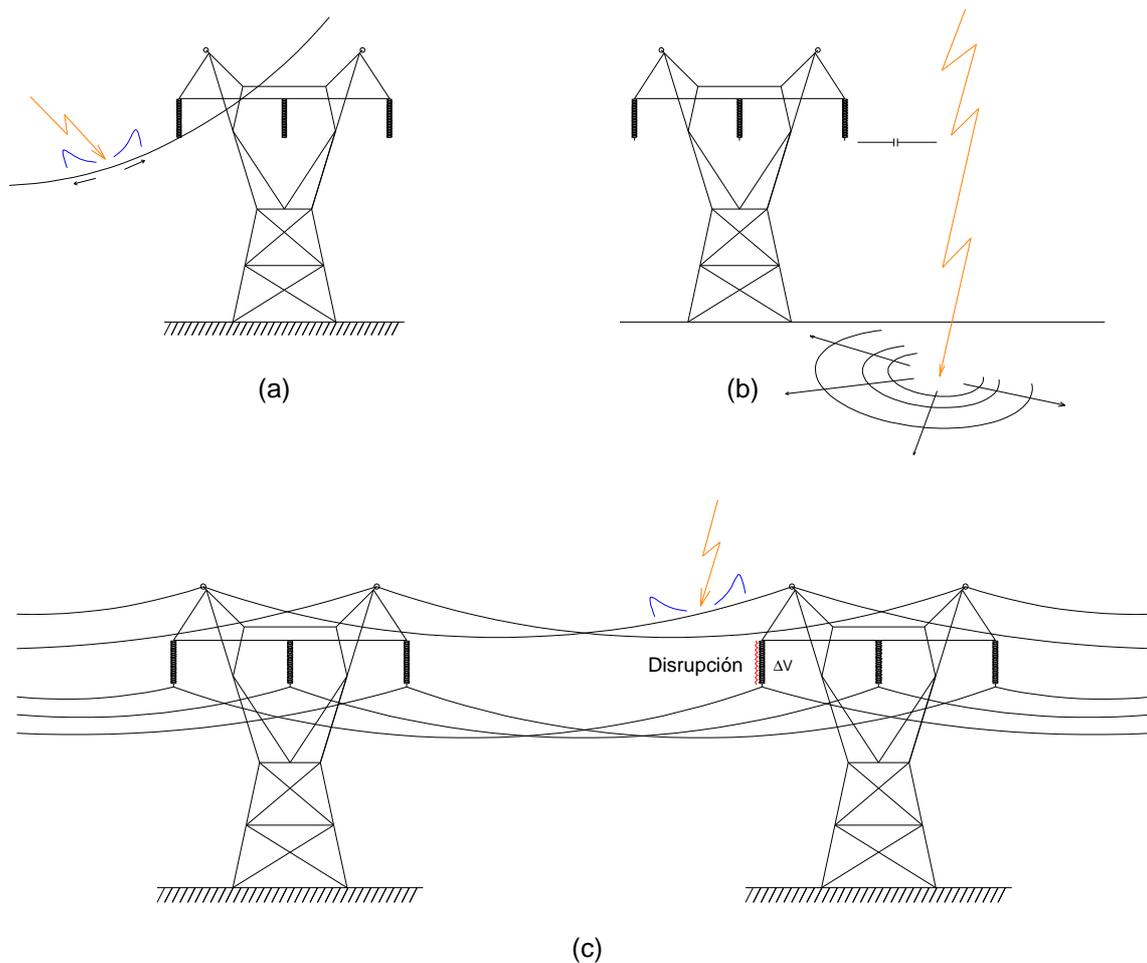


Figura 2.14. Eventos de descargas atmosféricas. (a) Descarga atmosférica directa, (b) Descarga atmosférica cercana a la línea. (c) Flameo inverso. [13]

En general, las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas en la red de transmisión originan ondas de tensión que llegan hasta los equipos de la subestación a la cual están conectadas, provocando a su vez, sobretensiones en la subestación. La severidad de estas sobretensiones y su tasa de ocurrencia dependen de: la amplitud y forma de onda de la sobretensión en la línea vinculada, el número de líneas conectadas, el tamaño y disposición de la subestación y el sistema de protección y apantallamiento tanto de las líneas como de la subestación.

Para subestaciones o equipos de una subestación sin protección de pararrayos el parámetro más importante es la amplitud de la sobretensión que llega a la subestación. Dicha amplitud por lo general es demasiado elevada como para ser considerada en la coordinación de aislamiento. Sin embargo, el uso de pararrayos como elemento de protección es casi siempre considerado.

Para subestaciones protegidas por pararrayos, se debe tomar en cuenta la pendiente de la onda de sobretensión que llega desde la línea y la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger. La pendiente de la onda de sobretensión que llega a la subestación se reduce principalmente por el efecto corona en la línea. Además, si el rayo cae a cierta distancia de la subestación, se consigue tener un sobrevoltaje de menor amplitud en ella.

Las sobretensiones atmosféricas en subestaciones se pueden evitar mediante el adecuado diseño de las líneas de transmisión conectadas a ellas. Así, para evitar descargas atmosféricas directas sobre los conductores se debe realizar un diseño confiable del apantallamiento de la línea mediante hilos de guarda, cuya función es interceptar a la descarga atmosférica directa y conducir la corriente del rayo a tierra a través de las estructuras metálicas, dando como resultado que las sobretensiones que ingresen a la subestación sean menos severas. Mientras que, para evitar flameos inversos se recomienda la disminución de la impedancia de puesta a tierra de la estructura, el aumento de aislamiento y mantener separaciones adecuadas entre: los conductores de fase y la estructura, entre el hilo de guarda y los conductores de fase y entre conductores de fase.

Métodos análogos a los anteriormente descritos para el blindaje de líneas transmisión se pueden también utilizar para el blindaje de subestaciones, entre

ellos el uso de conductores a tierra aéreos (cables de guarda) y mástiles metálicos.

2.1.2.4.2. Operaciones de maniobra.

Sobretensiones de frente rápido por maniobras ocurren principalmente al conectar o desconectar equipo en subestaciones o por descargas disruptivas en el aislamiento externo. Esto a su vez provoca un fuerte estrés sobre el aislamiento interno cercano.

Se puede considerar que la forma de onda de las sobretensiones de frente rápido por maniobra corresponde a la forma de onda normalizada del impulso tipo rayo. Mientras que su magnitud, depende de las características de los equipos de corte y seccionamiento, y es en la mayoría de los casos menor que la magnitud de las sobretensiones de origen atmosférico, razón por la cual no se considera. Los valores máximos esperados para la amplitud de estas sobretensiones son de 2 p.u en el caso de disyuntores sin reencendido del arco eléctrico y de 3 p.u para disyuntores con reencendido. En la actualidad, con las nuevas tecnologías en disyuntores, particularmente en SF₆, la probabilidad de reencendido es muy baja.

La ocurrencia simultánea de sobretensiones de frente rápido por maniobra en más de una fase es altamente improbable, razón por la que, se asume que el máximo voltaje fase-fase es el valor del voltaje fase-tierra.

Para controlar las sobretensiones de frente rápido por maniobra, además del uso de descargadores de sobretensiones, se debe seleccionar un adecuado equipo de corte y seccionamiento, como por ejemplo, interruptores libres de reignición, con corte en baja corriente y con resistores de apertura o cierre.

2.1.2.5. Sobretensiones de frente extra rápido.

Las sobretensiones de frente extra rápido se originan principalmente por operaciones de maniobra o fallas en subestaciones aisladas en gas (GIS), así como en transformadores de subestaciones de media tensión con conexiones cortas con los equipos de maniobra.

En GIS las sobretensiones de frente extra rápido se generan debido a la propagación no amortiguada de la onda de sobretensión dentro de la subestación. Cuando la sobretensión abandona la GIS, su amplitud se amortigua rápidamente

y además el tiempo de frente de onda aumenta hasta corresponder al de una sobretensión de frente rápido.

La forma de onda de este tipo de sobretensión se caracteriza por el rápido incremento en su amplitud, tanto así que el tiempo que tarda en alcanzar su valor pico o frente de onda es incluso inferior a $1 \mu\text{s}$. En operaciones de desconexión, subsiguiente al frente de onda aparece una oscilación con frecuencias superiores a 1 MHz. El tiempo de duración de estas sobretensiones es por lo general, inferior a 3 ms. La amplitud de la sobretensión depende tanto de las características del equipo de maniobra así como de la configuración de la subestación. Se puede asumir que es posible limitar su valor hasta a 2.5 p.u. La Figura 2.15 muestra la forma de onda característica de una sobretensión de frente extra rápido, dónde se puede apreciar los criterios anteriormente mencionados.

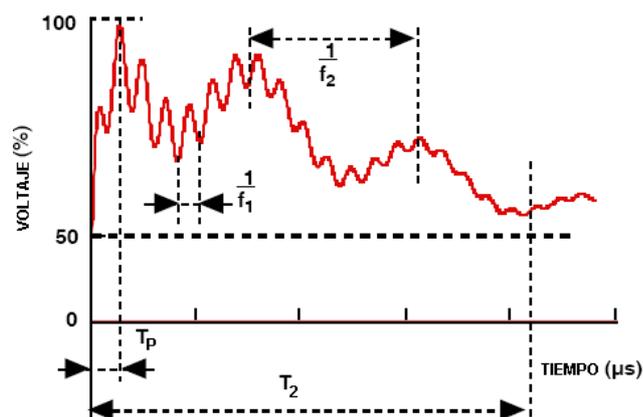


Figura 2.15. Forma de onda de sobretensión de frente extra rápido. [11]

En GIS donde las sobretensiones presentan oscilaciones de entre 0.2 MHz a 2 MHz y con amplitudes de 1.5 veces superiores al voltaje de descarga disruptiva, se recomienda proteger el equipo con pararrayos. Sin embargo, las altas frecuencias de las ondas de sobretensión pueden provocar fenómenos de resonancia en los devanados de los transformadores, que se pueden evitar con la instalación de capacitores de valores adecuados para contrarrestar el fenómeno.

Dado que las sobretensiones de frente extra rápido ocurren principalmente en GIS, para subestaciones exteriores o aisladas en aire, no se consideran.

2.1.3. RESUMEN DE SOBRETENSIONES.

A continuación se muestra un resumen de las características de cada una de las sobretensiones anteriormente analizadas. Mediante la Tabla 2.2 y la Figura 2.16 se muestra en forma muy general las características de las sobretensiones clasificadas según su origen. Mientras que la Tabla 2.3 muestra en forma más detallada la clasificación de las sobretensiones en función de su forma de onda normalizada con sus respectivos tiempos de duración.

Tabla 2.2. Breve clasificación de sobretensiones según su origen [6].

Tipo de sobretensión (causa)	Amplitud de la sobretensión (p.u) MT-AT	Duración	Amortiguamiento
A frecuencia industrial (defecto aislamiento)	$\leq \sqrt{3}$	Larga > 1s	Débil
De maniobra (interrupción de cortocircuito)	1.5 a 4	Corta 1ms	Medio
Atmosférica (caída directa del rayo)	≈ 2 a 6	Muy corta 1 a 10 μ s	Fuerte

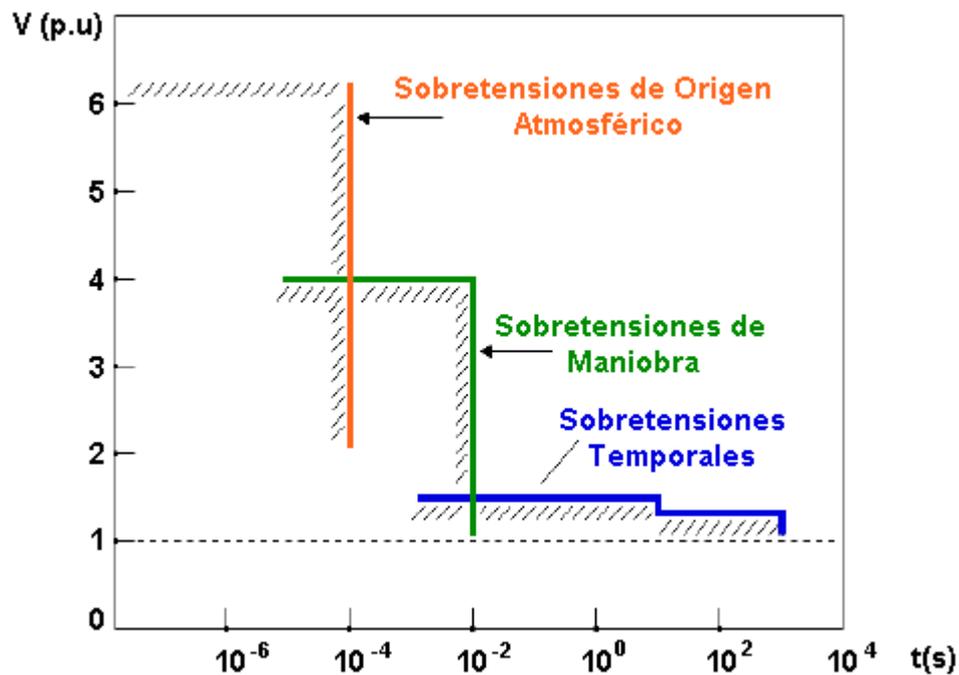
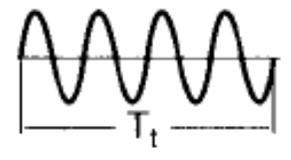
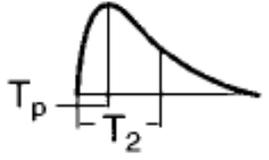
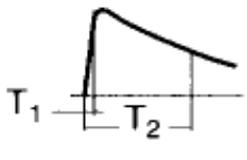
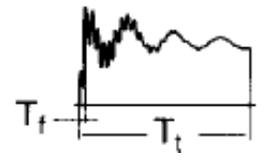


Figura 2.16. Representación gráfica de las sobretensiones de un sistema de extra alta tensión. [9]

Tabla 2.3. Clases, formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones [14].

Clase de sobretensión	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma					
Gama de formas (frecuencia, frente de subida, duración)	$f = 50 \text{ Hz } \acute{o} \text{ } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_t \geq 0,03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} > T_p > 20\mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_t \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada	$f = 50 \acute{o} \text{ } 60 \text{ Hz}$ $T_t (*)$	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	(*)
Ensayo de tensión soportada normalizada	(*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo	(*)
(*) a especificar por el comité del producto considerado.					

Una vez analizada la naturaleza y las características de las sobretensiones que pueden aparecer en una subestación, se debe entonces definir las características de los elementos de protección y el nivel de aislamiento que los elementos de la subestación deberán tener ante cada una de ellas.

2.1.4. RANGOS DE TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EQUIPOS.

La Norma IEC 71-1 define dos rangos de voltajes para los sistemas eléctricos en función de la tensión más elevada para los equipos, que serán considerados en el presente estudio, así:

- Rango I: Comprende tensiones desde 1 kV hasta 245 kV incluido. A este rango pertenecen las redes de distribución, subtransmisión y transmisión en alta tensión.
- Rango II: Tensiones superiores a 245 kV. Este rango se aplica en redes de transmisión de extra alta tensión.

Diferentes aspectos operacionales se aplican a cada rango, es así que, en el estudio de coordinación de aislamiento se deben tomar en cuenta criterios inherentes a cada uno de ellos.

Cabe notar que un sistema con tensión nominal de 500 kV, como es del caso de estudio, pertenece al Rango II y que de aquí en adelante se pondrá énfasis en los criterios que sobre este se apliquen.

2.2. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN ANTE SOBRETENSIONES.

Los elementos para protección contra sobretensiones tienen como propósito proteger a los equipos eléctricos contra voltajes transitorios, a través de la descarga a tierra de las corrientes de impulso, permitiendo la circulación de la corriente de frecuencia industrial posterior al transitorio (corriente subsiguiente) y con la capacidad de repetir su función. Es decir, el dispositivo de protección debe cumplir con las siguientes funciones:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no supere un valor determinado, superior a la tensión máxima del sistema.
- Comportarse como un conductor para descargar a tierra la onda de corriente producida por la sobretensión.
- Interrumpir la conducción de la corriente a tierra una vez que la sobretensión ha desaparecido del sistema y se ha restablecido la tensión nominal.
- No debe operar con sobretensiones temporales a frecuencia industrial.

Las tensiones y sobretensiones a considerarse con respecto al uso de los dispositivos de protección son:

- Voltaje normal de funcionamiento (tensión más elevada del sistema).
- Sobretensiones temporales (TOV),
- Sobretensiones de frente lento (sobretensiones por maniobra),
- Sobretensiones de frente rápido (sobretensiones atmosféricas).

La Figura 2.17 muestra de manera general a cada una de estas sobretensiones con sus respectivos rangos de duración y amplitud en p.u y la relación que debe existir entre ellas con las tensiones limitadas por el pararrayos y las tensiones soportadas por el aislamiento del equipo. Así, se tiene que para sobretensiones por maniobra y atmosféricas la amplitud de la sobretensión podría superar a la tensión soportada por los equipos, sin embargo la función del pararrayos es limitar tales sobretensiones a valores inferiores. Dando como resultado que el aislamiento tenga que soportar tensiones menores que las sobretensiones que se podrían originar sin el uso del pararrayos. Las sobretensiones temporales, por lo general, están por debajo de la tensión

resistida por el aislamiento, por lo que el pararrayos no limita este tipo de sobretensiones. Además de que limitar este tipo de sobretensiones, como se verá más adelante, implicaría una alta absorción de energía por parte del pararrayos, debido al tiempo de permanencia de la sobretensión.

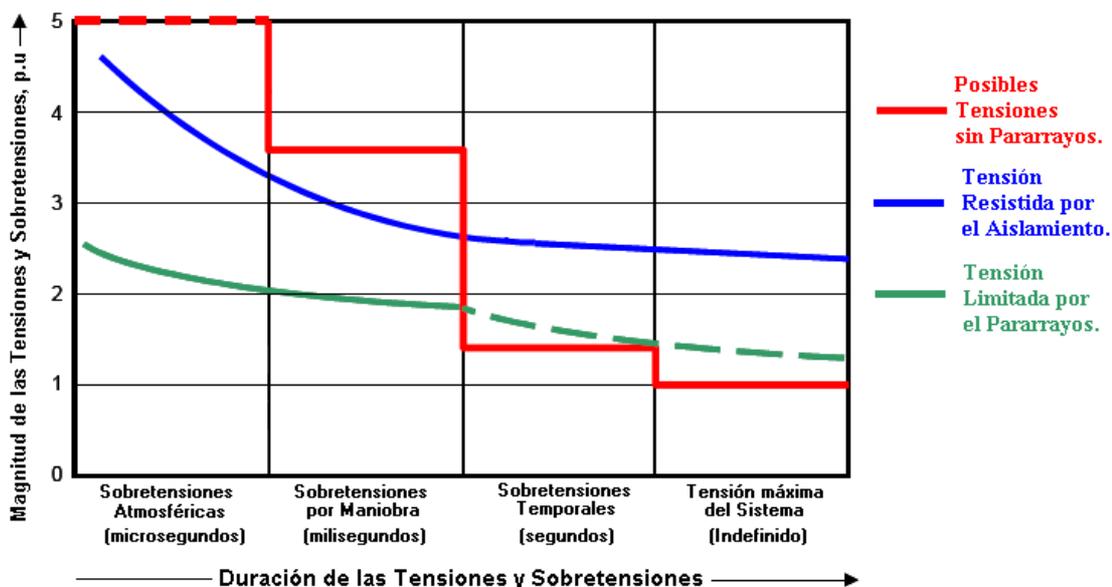


Figura 2.17. Magnitud de las tensiones y sobretensiones en función de su duración, tensiones soportadas por el aislamiento del equipo y tensiones limitadas por el pararrayos [15].

Además, cabe notar que en subestaciones con voltajes correspondientes al Rango II, a diferencia de los sistemas del Rango I, a más de las sobretensiones por descargas atmosféricas directas sobre las líneas se debe considerar las sobretensiones por maniobra, puesto que éstas alcanzan magnitudes importantes conforme aumenta la tensión nominal del sistema. De aquí que, en subestaciones con tensiones nominales de 500 kV la presencia de sobretensiones atmosféricas o de maniobra pone en riesgo al equipo y por tanto al suministro de energía, haciendo que una correcta coordinación entre los elementos de protección y el aislamiento sea de suma importancia.

Existen dos tipos de elementos de protección estandarizados de acuerdo con la Norma IEC 71-2, sin decir que estos sean la única alternativa de protección. Estos son:

- Pararrayos tipo resistencia no lineal con explosores en serie.

- Pararrayos de óxido metálico (óxido de cinc) sin explosores.

En sistemas con neutros sólidamente conectados a tierra y con poca presencia de sobretensiones temporales, el uso de pararrayos de óxido metálico sin explosores se ha extendido en gran manera, debido a su característica de protección superior ante sobretensiones de frente lento.

Mientras que, pararrayos con explosores se adaptan de mejor manera para la protección de sistemas con neutro aislado o con conexión a tierra resonante, en los que las sobretensiones temporales debidas a fallas a tierra pueden llegar a ser de larga duración. Así como para la protección de redes en el Rango I y en particular en sistemas con tensiones correspondientes a las más bajas de este rango. Sin embargo, en la actualidad los pararrayos de óxido de zinc son los más usados, razón por la cual han desplazado a los pararrayos basados en explosores que casi ya no se fabrican y están saliendo del mercado.

De lo expuesto anteriormente y considerando que el sistema en estudio corresponde al sector de 500 kV de la Subestación Pifo (Rango II), e incluirá el neutro sólidamente conectado a tierra, el dispositivo de protección contra sobretensiones compatible con las características del sistema es el pararrayos de óxido metálico sin explosores.

2.2.1. PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO SIN EXPLOSORES. (SEGÚN NORMAS IEC).[16,17]

Como su nombre lo indica, estos pararrayos se basan en el uso de resistores de óxido metálico, en su gran mayoría, óxido de cinc. La principal característica de los resistores de óxido metálico es la extrema no linealidad de su relación voltaje – corriente. En consecuencia, el comportamiento del pararrayos variará según la corriente que circule a través de él. Así, las corrientes a través del pararrayos en condiciones de tensión de frecuencia industrial serán tan pequeñas que se comporta como un aislador. Al contrario, si las corrientes que circulan a través del pararrayos son corrientes de impulso en el orden de kiloamperios, como es el caso de las corrientes asociadas a sobretensiones atmosféricas o de maniobra, el pararrayos se comporta como un conductor,

descargando a tierra estas corrientes y haciendo que la tensión resultante en sus terminales no sea excesivamente alta. La Figura 2.18 muestra la curva de la relación voltaje – corriente para un pararrayos de óxido metálico, en donde se puede apreciar la no linealidad y el comportamiento aquí descrito.

En la Figura 2.18 se puede identificar dos zonas de operación del pararrayos, la primera esta relacionada con tensiones de frecuencia industrial en la zona de bajas corrientes y la otra corresponde a la zona de protección, en donde se tiene corrientes altas (orden de kA), debidas a las sobretensiones.

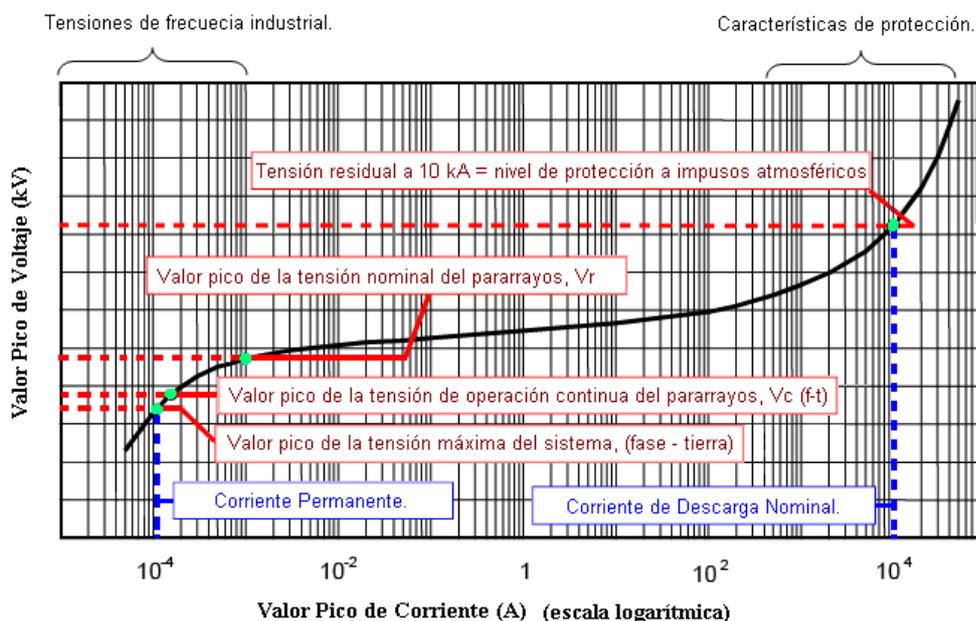


Figura 2.18. Característica voltaje – corriente de un pararrayos con nivel de protección a impulsos atmosféricos a corriente de descarga de 10 kA [15].

Los puntos característicos en la operación de un pararrayos de óxido metálico también se encuentran identificados en la Figura 2.18. En la zona de operación a frecuencia industrial se tiene la tensión de operación continua o de régimen permanente y la tensión asignada o nominal del pararrayos, para todos los casos ambas deberán ser mayores que la tensión máxima del sistema. Siguiendo por la curva voltaje – corriente, se llega a una zona en donde un pequeño incremento de tensión provoca un gran incremento de corriente, hasta llegar a la zona de protección, en donde se puede identificar la corriente nominal de descarga con su respectiva tensión residual. La corriente nominal de descarga puede ser a impulsos de maniobra o a impulsos atmosféricos. Esta última corresponde a corrientes de frente rápido.

En la zona de operación con tensiones de frecuencia industrial, si bien las corrientes a través del pararrayos son pequeñas comparadas con las corrientes de descarga, su duración es mucho mayor, razón por la cual, el esfuerzo térmico del pararrayos en la zona de frecuencia industrial es más crítico que en la zona de protección.

Además de las características hasta aquí descritas, existen otras características que dependen de las condiciones particulares de operación, y deben también ser consideradas, estas son: la clase de descarga de línea, la clase de alivio de presión, el comportamiento bajo contaminación, la facultad de limpieza bajo tensión y las propiedades mecánicas.

Es así que un pararrayos de óxido metálico deberá ser identificado por sus datos de placa con al menos las siguientes especificaciones:

- Voltaje de operación continua.
- Tensión asignada.
- Frecuencia asignada (si difiere de las frecuencias estándar: 50 y 60 Hz).
- Corriente nominal de descarga.
- Corriente sostenida de corto circuito asignada en kA. En pararrayos en los que no se especifica el comportamiento en corto circuito se usa la marca “--”.
- Nombre del fabricante y código de identificación.
- Identificación de la posición de los elementos para el ensamblaje. (aplicable sólo en pararrayos con varios elementos).
- Año de fabricación.
- Número de serie.
- Clase de descarga de línea (opcional).
- Nivel de soporte a la contaminación del revestimiento del pararrayos (opcional).

A continuación se explica y analiza cada una de estas características, y los criterios para su selección, considerando que los pararrayos serán instalados entre fase y tierra.

2.2.1.1. Voltaje de operación continua del pararrayos (V_c).

Se define como el valor máximo permisible de voltaje sinusoidal r.m.s de frecuencia industrial que se puede aplicar continuamente entre los terminales del pararrayos, sin presentar problemas térmicos.

El criterio para la selección de V_c es que su valor pico debe ser mayor que el valor pico del voltaje más elevado de operación en el sitio de ubicación del pararrayos. En caso de que el voltaje más elevado de operación al sitio del pararrayos no se conozca con precisión, se debe considerar la tensión más elevada del sistema (V_s) o la tensión más elevada para el equipo (V_m).

Como regla general, se debe cumplir que el voltaje de operación continua del pararrayos debe ser:

- a) Igual o mayor que el valor pico del voltaje fase-tierra más elevado de operación dividido para $\sqrt{2}$. Para el caso de sistemas con el neutro rígidamente conectado a tierra.

$$V_c \geq \frac{\hat{V}_{s,f-t}}{\sqrt{2}} \quad \text{o} \quad V_c \geq \frac{\hat{V}_{m,f-t}}{\sqrt{2}} \quad (2.6)$$

- b) Igual o mayor que el valor pico del voltaje más alto de operación. En el caso de tener sistemas con neutro aislado o resonante.

$$V_c \geq \hat{V}_s \quad \text{o} \quad V_c \geq \hat{V}_m \quad (2.7)$$

En sistemas con presencia de armónicos de voltaje, el efecto del aumento en el valor pico de la tensión puede ser representado por un factor de seguridad de 1,05 aplicado sobre la tensión de frecuencia industrial.

$$V_c \geq 1.05 * \frac{\hat{V}_{s,f-t}}{\sqrt{2}} \quad \text{que es igual a:}$$

$$V_c \geq 1.05 * \frac{V_s}{\sqrt{3}} \quad (2.8)$$

2.2.1.2. Tensión asignada de un pararrayos según norma IEC (V_r).

Corresponde al máximo valor de tensión eficaz de frecuencia industrial que al ser aplicado durante 10 s entre los terminales del pararrayos no altera el correcto funcionamiento del mismo. Por lo tanto, V_r se relaciona con la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales. Algunos fabricantes especifican este valor como TOV o capacidad de sobretensiones temporales y por lo general se lo define para 1 y 10 s.

La tensión asignada sirve como parámetro de referencia para la especificación de la característica de comportamiento del pararrayos bajo tensión de frecuencia industrial en función del tiempo.

La tensión asignada se determina en función de las sobretensiones temporales al punto de ubicación del pararrayos, considerando, tanto sus amplitudes así como sus tiempos de duración. Características que ya fueron analizadas en la sección de sobretensiones. Así, el principal requisito a ser cumplido es que la característica de comportamiento del pararrayos bajo tensión de frecuencia industrial en función del tiempo sea mayor que la característica de amplitud de la sobretensión temporal en función tiempo del sistema.

A continuación se muestra un resumen de las principales causas, amplitudes y tiempos de duración de las sobretensiones temporales más importantes a ser consideradas:

Tabla 2.4. Sobretensiones temporales significativas [16].

Causa de la Sobretensión	Amplitud fase-tierra (p.u)	Duración
Falla a tierra.	$1.3 < V < 1.5$	Neutro rígido a tierra $\leq 1s$ Neutro resonante $\leq 10s$
Rechazo de carga en sistemas no muy extensos	≤ 1.2	Varios minutos
Rechazo de toda la carga en sistemas muy extensos	≈ 1.5	Varios segundos
Rechazo de carga en el transformador de un generador	$1.4 < V < 1.5$	$t \approx 3 s$

Una sucesión de causas de sobretensiones temporales, como por ejemplo, el rechazo de carga como consecuencia de una falla de la tierra, se deben considerar únicamente si ambas sobretensiones tienen una severidad comparable. En este caso, la cantidad de carga rechazada dependerá de la

ubicación de la falla, y la ubicación del pararrayos deberá ser analizada con mayor cuidado.

La expresión 2.9 es una aproximación que permite convertir la característica de amplitud versus duración de las sobretensiones temporales con una duración de entre 0.1 a 100 s, a una amplitud equivalente V_{eq} con una duración de 10 s y que por lo tanto corresponde a la capacidad de sobretensión temporal que el pararrayos debe ser capaz de soportar. Con esto se permite cumplir con el criterio de que para una característica de amplitud de sobretensión temporal en función del tiempo dada, se deberá seleccionar una característica de comportamiento del pararrayos más alta, esto significa que la capacidad de sobretensiones temporales del pararrayos debe ser mayor o igual que la sobretensión temporal equivalente más elevada obtenida de la expresión 2.9.

$$V_{eq} = V_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (2.9)$$

Donde:

- V_t es la amplitud de la sobretensión temporal.
- T_t es la duración de la sobretensión temporal en segundos s.
- V_{eq} es la amplitud de la sobretensión temporal de 10 s equivalente.
- m es un exponente que describe la característica de tensión a frecuencia industrial en función del tiempo del pararrayos. El valor de m varía entre 0.022 y 0.018 para diferentes diseños de pararrayos, sin embargo se puede usar el valor medio de 0.02.

Se recomienda aplicar un margen de seguridad entre la sobretensión temporal equivalente máxima y la tensión asignada (TOV) con el propósito de cubrir posibles imprecisiones del valor de la sobretensión temporal. Los valores para estos márgenes de seguridad varían entre el 5% y 15%.

Los valores estandarizados de las tensiones asignadas según normas IEC se establecen según la Tabla 2.5 en donde los valores estandarizados se definen

a través de un número de pasos iguales dentro de gamas especificadas de voltaje.

Tabla 2.5. Pasos de Tensiones Asignadas [16]

Rango de Tensiones Asignadas. kV r.m.s	Pasos de Tensión Asignada.
< 3	Bajo consideración.
3 - 30	1
30 - 54	3
54 - 96	6
96 - 288	12
288 - 396	18
396 - 756	24

Nota.- Valores de tensión asignada diferentes a los resultantes de esta tabla se pueden aceptar, siempre que sean múltiplos de 6.

En el caso de que se requiera un nivel de protección inferior al del pararrayos seleccionado, se puede elegir una tensión asignada menor a las sobretensiones temporales equivalentes de duración 10 s, tomando en cuenta que el pararrayos debe tener la capacidad de absorber la energía debida a eventos en el sistema. En tal caso, se deben efectuar cálculos de absorción de energía simulando los eventos en la red.

2.2.1.3. Tensión nominal del descargador, (Según Fabricantes [15, 18]) (V_T).

El concepto de tensión nominal que usa el fabricante es congruente con el dado por la norma. Es decir, la tensión nominal está relacionada con la capacidad que tiene el pararrayos de operar frente a las sobretensiones temporales del sistema en un período definido de tiempo. Sin embargo el procedimiento empleado por el fabricante para definir el valor de la tensión nominal está basado en criterios prácticos.

El primer criterio para determinar el valor de la mínima tensión nominal de un pararrayos se basa en principios empíricos y relaciona a la tensión nominal con el voltaje de operación continua con un factor de 1.25, tal como se describe en la expresión 2.10. Esta relación se puede verificar en las tablas de datos otorgadas por los fabricantes.

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * V_c \quad (2.10)$$

Para un sistema sólidamente aterrado se tiene entonces:

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * 1.05 * \frac{\hat{V}_{s,f-t}}{\sqrt{2}} \quad (2.11)$$

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * 1.05 * \frac{V_s}{\sqrt{3}} \quad (2.12)$$

El segundo criterio se apega un poco más a la definición de tensión nominal dada en la norma, puesto que el cálculo para la determinación de V_r se hace en función de las sobretensiones temporales (TOV) del sistema, considerando su amplitud y duración. Para esto el fabricante proporciona curvas que permiten determinar un factor de sobretensiones temporales (k_{TOV}) en función del tiempo de duración de la sobretensión. El factor k_{TOV} se define como la relación entre el valor eficaz de la tensión admisible de frecuencia industrial (TOV) y el valor eficaz de la tensión nominal del pararrayos. Entonces, la tensión nominal se puede determinar en función de TOV y k_{TOV} , tal como se indica en la expresión 2.13. La ventaja de esta expresión es que se puede aplicar para varios tipos de sobretensiones temporales y de diferente duración.

$$V_r' = \frac{TOV}{k_{TOV}} \quad (2.13)$$

Donde:

V_r' tensión nominal de preselección.

TOV sobretensión temporal a ser analizada.

k_{TOV} factor de sobretensión, dada por el fabricante a través de curvas en función del tiempo.

La Figura 2.19 muestra una curva típica de la relación k_{TOV} versus tiempo, en donde se puede apreciar que mientras mayor es la sobretensión temporal menor es el tiempo que puede ser aplicada sobre el pararrayos. También se puede identificar que la tensión nominal puede aplicarse por un lapso de 100 s y que sobretensiones de 10s y 1s corresponden a tensiones 7.5% y 15% mayores que la tensión nominal, respectivamente. Es aquí donde se puede apreciar la diferencia de conceptos entre la norma y el fabricante.

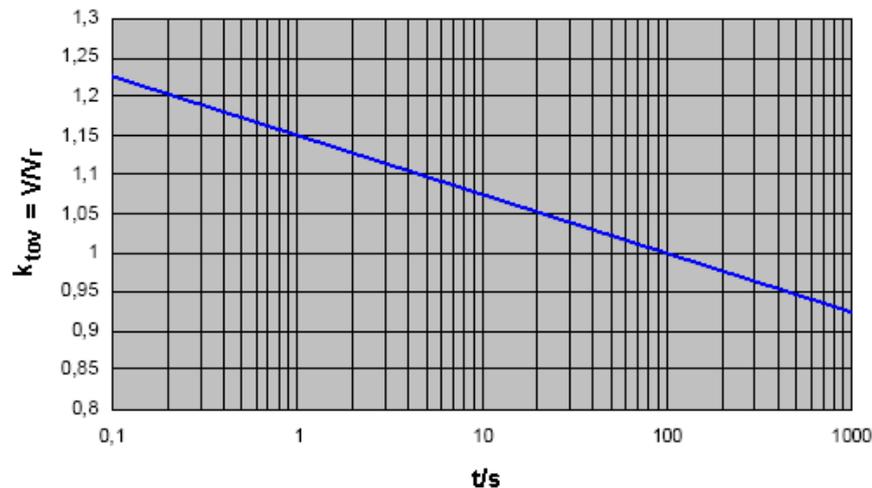


Figura 2.19. Curva característica de la relación k_{tov} – tiempo [15].

En caso de que una sobretensión exceda el tiempo establecido según la curva se tendrá un elevado incremento en la temperatura del descargador, pudiendo llevarlo a inestabilidad térmica.

Para la selección final de la tensión nominal del pararrayos, se evalúa tanto la expresión 2.10 como la 2.13. Esta última podrá ser calculada para varias sobretensiones temporales independientemente, en caso de contar con esta información, o para la peor condición asumida de sobretensión temporal, que para sistemas con neutro rígido a tierra corresponde a un factor de falla a tierra $k = 1.4$ y una duración de 10 s. Al final la tensión nominal del pararrayos será el valor normalizado correspondiente al mayor valor de todos los calculados, así:

$$V_r = \max (V_{r,\min}, V_{r1}', V_{r2}', \dots, V_m') \quad (2.14)$$

En caso de que la tensión nominal V_r' resulte mayor que la $V_{r,\min}$, se deberá redefinir el voltaje de operación continua, relacionándolo con el factor de 1.25, así:

$$V_c = \frac{V_r}{1.25} \quad (2.15)$$

2.2.1.4. Norma IEC vs fabricantes.

Al comparar la definición y el método de determinación de la tensión nominal de un pararrayos dada en la norma con lo expuesto por los fabricantes (ABB y Siemens), se puede identificar que si bien ambos relacionan a la tensión

nominal con la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales, difieren en el período de tiempo en que la tensión nominal puede ser aplicada. Según la norma la tensión nominal es la máxima tensión que se puede aplicar al pararrayos por un período de 10 s, y en base a esto se calcula V_r con la expresión 2.9. Por otro lado, de las curvas k_{tov} vs tiempo dadas por el fabricante se puede ver que la tensión nominal puede ser aplicada por un período de 100 s. Entonces la norma describe un período de referencia de 10 s y el fabricante uno de 100 s. Esto da como resultado que la tensión nominal calculada por la norma sea mayor que la calculada según el fabricante, ya que a menor tiempo mayor será la tensión aplicable. Es por esto que según la curva de k_{tov} se podría aplicar una tensión 7.5% mayor que la tensión nominal por un periodo de 10 s. Mientras que según la norma durante 10 s la máxima tensión aplicable es la nominal.

El fabricante suele presentar en sus catálogos tablas en las que para cada tensión nominal de red se especifican varios valores de tensiones nominales V_r , tensiones de funcionamiento continuo máximas V_c y tensiones de capacidad de sobretensiones temporales (TOV) para 1 y 10 segundos. El Anexo H muestra un ejemplo de estas tablas. Para estos casos bien se podría relacionar el concepto dado en la norma y a la expresión 2.9, con lo que el fabricante denomina en sus catálogos como “Capacidad de Sobretensiones Temporales” para una duración de 10 s.

Debido a que en la práctica se deberá elegir al pararrayos conforme a los catálogos de los fabricantes y tomando en cuenta que sus criterios han sido probados y avalados en aplicaciones prácticas, se usará la metodología de cálculo propuesta por el fabricante en la determinación de la tensión nominal del pararrayos.

2.2.1.5. Corriente nominal de descarga I_n .

Se define como el valor pico de una corriente tipo rayo normalizada de 8/20 μ s, y sirve para hacer una clasificación de los pararrayos, según se muestra en la Tabla 2.6. Además, es el principal parámetro para establecer el nivel de protección y la capacidad de absorción de energía de un pararrayos.

Tabla 2.6. Clasificación de los pararrayos de óxido metálico sin explosores según su corriente nominal de descarga [16].

	Valores de corriente nominal de descarga estandarizados. ^a				
	20 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA	1,5 kA
Tensión Asignada V_r ($kV_{r,m.s}$ f-f)	$360 < V_r \leq 756$	$3 < V_r \leq 360$	$V_r \leq 132$	$V_r \leq 36$	^b
^a En algunos países, se acostumbra clasificar a los pararrayos de la siguiente manera: - Tipo estación para pararrayos de 10000 A y 20000 A; - Tipo Intermediario o Distribución para los pararrayos de 5000 A; - Secundario para los pararrayos de 1500 A. ^b El rango para bajas tensiones no está aún definido sino que está en estudio.					

I_n se elige en función de la corriente de descarga tipo rayo que atraviesa el pararrayos, para la cual se busca la protección del equipo. Se debe de considerar que la corriente que llega hasta el pararrayos para ser descargada a tierra siempre será inferior que la corriente del rayo. Esto se debe principalmente a dos razones. La primera se basa en estudios que establecen que la probabilidad de que el valor pico de una corriente debida a una descarga atmosférica sobre un conductor de fase tenga valores mayores a los 20 kA es baja, por esta razón se tiene valores normalizados de corrientes de descarga de hasta 20 kA. El Anexo I muestra los valores de la probabilidad de que una corriente debida a una descarga atmosférica exceda un valor determinado [19].

La segunda contempla el hecho de que al presentarse una descarga atmosférica directa sobre un conductor de fase, las ondas de corriente que se propagarán a lo largo de la línea provocarán en la mayoría de los casos el flameo de su aislamiento, derivando a tierra parte de la corriente y haciendo que la onda de corriente que llega hasta la subestación sea una onda de corriente reducida. La probabilidad de que una descarga atmosférica golpee al conductor de fase en el vano adyacente a la subestación es muy baja debido a su alto nivel de apantallamiento, de ahí que la onda de corriente deberá pasar por al menos una cadena de aisladores antes de alcanzar la subestación.

Con base en la experiencia práctica se ha establecido que un nivel de protección confiable en sistemas del Rango II se consigue al seleccionar la corriente nominal de descarga bajo los siguientes criterios:

- Para sistemas de tensión más elevada igual o menor a 420 kV, se considera suficiente el uso de pararrayos con una corriente nominal de descarga de 10 kA.
- Para sistemas de tensión más elevada superior a 420 kV, se considera que puede ser necesario el uso de pararrayos de 20 kA.

2.2.1.6. Nivel de protección del pararrayos.

El nivel de protección está asociado con el valor pico de la tensión que aparece entre los terminales del pararrayos durante la circulación de la corriente de descarga, a esta tensión se la denomina tensión residual (V_{res}) o tensión de descarga. Los niveles de protección se especifican para impulsos tipo rayo y tipo maniobra.

El nivel de protección ante un impulso tipo rayo se define como el máximo valor de tensión residual a corriente nominal de descarga y se aplica para la protección de los equipos contra sobretensiones de frente rápido, como es el caso de las sobretensiones por descargas atmosféricas. La eficacia de protección ante tales sobretensiones, es función del tiempo de retraso en el mecanismo de conducción de los varistores.

El fabricante en sus catálogos asocia valores para el nivel de protección a impulsos atmosféricos con cada valor de tensión asignada especificado.

El nivel de protección a un impulso de maniobra se define como el máximo valor de tensión residual a corrientes de impulso de maniobra y se aplica en la protección del equipo contra sobretensiones de frente lento. La Tabla 2.7 muestra las corrientes de impulso de maniobra para las cuales se especifica un nivel de protección.

Tabla 2.7. Corrientes de impulso de maniobra para las que se especifica un nivel de protección [16].

Clase de Pararrayos	Impulsos de corriente de maniobra (kA)
20 kA, clases 4 y 5	0.5 , 1 y 2
10 kA, clase 3	0.25 y 1
10 kA, clases 1 y 2	0.125 y 0.5

En la Tabla 2.8 se exponen valores típicos de las máximas tensiones residuales ante corrientes de prueba tipo rayo y tipo maniobra.

Tabla 2.8. Tensiones residuales para pararrayos de 20 y 10 kA en p.u de la tensión asignada [16].

Tensión asignada (V_r) kV r.m.s	20 kA V_{res} kV (pico) / V_r			10 kA V_{res} kV (pico) / V_r		
	Frente escarpado.	Tipo Rayo.	Tipo Maniobra.	Frente escarpado.	Tipo Rayo.	Tipo Maniobra.
3-29	-	-	-	2.6 – 4.0	2.3 – 3.6	2.0 – 2.9
30-132	2.6 – 3.1	2.3 – 2.8	2.0 – 2.3	2.6 – 3.7	2.3 – 3.3	2.0 – 2.6
144-342	2.6 – 3.1	2.3 – 2.8	2.0 – 2.3	2.6 – 3.7	2.3 – 3.3	2.0 – 2.6
360-756	2.6 – 3.1	2.3 – 2.8	2.0 – 2.3	2.6 – 3.1	2.3 – 2.8	2.0 – 2.3

Nota 1.- Las corrientes de frente escarpado, tipo rayo y tipo maniobra para las que resultan los presentes valores, están definidas según la norma IEC 60099-4.

Nota 2.- El rango de tensiones residuales máximas mostradas son las normalmente disponibles. En donde, los valores inferiores corresponden a pararrayos con una clase de descarga de línea alta, y viceversa.

Se debe tener presente que el nivel de protección de un pararrayos representa una tensión entre sus terminales producto de la circulación de una corriente normalizada de prueba cuyo valor corresponde a la corriente nominal de descarga. Esto significa que la tensión en los terminales del equipo a proteger no es igual al nivel de protección, sino que puede ser considerablemente mayor. Esto se debe principalmente al efecto de reflexión y superposición de las ondas de sobretensión en función de la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo, y a la posibilidad de tener corrientes de descarga mayores que la corriente nominal, aunque esta última es menos probable. Este hecho deberá ser considerado en el proceso de coordinación de aislamiento.

Es importante notar que para un tipo específico de resistor de óxido metálico los valores de tensión de operación permanente, tensión nominal y tensión residual se ajustan a una relación fija, según la curva voltaje – corriente (V-I) del resistor. Esto implica que no se puede disminuir o aumentar alguno de estos valores aisladamente, sin influir sobre los otros. Por ejemplo, el disminuir el valor de nivel de protección implica desplazar la curva V-I hacia abajo y por lo tanto, disminuir también el voltaje de operación permanente y la tensión nominal, lo cual involucra una condición de menor estabilidad en la operación a frecuencia industrial.

Para conseguir bajos niveles de protección sin alterar los valores de la tensión nominal y de operación continua, se deberá tener una relación entre el nivel de protección y la tensión nominal también baja, lo que se traduce en una curva V-I más plana. Esto se consigue físicamente al aumentar la sección de las pastillas de óxido de cinc. Entonces para una tensión nominal dada, se podrá disminuir el nivel de protección bajo la condición de tener resistores de óxido de zinc de mayor diámetro.

Bajo esta premisa, es factible que para una tensión nominal y de operación continua definidas se tenga varios niveles de protección. De hecho el fabricante en sus catálogos especifica varios valores de nivel de protección para un mismo valor de tensión asignada.

2.2.1.7. Clases de descarga de línea.

Se identifica como un número relativo a la capacidad de absorción de energía de los pararrayos de 10 y 20 kA, aplicables para la descarga de líneas de gran longitud. De acuerdo con la norma IEC 60099-4 se definen cinco clases para las que, al incrementar el número de clase se incrementa también la capacidad de absorción de energía del pararrayos, así para los pararrayos de 10 kA se definen las clases de 1 a 3, mientras que para pararrayos de 20 kA se definen las clases 4 y 5.

La energía que el pararrayos debe ser capaz de absorber será la producida por las sobretensiones transitorias que se presenten en la red. A continuación se presentan las expresiones que permiten evaluar la energía a ser absorbida por el pararrayos según el tipo de sobretensión y en función del nivel de protección.

- Cierre y recierre de líneas:

$$W = 2V_{ps} (V_e - V_{ps}) \frac{T_w}{Z} \quad (2.16)$$

Donde:

W es la energía a ser absorbida.

V_{ps} es el nivel de protección del pararrayos al impulso de maniobra (kV).

- V_e es la amplitud de la sobretensión (kV).
 Z es la impedancia característica de la línea (Ω).
 T_w es el tiempo de propagación de la onda a través de la línea, cuyo valor corresponde al cociente entre la longitud de la línea (km) y la velocidad de propagación de la onda en la línea (km/ μ s).

- Maniobra sobre un capacitor:

$$W = \frac{1}{2} C \left[(3V_o)^2 - (\sqrt{2}V_r)^2 \right] \quad (2.17)$$

Donde:

- W es la energía a ser absorbida.
 C es la capacitancia del banco de condensadores.
 V_o es el valor pico entre fase y tierra del voltaje de operación del sistema.
 V_r es la tensión asignada del pararrayos.

- Descargas Atmosféricas:

$$W = \left[2V_f - NV_{pl} \left(1 + \ln \left(2 \frac{V_f}{V_{pl}} \right) \right) \right] \frac{V_{pl} T_l}{Z} \quad (2.18)$$

Donde:

- W es la energía a ser absorbida.
 V_{pl} es el nivel de protección del pararrayos al impulso tipo rayo.
 V_f es la tensión disruptiva de polaridad negativa del aislamiento de la línea.
 Z es la impedancia característica de la línea.
 N es el número de líneas conectadas al pararrayos.
 T_l es la duración equivalente de la corriente de rayo que incluye a la primera y a las subsiguientes descargas. Toma un valor típico de $3 \cdot 10^{-4}$ s.

En la práctica la capacidad de absorción de energía del pararrayos se define únicamente en función de la expresión 2.16. Esto se debe a que las sobretensiones generadas por el cierre y recierre de líneas son las sobretensiones de frente lento más severas en sistemas del Rango II y por lo tanto exigen mayor capacidad de absorción. Criterio que es compartido por el fabricante, quien también considera la expresión 2.16 para éste cálculo [20]. Sin embargo, en caso de que se conozca todos los parámetros que permiten evaluar las expresiones 2.17 y 2.18 es recomendable hacerlo para garantizar que el pararrayos seleccionado cubra también estos requisitos de absorción de energía, caso contrario la expresión 2.16 será suficiente.

Para sistemas del Rango I en dónde la energía debida a operaciones de maniobra es baja, la capacidad de absorción será determinada por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.

Los parámetros de la expresión 2.16 deben ser determinados para el sistema en estudio. No obstante en caso de no tener información específica se puede usar valores típicos según el tipo de sistema.

La Tabla 2.9 muestra valores típicos de impedancia característica en función del voltaje nominal del sistema. La amplitud de la sobretensión se definirá de acuerdo a lo expuesto en 2.1.2.3.1, el nivel de protección del pararrayos se elige de la información otorgada por el fabricante y el tiempo de propagación de la onda se calcula en función de la longitud de la línea y la velocidad de propagación cuyo valor típico es aproximadamente igual a la velocidad del rayo, que a su vez, corresponde a la velocidad de la luz, esto es 0.3 km/ μ s.

Tabla 2.9. Valores típicos de impedancia característica [20].

Tensión Nominal del Sistema. (kV)	Impedancia característica. Z (Ω)
Inferior a 145	450
145 a 345	400
362 a 525	325
765	300

La energía absorbida por el pararrayos será mayor conforme menor sea el nivel de protección del pararrayos.

Una vez calculada la energía que el pararrayos debe ser capaz de absorber, se debe calcular la energía específica, dividiendo la energía a ser absorbida para el valor eficaz de la tensión nominal. Así:

$$W' = \frac{W}{V_r} \left[\frac{kJ}{kV(V_r)} \right] \quad (2.19)$$

El valor resultante para la energía específica calculado a partir de la expresión 2.19, se debe entonces comparar con los valores normalizados mostrados en los catálogos de fabricantes para así seleccionar la clase de descarga de línea correspondiente a un valor de energía específica de al menos el valor calculado.

Por otra parte, las pruebas de descarga de línea según la Norma IEC 60099-4, que un pararrayos especificado para dicha norma debe cumplir, consisten en aplicar al pararrayos impulsos de corriente para simular su descarga, considerando condiciones exigentes de absorción de energía para así cumplir satisfactoriamente con las condiciones reales del sistema. Para esto se considera la expresión 2.20 junto con los parámetros expuestos en la Tabla 2.10. La capacidad de absorción de energía del pararrayos deberá ser mayor o igual que el doble del valor de energía específica calculado en función de la expresión 2.20.

$$W = V_{res} (V_L - V_{res}) \frac{T_{wp}}{Z} \quad (2.20)$$

Donde:

- W energía a ser absorbida (en condiciones de prueba).
- V_{res} mínimo valor de tensión residual a impulsos de maniobra (kV).
- V_L tensión de carga del generador de impulsos.
- Z es la impedancia característica de la línea (Ω).
- T_{wp} tiempo de duración del pico.

Tabla 2.10. Parámetros para la prueba de descarga de línea [16].

Clasificación del Pararrayos.	Aplicación recomendada según el Rango de V_s (kV)	Clase de descarga de Línea.	Impedancia Característica de la Línea. Z (Ω)	Duración del pico. T_{wp} (μ s)	Tensión de Carga. V_L ($kV_{d.c}$)
10 kA	Mayor a 245	1	$4.9 V_r$	2000	$3.2V_r$
	Mayor a 300	2	$2.4 V_r$	2000	$3.2V_r$
	Mayor a 420	3	$1.3 V_r$	2400	$2.8V_r$
20 kA	Mayor a 525	4	$0.8 V_r$	2800	$2.6V_r$
	Mayor a 765	5	$0.5 V_r$	3200	$2.4V_r$

V_L es la tensión de carga usada para la prueba, y es análoga a la sobretensión V_e de la expresión 2.16.

En caso de que la absorción de energía requerida sea mayor que la capacidad de absorción de energía del pararrayos seleccionado, se recomienda elegir una corriente nominal de descarga más elevada, o una clase de descarga de línea superior. Otra opción es aumentar la tensión nominal del pararrayos tomando en cuenta que se respeten los niveles de protección adecuados.

2.2.1.8. Clase de alivio de presión.

Se refiere a la capacidad de corriente de cortocircuito del pararrayos, es decir, a la capacidad de soportar corrientes de falla internas sin producir la explosión violenta de su revestimiento o cubierta, ya que esto podría ocasionar daños a los equipos circundantes o daños personales. Por lo tanto, el criterio para la especificación de un pararrayos será seleccionar una clase de limitador de presión mayor o igual a la máxima corriente de falla que se pueda presentar.

A pesar de que en la práctica el tener una corriente de corto circuito circulando a través del pararrayos es un evento muy poco probable, los descargadores cuyo revestimiento es factible de explotar cuentan con dispositivos de alivio de presión cuyo objetivo es trasladar la descarga interna, producto de la corriente de falla, hacia la parte externa del pararrayos para liberar al revestimiento de la alta presión que los gases ionizados producto de la descarga ejercen sobre él, evitando así su violenta explosión. Los dispositivos de alivio de presión consisten de diafragmas que permiten evacuar los gases ionizados del interior del pararrayos. La Figura 2.20 muestra el diafragma como parte del sistema de sellado y el proceso de alivio de presión en un pararrayos. Existe pararrayos cuyo revestimiento es de tipo polimérico y se encuentra colocado

directamente sobre la columna de resistores haciendo nulo el riesgo de explosión, en este caso el revestimiento se rasga con facilidad para permitir la salida de la descarga al exterior haciendo innecesario el sistema de sellado y de alivio de presión.

En cualquiera de los casos, posterior a un evento de esta naturaleza es necesario sustituir al pararrayos.

Dado que no todos los pararrayos cuentan con un dispositivo de alivio de presión, la denominación de “clase de alivio de presión” se ha visto remplazada por la de “capacidad de corto circuito” del pararrayos.

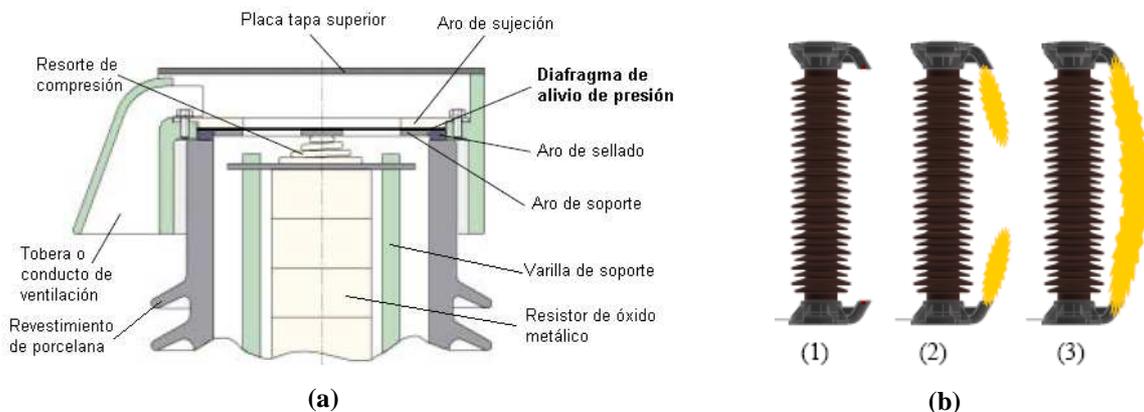


Figura 2.20. (a) Sistema de sellado y alivio de presión de un pararrayos con revestimiento de porcelana [15]. (b) Proceso de alivio de presión [21], (1) Pararrayos sano, (2) Pararrayos con falla interna, el dispositivo de alivio de presión empieza la evacuación de los gases ionizados, (3) El arco interno se traslada hacia el exterior para evitar la explosión.

2.2.2. CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO.

Los pararrayos especificados bajo la Norma IEC60099-4 cumplen con las siguientes condiciones normales de funcionamiento:

- Temperatura ambiente de entre -40°C y $+40^{\circ}\text{C}$
- Radiación solar máxima: 1.1 kW/m^2
- Altura no mayor a 1000 msnm.
- Frecuencia de la fuente de alimentación entre 48 y 62 Hz.
- La tensión de frecuencia industrial aplicada continuamente entre los terminales del pararrayos no debe superar a la tensión de operación continua del mismo.
- Condiciones mecánicas (bajo consideración, verificar con el fabricante).

- Condiciones de contaminación (La norma no ha definido aún requisitos).
- Velocidad del viento menor a 34 m/s.
- Montaje vertical.

Por lo tanto durante la selección del pararrayos, es necesario verificar que se cumpla con las condiciones antes descritas. En caso de no cumplir con alguna de estas condiciones, se deberá solicitar al fabricante un pararrayos apropiado para operar bajo las condiciones reales al sitio de instalación. En la práctica es común que el fabricante supere los requisitos de la norma en sus modelos estándares.

2.2.3. PRINCIPIOS DE SELECCIÓN Y APLICACIÓN DEL PARARRAYOS.

El criterio general para la selección de un pararrayos es analizar y contrastar las características del descargador con los requerimientos del sistema en estudio. Las características a ser analizadas se han dividido en dos grandes grupos que son:

- Las características eléctricas.
- Las características mecánicas y medioambientales.

2.2.3.1. Características eléctricas.

Las características eléctricas corresponden con las características descritas en la sección anterior. La Figura 2.21 muestra la relación que debe existir entre los parámetros del sistema frente a los parámetros del pararrayos. Se puede observar que el voltaje de operación continua del pararrayos (V_c) debe ser mayor que la tensión máxima del sistema (V_s), que el pararrayos debe ser capaz de soportar las sobretensiones temporales que se puedan presentar y que los niveles de protección del pararrayos frente a descargas atmosféricas y de maniobra (V_{pl} y V_{ps}) sean inferiores a los niveles de aislamiento respectivos (V_{wl} y V_{ws}).

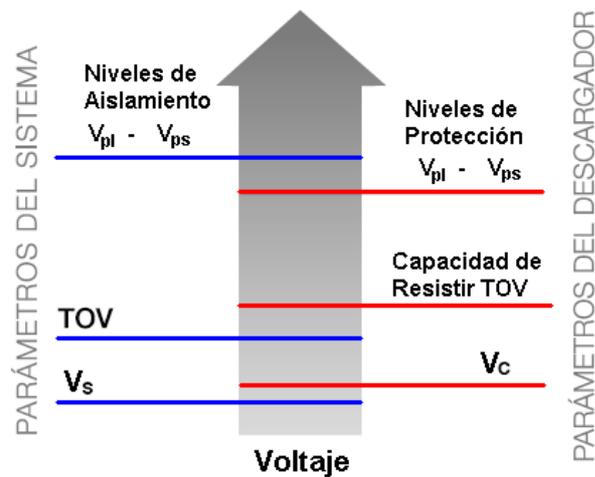


Figura 2.21. Características que debe cumplir el pararrayos frente a las características del sistema [18].

A continuación, y en base a todos los criterios expuestos anteriormente se describe el procedimiento recomendado para la selección del pararrayos, procedimiento que se ilustra mediante el diagrama de flujo de la Figura 2.22.

1. Determinar el voltaje de operación continua del pararrayos en función de la tensión más elevada del sistema.
2. Determinar la tensión asignada o nominal (V_r) en función de las sobretensiones temporales del sistema.
3. Estimar la magnitud de las corrientes de descarga de rayo que se prevé atravesarán al pararrayos así como los requerimientos de descarga de línea para proceder a seleccionar la corriente nominal de descarga.
4. Determinar las características de capacidad de absorción de energía y clase de descarga de línea.
5. Seleccionar la clase de limitador de presión en función de la corriente de falla esperada.
6. Seleccionar un pararrayos que satisfaga con los requerimientos hasta aquí analizados.
7. Determinar y seleccionar las características de protección del pararrayos ante impulsos tipo rayo y tipo maniobra.
8. Ubicar al pararrayos tan cerca como sea posible del equipo a ser protegido.

9. Determinar la tensión soportada de coordinación a impulsos de maniobra, tomando en cuenta las sobretensiones de frente lento representativas.
10. Determinar la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo rayo, tomando en cuenta:
 - La sobretensión por descarga atmosférica incidente representativa determinada por el comportamiento de la línea conectada al pararrayos frente a la descarga atmosférica y una tasa de falla aceptable para el equipo protegido.
 - La configuración de la subestación.
 - La distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger.
11. Determinar los niveles de aislamiento estandarizados.
12. En caso de que se desee que el nivel de aislamiento estandarizado del equipo sea inferior que el obtenido, se recomienda considerar opciones tales como: la elección de un voltaje de operación continua menor, una tensión asignada menor, una corriente nominal de descarga mayor y una clase de descarga de línea mayor que las originalmente obtenidas, sin perder de vista que una tensión asignada inferior puede disminuir la confiabilidad del pararrayos. Otra opción es reducir la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger.

Los puntos del 9 al 12 de este procedimiento son a su vez una parte del procedimiento de coordinación de aislamiento que se analizará más adelante con mayor detalle, sin embargo, en esta sección se presentan algunos criterios referentes a los puntos 9 y 10.

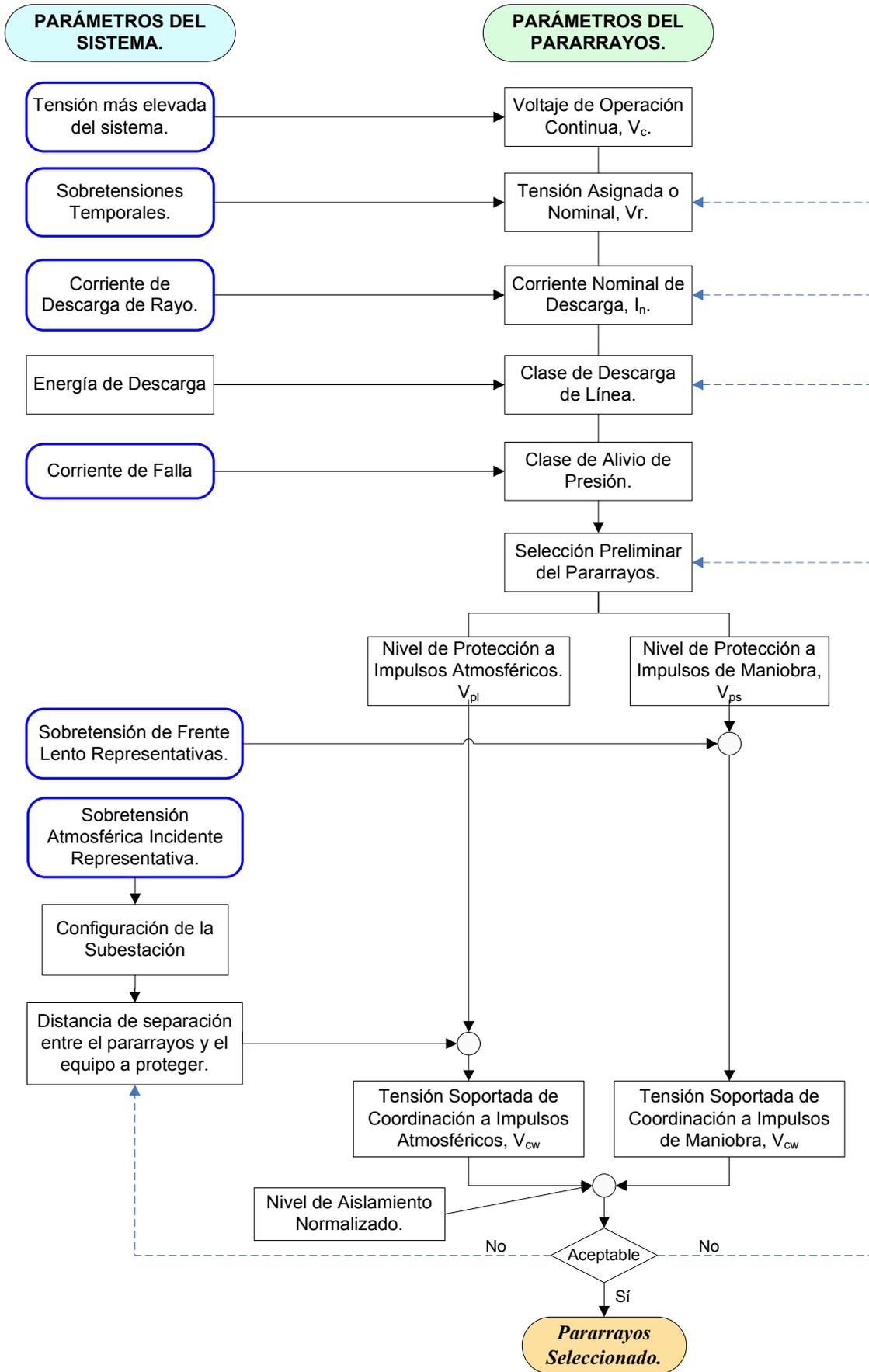


Figura 2.22. Diagrama de flujo para la selección de un pararrayos. [17]

2.2.3.1.1. Protección contra sobretensiones temporales.

En la práctica los pararrayos no limitan sobretensiones temporales, por lo que no se consideran dentro de las características de protección. Salvo casos especiales, como es el de sobretensiones temporales por resonancia, que ameritan el uso de pararrayos para limitar e incluso prevenir la sobretensión. Bajo estas circunstancias se debe tener cuidado con la capacidad de absorción de energía térmica para no sobrecargar al descargador.

2.2.3.1.2. Protección contra sobretensiones de frente lento.

Esta consideración es únicamente relevante en sistemas del Rango II puesto que para sistemas de voltaje inferior el nivel de aislamiento del equipo es lo suficientemente alto como para hacer innecesaria la protección contra las sobretensiones de frente lento.

Los pararrayos de óxido metálico sin explosores son apropiados para la protección de sobretensiones de frente lento debidas a energización y recierre de líneas o a la conmutación de corrientes inductivas o capacitivas, mas no así para las sobretensiones originadas por fallas o despeje de fallas a tierra, debido a que éstas tienen amplitudes inferiores al nivel de protección. El pararrayos limita la sobretensión fase – tierra a un valor de aproximadamente el doble del valor eficaz de su tensión nominal.

Para la protección contra sobretensiones de frente lento, el conocer con exactitud la amplitud de la corriente a través del pararrayos no es de crucial importancia debido a la extrema no linealidad de los resistores de óxido metálico. Es así que para sobretensiones debidas a energización o recierre de líneas, se producen corrientes de descarga de entre 0.5 kA a 2 kA de amplitud a través del pararrayos.

Otro factor que no tiene influencia en la protección contra estas sobretensiones es el frente escarpado en las ondas viajeras, lo cual implica que la distancia de separación entre el pararrayos y los equipos dentro de la subestación tampoco se tome en cuenta. Por lo tanto, la tensión que aparece en los bornes del equipo se considera igual a la tensión limitada en los bornes del pararrayos, es decir, el valor asumido como máximo para la sobretensión representativa de

frente lento, para un equipo dentro de la subestación, será igual al nivel de protección a impulsos de maniobra del pararrayos.

Para sobretensiones fase – fase el valor de sobretensión representativo puede considerarse mayor que el doble del nivel de protección, en el caso de no tener pararrayos conectados entre fases.

El nivel de protección del pararrayos relacionado con la amplitud de la sobretensión de frente lento servirá para definir el nivel de aislamiento. Esta relación se detallará en el proceso de coordinación de aislamiento a tratarse en el siguiente capítulo.

2.2.3.1.3. Protección contra sobretensiones de frente rápido.

Debido a la alta tasa de crecimiento de la pendiente del frente de onda de estas sobretensiones, los efectos de propagación de la onda entre el pararrayos y el equipo a proteger deben ser tomados en cuenta y la distancia de separación entre ellos juega ahora un papel importante. Como regla general, ocurre que el voltaje en el equipo protegido es mayor que la tensión residual del pararrayos. Es por esto que se recomienda reducir al mínimo posible la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo con mayor prioridad de protección, más aún en el caso de no tener instalados cables de guarda. Es posible proteger a más de un equipo con un mismo pararrayos siempre y cuando se limite la pendiente de la sobretensión, ya que con esto se consigue tener corrientes de descarga y tensiones residuales menores. Esta condición se presenta al tener un apantallamiento confiable tanto de la subestación así como de las líneas asociadas a ella.

Las tensiones que entran a la subestación provenientes de líneas protegidas con cables de guarda tienen amplitudes y pendientes de frente de onda menores que aquellas que provienen de líneas sin apantallamiento. Por esta razón en líneas apantalladas es factible tener mayores distancias de separación entre los pararrayos y el aislamiento a ser protegido, caso contrario es necesario reducir al máximo tales distancias. Para el caso de una única línea aérea protegida por cable de guarda, un juego de pararrayos puede colocarse en un

punto que permita la protección de todos los equipos, dando preferencia al transformador. En caso de tener varias líneas aéreas no apantalladas entrando a la subestación, la amplitud y pendiente de las ondas de sobretensión incidentes se disminuyen por efecto de división de la onda, no obstante su frecuencia de aparición aumenta. Para proveer una protección suplementaria, se puede instalar pararrayos a las entradas de línea.

Debido a que la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger debe considerarse, existe dos alternativas para la aplicación del pararrayos en la protección del equipo contra sobretensiones de frente rápido o tipo rayo, estas son:

- a) Determinar la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo rayo, teniendo como datos: el nivel de protección y la distancia de separación del pararrayos.
- b) Determinar la zona de protección del pararrayos, es decir, la máxima distancia de separación para la cual se cumpla con los requerimientos de coordinación de aislamiento, teniendo como datos: el nivel de protección del pararrayos y la tensión soportada de coordinación, misma que se obtiene al dividir el valor de placa del equipo para 1.15 (a nivel del mar).

Puesto que la tensión soportada de coordinación forma parte del procedimiento para definir el nivel de aislamiento de los equipos, es necesario calcularla usando los criterios de la opción (a). Partiendo de la asunción que la distancia de separación del pararrayos ha sido previamente definida. Esto se puede hacer en base de subestaciones existentes que sirvan de modelo.

2.2.3.2. Características mecánicas.

Dentro de las características mecánicas del pararrayos se considera las características del revestimiento, la resistencia mecánica y el comportamiento ante sismos.

2.2.3.2.1. Revestimiento.

Es importante considerar el tipo y características del revestimiento del pararrayos, ya que éste debe ser el adecuado para proteger a la columna de resistores de óxido metálico del ambiente exterior y para proveer una distancia de fuga adecuada.

Con el fin de garantizar que el revestimiento cumpla con su función, de acuerdo a las pruebas descritas en la Norma IEC 60099-4, este debe soportar las tensiones mostradas en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11. Pruebas y tensiones soportadas para el revestimiento de pararrayos [16].

	$I_n = 10 \text{ kA y } 20 \text{ kA}$		$I_n \leq 5 \text{ kA y pararrayos para elevadas corrientes de rayos.}$
	$V_r \geq 200 \text{ kV}$	$V_r < 200 \text{ kV}$	$(1 \text{ kV} \leq V_s \leq 52 \text{ kV})$
Prueba con impulsos tipo rayo.	1.3 * nivel de protección a impulso tipo rayo ¹ .		
Prueba con impulsos tipo maniobra.	1.25 * nivel de protección a impulso tipo maniobra ² .	-	-
Pruebas con tensión de frecuencia industrial (duración = 1 min)	-	1.06 * nivel de protección a impulso tipo maniobra.	0.88 * nivel de protección a impulso tipo rayo.
<p>Nota.- se considera que los factores de 1.3 y 1.25 aplicado a los niveles de protección a impulsos tipo rayo y tipo maniobra respectivamente cubren variaciones en las condiciones medioambientales (altura de hasta 1000 m) y corrientes de descarga superiores al valor nominal.</p> <p>1 Para alturas superiores a los 1000 msnm, se recomienda adicionar un 10% por cada 1000 m [20].</p> <p>2 Para alturas superiores a los 1000 msnm, se recomienda adicionar un 13% por cada 1000 m [20].</p>			

De la Tabla 2.11 se puede notar que las tensiones de prueba que debe poder soportar el revestimiento del pararrayos en sistemas del Rango II son superiores en un porcentaje dado (25% o 30 % hasta 1000 msnm) a su respectivo nivel de protección. Estos porcentajes son los suficientes para garantizar que la descarga a tierra ocurra internamente a través del pararrayos sin que se forme una descarga por aire o contorneo en el revestimiento. Bajo este criterio se puede afirmar que las pastillas de óxido de zinc del pararrayos están debidamente protegidas.

A su vez, si se compara las tensiones de prueba resultantes a partir de la Tabla 2.11 con los niveles de aislamiento del resto de los equipos de la subestación, se observará que en todos los casos, los valores de las tensiones

soportadas por el aislamiento del pararrayos, serán menores en aproximadamente un 25% a los niveles de aislamiento del resto del equipo. Esta diferencia se justifica debido a que el revestimiento del pararrayos es el aislamiento mejor protegido dentro de la subestación, ya que sobre él no aparecerán tensiones superiores a la caída de tensión sobre los resistores de óxido metálico durante la descarga, es decir, el factor de distancia de separación no tiene influencia. De aquí que, los valores calculados según la Tabla 2.11 son los suficientes para garantizar la no ocurrencia de un contorneo en el aislamiento del descargador. En caso de seleccionar tensiones soportadas mayores, por ejemplo, tensiones soportadas iguales a las del resto del equipo se tendrán pararrayos con revestimientos innecesariamente grandes y costosos. Por esta razón el revestimiento del pararrayos solo debe tener las dimensiones físicas que impidan la descarga por aire o contorneo. Sin embargo, de acuerdo al nivel de contaminación del sitio de instalación del pararrayos sus dimensiones físicas pueden cambiar en función de la distancia de fuga externa.

Comportamiento y Resistencia del Revestimiento a la Contaminación.- un exceso de contaminación sobre el revestimiento del pararrayos puede ocasionar: descargas disruptivas entre sus terminales, incremento de temperatura en los resistores y disturbios en la distribución de voltaje sobre el revestimiento, esto a su vez, provoca descargas parciales internas que pueden dañar los resistores u otros elementos. Por lo tanto es necesario seleccionar un pararrayos que soporte el nivel de contaminación al sitio de ubicación sin desatar ninguno de los efectos antes mencionados.

Debido a que el grado de contaminación influye en la aparición de contorneos externos, influye también sobre la distancia de fuga externa del pararrayos, y por lo tanto en sus dimensiones físicas. Así, es necesario aumentar la distancia de fuga ante la presencia de contaminación debido a que en estas condiciones se aumenta el riesgo de contorneo.

De acuerdo a las normas IEC se han establecido cuatro niveles cualitativos de contaminación. La Tabla 2.12 muestra una descripción de los entornos típicos

asociados a cada nivel de polución y las distancias de fuga necesarias para soportar la contaminación en cada uno.

Tabla 2.12. Distancias de fuga recomendadas [7]

Nivel de Polución	Ejemplos de entornos ambientales típicos	Mínima Distancia de Fuga Nominal mm/kV ¹
I Ligera	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas libres de industria y con la baja densidad de casas equipadas con plantas de calefacción. - Áreas con la baja densidad de industrias o de casas pero sujeta a los vientos frecuentes y/o lluvia. - Áreas agrícolas en las que se fumigue con fertilizantes o se quemé residuos aumentando la contaminación por dispersión del viento. - Áreas montañosas. - Todas estas áreas deberán estar situadas por lo menos de 10 kilómetros a 20 kilómetros del mar y no estar expuestas en forma directa a brisas marinas. 	16
II Media	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias sin producción de humo contaminante y/o con una densidad media de casas equipadas de plantas de calefacción. - Áreas con la alta densidad de casas y/o industrias pero con vientos y/o lluvias frecuentes. - Áreas expuestas a brisas marinas pero no tan cercanas a la costa (al menos a varios kilómetros de distancia) ³ 	20
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que produzcan contaminación. - Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos marinos 	25
IV Muy Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas de extensión moderada, expuestas a polvo de características conductivas y a humo industrial con presencia de partículas conductivas gruesas. - Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa, expuestas a la espuma del mar o a vientos marinos excesivamente fuertes. - Áreas desérticas, caracterizadas por carencia de lluvia durante largos períodos de tiempo, expuestas a vientos fuertes que acarrear arena y sal, y sujetadas a la condensación regular. 	31
<p>Nota.- esta tabla aplica únicamente para revestimientos de vidrio o porcelana y no incluye algunas condiciones ambientales tales como: nieve y hielo con alto grado de contaminación, lluvias fuertes, zonas desérticas, entre otras.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las distancias de fuga mínimas en aisladores entre fase y tierra se relacionan con el voltaje fase-fase más alto del sistema. 2. Las distancias al mar dependen de la topografía del área costera y de condiciones extremas del viento. 		

Sin embargo, para condiciones normales de funcionamiento se recomienda el uso de pararrayos que soporten un nivel de contaminación tipo II.

En ambientes con alto grado de contaminación en los que se requiera distancias de fuga mayores a 31 mm/kV se deberá acordar con el fabricante la elaboración del descargador adecuado. Bajo estas circunstancias, se debe

también considerar el engrasar o lavar los revestimientos del pararrayos periódicamente y bajo tensión. Las normas IEC no han establecido aún procedimientos de prueba respecto de estas condiciones de operación.

En general el aislamiento deberá ser capaz de soportar la tensión más elevada del sistema en forma continua bajo condiciones de contaminación con baja probabilidad de contorneos.

La distancia de fuga seleccionada para los pararrayos se aplica también para el resto del equipo de la subestación.

2.2.3.2.2. Resistencia mecánica.

El pararrayos debe resistir los esfuerzos mecánicos estáticos y dinámicos especificados por el fabricante. Es así que la norma [16] define el procedimiento de prueba para esfuerzos dinámicos como es el caso del momento de flexión.

Los esfuerzos estáticos por lo general no causan mayor inconveniente a los pararrayos, y se pueden reducir significativamente con el uso de conductores y abrazaderas livianas y de menor sección, esta opción es válida debido a que el pararrayos no conduce altas corrientes en forma continua.

Los esfuerzos dinámicos en pararrayos están representados por el momento de flexión, que es aquel que se produce en la base del pararrayos como resultado de la suma vectorial de las cargas dinámicas que le afectan en sentido perpendicular al eje, como por ejemplo, la carga del conductor de línea, la carga del viento y el peso del pararrayos. De estos, el momento más significativo es el causado por el viento, ya que los otros factores son controlables, así la carga del conductor de línea se evita al tener el conductor de línea conectado al pararrayos lo más corto posible sin exceder el momento de flexión definido por el fabricante. En función de la Figura 2.23 y de la expresión 2.21 se puede calcular el momento de flexión debido al viento.

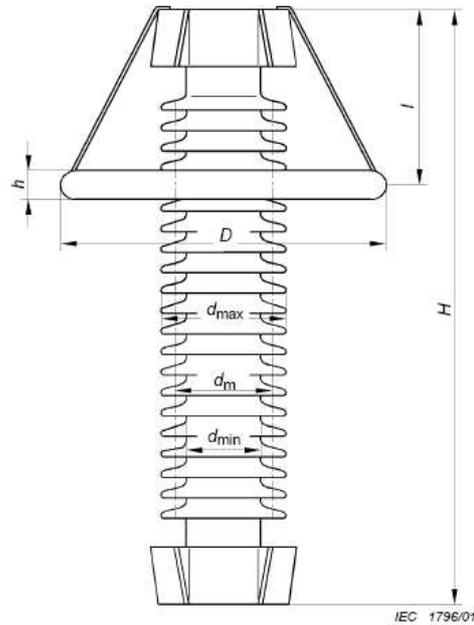


Figura 2.23. Dimensiones del pararrayos [16]

$$M_w = \left(P \times H \times d_m \times C \times \frac{H}{2} \right) + (P \times D \times h \times (H - l)) \quad (2.21)$$

Donde:

P presión dinámica del viento (N/m^2) y está definida por:

$$P = \left(\frac{P_1}{2} \right) \times v^2 \quad (2.22)$$

P_1 densidad del aire a 1.013 bar y 0°C ; igual a 1.29 kg/m^3 .

d_m valor medio del diámetro del revestimiento y se define como:

$$d_m = \frac{(d_{\text{máx}} + d_{\text{mín}})}{2} \quad (2.23)$$

M_w momento de flexión causado por el viento.

H longitud del pararrayos.

h grosor del anillo de distribución de potencial.

D diámetro del anillo de distribución de potencial.

l distancia entre el anillo de distribución de potencial y la parte superior.

C coeficiente de resistencia de las partes cilíndricas. Igual a 0.8.

v velocidad del viento (m/s).

La Figura 2.24 muestra la definición de los esfuerzos mecánicos, tanto para revestimientos de porcelana así como de polímero, como porcentaje del máximo esfuerzo dinámico admisible en servicio. Se puede observar que los revestimientos de porcelana permiten un esfuerzo estático de tan sólo el 40% de su esfuerzo dinámico, esto se debe a la fragilidad de la porcelana. Se tiene también un margen del 20% de seguridad respecto del valor medio del esfuerzo de ruptura.

Los revestimientos de polímero, en comparación con los de porcelana, se deforman visiblemente bajo influencia de fuerzas mecánicas, de ahí que un daño mecánico visible o una deformación permanente pueden aparecer al someter al pararrayos de revestimiento polimérico a esfuerzos mecánicos mayores al esfuerzo máximo admisible de servicio.

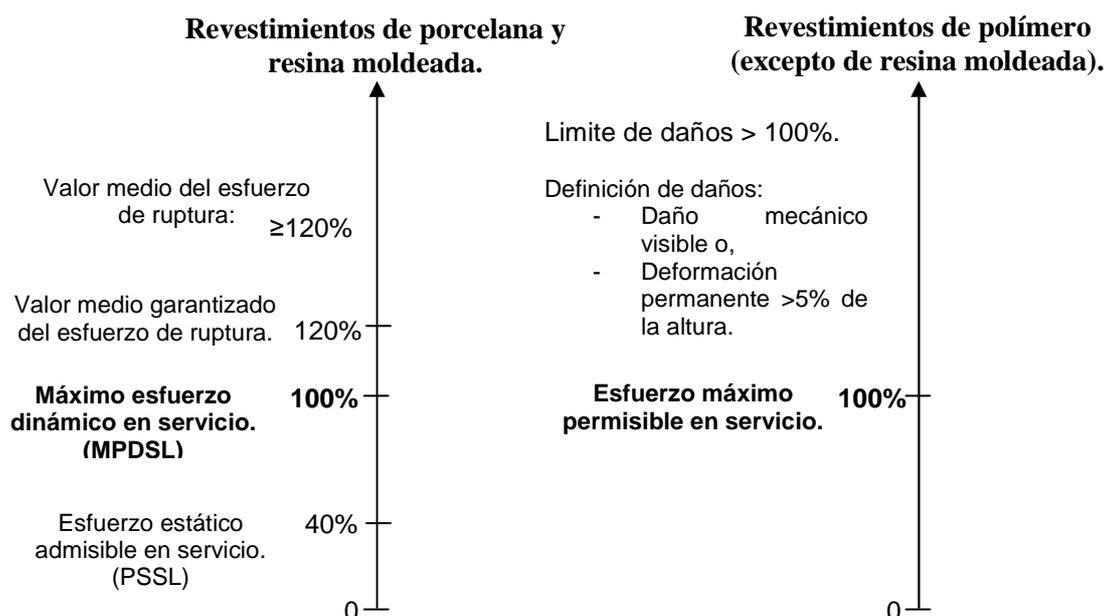


Figura 2.24. Definición de cargas mecánicas en revestimientos de porcelana y poliméricos [16].

2.2.3.2.3. Comportamiento ante sismos.

Tanto en la selección del pararrayos, como del resto del equipo de la subestación, se debe considerar el riesgo de sismos en la zona. En caso de presentarse requerimientos sísmicos, el fabricante deberá realizar las pruebas pertinentes para garantizar que el equipo resista las exigencias solicitadas por el

comprador. Como resultado se puede tener mayores requerimientos mecánicos que los seleccionados de acuerdo al ítem anterior.

Una vez cumplidos tanto los requerimientos eléctricos como mecánicos, la selección del pararrayos entre las diferentes posibles opciones, que no proporcionan el mismo grado de protección, dependerá de la importancia del equipo a ser protegido y se seleccionará desde el punto de vista de coordinación de aislamiento, que es el tema que se desarrolla a continuación.

CAPÍTULO III

CRITERIOS Y PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

La coordinación del aislamiento tiene por objeto determinar las características de aislamiento necesarias y suficientes de los equipos de las redes eléctricas y en este caso específico de las subestaciones, para garantizar que el nivel de tensión soportada por el aislamiento del equipo sea mayor que la tensión que pueda aparecer como resultado de una sobretensión transitoria, una vez que esta ha sido limitada por el dispositivo de protección o pararrayos. Tomando en cuenta las condiciones medioambientales y de ubicación de la subestación. Es decir, la coordinación de aislamiento consiste en relacionar las sobretensiones que puedan aparecer en el sistema y los niveles de protección de los pararrayos con los niveles de aislamiento del equipo.

La tensión soportada se define como el valor de tensión de prueba para el cual el aislamiento, bajo condiciones especificadas, soporta un cierto número de descargas disruptivas sin presentar falla [14]. Los valores estandarizados de tensión soportada varían según el tipo de sobretensión aplicada, es así que para sistemas del Rango I se especifican tensiones soportadas de corta duración a frecuencia industrial y a sobretensiones atmosféricas. Mientras que para sistemas del Rango II se especifican tensiones soportadas a sobretensiones atmosféricas y a sobretensiones de maniobra, siendo estas últimas las de mayor importancia para este rango.

La Figura 3.1 muestra mediante una curva voltaje-tiempo los criterios generales para la coordinación de aislamiento aplicable en forma individual para cada equipo. En la parte superior de la figura se ubican las tensiones tipo impulso, mientras que en la parte inferior se sitúan las curvas de tensión a frecuencia industrial, en el orden correcto para coordinación. Esta figura es congruente con la

Figura 2.17 del Capítulo II, en donde se muestra de manera general la relación entre las sobretensiones, nivel de protección del pararrayos y nivel de aislamiento del equipo.

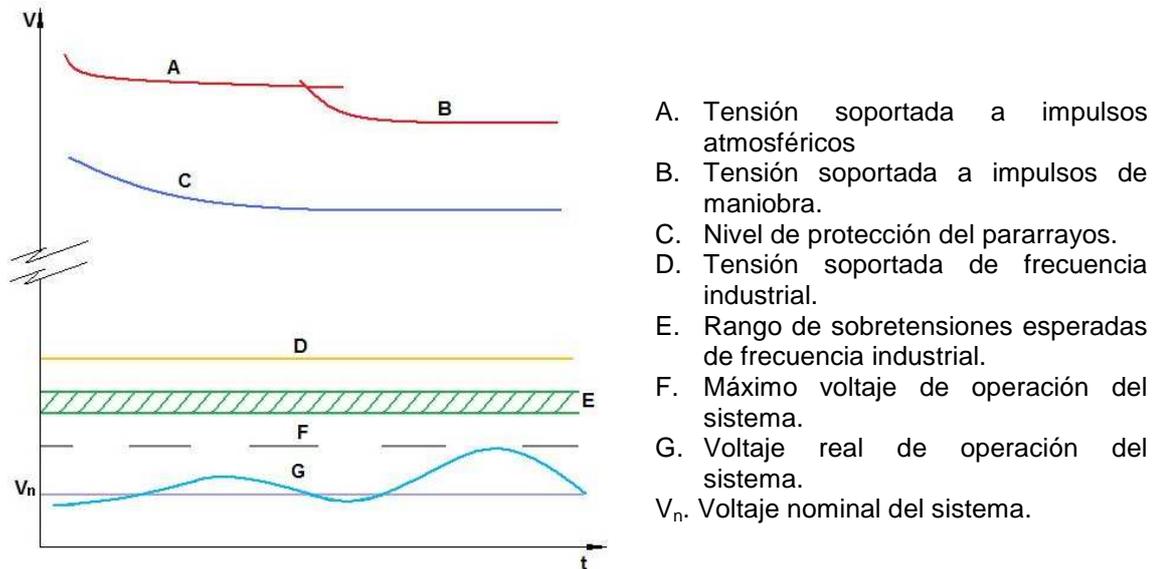


Figura 3.1. Esquema general de coordinación de aislamiento individual [22]

En resumen, las tensiones soportadas del equipo deben ser para todos los casos mayores a las tensiones que puedan presentarse.

Al analizar el nivel de aislamiento, se debe hacer una distinción entre aislamiento externo y aislamiento interno. El aislamiento externo se refiere a las superficies aislantes directamente expuestas al medioambiente y que por lo tanto se ven afectadas por factores tales como: la altura sobre el nivel del mar, humedad y contaminación. El aislamiento interno al no estar en contacto con el ambiente exterior está protegido contra factores atmosféricos y medioambientales, razón por la que, tales factores no influyen sobre este aislamiento.

Cabe además hacer una distinción entre el aislamiento autorecuperable y el no autorecuperable, en función a su respuesta ante pruebas dieléctricas. Así, se considera como aislamiento autorecuperable a aquel que recupera totalmente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva causada por el voltaje de prueba, por lo general a este tipo de aislamiento corresponden los

aislamientos externos. Mientras que se define como aislamiento no autorecuperable a aquel que pierde total o parcialmente sus propiedades aislantes luego de una descarga disruptiva producto de un voltaje de prueba, por lo general a este tipo de aislamiento corresponden los aislamientos internos.

Para el presente estudio, se considerará que un aislamiento externo es autorecuperable y que uno interno es no autorecuperable.

Como parte de la coordinación de aislamiento se considerará el criterio de brindar mayor protección al equipo más importante del sistema, que en el caso de subestaciones corresponde al transformador de potencia. Para este efecto se dispone de pararrayos exclusivos para su protección. Para el resto del equipo, si bien no se tiene pararrayos dedicados a cada uno de ellos, se deberá verificar que entren dentro de la zona de protección de los pararrayos existentes. Además, en caso de tener reactores en la subestación, el uso de pararrayos exclusivos para su protección se deberá definir con estudios y simulaciones apropiados, caso contrario, se deberá verificar que estén dentro de la zona de protección de los pararrayos de línea.

La Figura 3.2 muestra los criterios generales para la coordinación de aislamiento aplicable a una subestación, en donde se toma como referencia el nivel de aislamiento del transformador, que es el equipo mejor protegido. Luego, el nivel de aislamiento del resto del equipo es superior al del transformador ya que estos aislamientos no se encuentran directamente protegidos por el pararrayos. Para la línea asociada a la subestación se considera dos niveles de aislamiento, un valor mayor que corresponde al de la línea propiamente dicha y que considera al tramo de línea lejano a la subestación y un valor menor para el tramo a la entrada de la subestación, esto con el fin de que las ondas de impulso se descarguen a tierra antes de llegar a la subestación. El nivel de protección del pararrayos es siempre menor que el nivel del aislamiento de cualquiera de los equipos así como del aislamiento de la línea. Finalmente el nivel de aislamiento entre fases es mayor al nivel de aislamiento fase tierra.

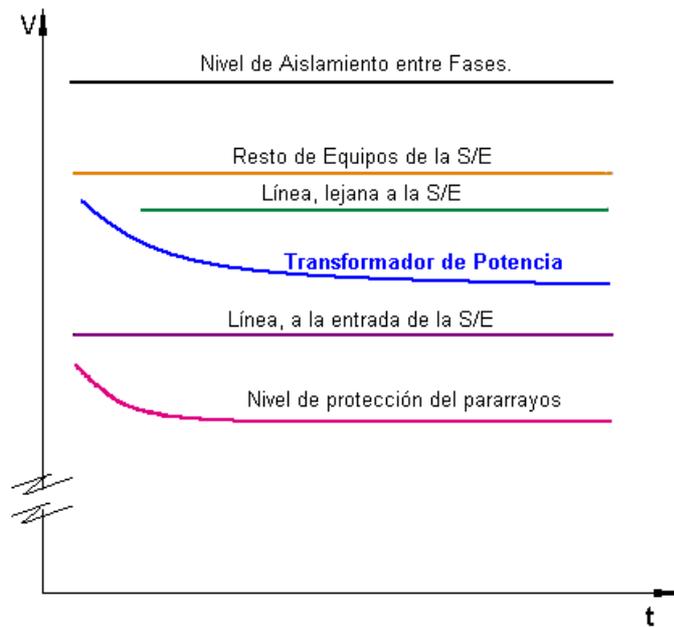


Figura 3.2. Esquema general de coordinación de aislamiento para una subestación. [22]

3.1. PROCEDIMIENTO PARA DEFINIR LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO [7].

La selección de las tensiones soportadas normalizadas para cada uno de los equipos de la subestación es el resultado de aplicar una serie de pasos que permiten definir tales valores. La presente sección tiene por objeto definir el procedimiento aplicable para determinar el nivel de aislamiento en subestaciones con niveles de voltaje correspondientes al Rango II.

Existe dos opciones para la determinación de los niveles de aislamiento frente a eventos de sobretensiones transitorias: un método determinista o convencional y otro estadístico.

El método determinista se aplica cuando no existe información estadística obtenida de pruebas o simulaciones. El criterio del método determinista es totalmente conservador debido a que considera la no existencia de descargas disruptivas al aplicar tensiones de prueba en ensayos de voltajes soportados, esto es, una probabilidad del 100 % de soportar las tensiones de prueba aplicadas. Sin embargo, al aplicar este método no se toma como referencia a las posibles tasas de falla del equipo.

El método estadístico se basa en análisis probabilísticos, esto es, en análisis de sobretensiones mediante distribuciones de probabilidad según su origen y frecuencia de ocurrencia junto con la probabilidad de descarga en el aislamiento. Además, el método estadístico permite determinar el riesgo de falla combinando simultáneamente los cálculos de sobretensiones y de probabilidad de descarga, usando por ejemplo, métodos de Monte Carlo.

Con la información producto de un estudio estadístico de coordinación de aislamiento se podría pensar en hacer un estudio de optimización del aislamiento, relacionando el costo de la energía no suministrada con el tipo de falla. En la práctica estos estudios no se implementan por la dificultad que implicaría el evaluar las consecuencias de las fallas de aislamiento para los diferentes estados de operación de la red y por la incertidumbre para definir los costos de la energía no suministrada. De aquí que, es preferible sobredimensionar el sistema de aislamiento que optimizarlo.

En conclusión el método estadístico de coordinación de aislamiento, a diferencia del determinista, permite estimar la tasa de falla en función de los factores de diseño usando metodologías más complicadas y estudios más elaborados.

Muchos de los procedimientos aplicados, sin embargo, son una mezcla de ambas metodologías. Por ejemplo, algunos factores usados en el método determinista se han derivado de experiencias estadísticas y algunas consideraciones estadísticas se pueden omitir en el método estadístico haciendo en ambos casos una metodología híbrida.

A continuación, la Figura 3.3 muestra un diagrama de flujo en donde se resume el procedimiento a ser aplicado para la determinación de los niveles de aislamiento interno y externo.

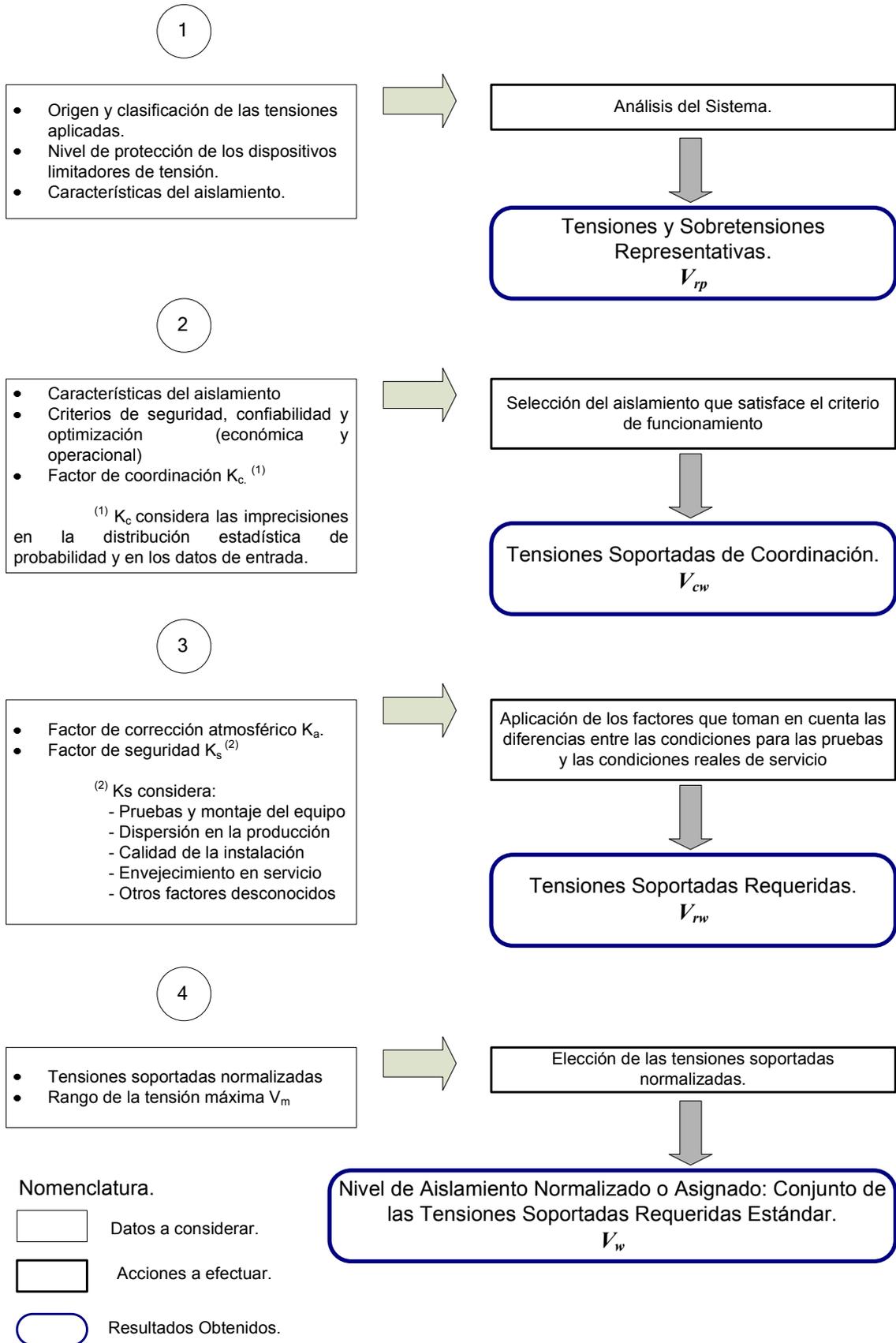


Figura 3.3. Procedimiento para la determinación de nivel de aislamiento estándar. [14]

3.1.1. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES Y SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS.

En las secciones 2.1 y 2.2 se ha desarrollado el estudio correspondiente al tipo y características de las sobretensiones que pueden aparecer en un sistema y del pararrayos como dispositivo de protección ante tales eventos. En este punto se definirán las sobretensiones a ser consideradas para el procedimiento de coordinación de aislamiento, en base a criterios técnicos y a los resultados del estudio que previamente debe ser realizado al sistema.

Para cada clase de sobretensión, se debe especificar una sobretensión representativa con su respectiva amplitud, forma y duración. Dicha sobretensión se puede definir con cualquiera de las siguientes opciones:

- Un valor asumido de la máxima sobretensión (selección en función de valores característicos de acuerdo al tipo de sistema).
- Conjunto de valores pico (simulaciones).
- Distribución estadística de los valores pico.

A menos que los estudios del sistema en particular demuestren lo contrario, las sobretensiones representativas se especificarán en función de los criterios definidos en el Capítulo 2. A continuación se describe cada una de estas sobretensiones.

3.1.1.1. Sobretensión temporal representativa V_{rp} .

Es la sobretensión de amplitud r.m.s igual al máximo valor asumido o determinado de entre las sobretensiones de esta clase y cuya forma de onda se considera debe corresponder a una onda estandarizada de tensión de corta duración a frecuencia industrial, es decir 1 minuto y 60 Hz.

Por lo general los valores más elevados de sobretensiones temporales están asociados con eventos de rechazo de carga principalmente en líneas de gran longitud, haciendo que la sobretensión temporal representativa corresponda a este tipo de evento.

Para sistemas del Rango II en los que únicamente se especifica tensiones soportadas a impulsos tipo rayo y tipo maniobra, será necesario convertir las tensiones soportadas asociadas a sobretensiones temporales de frecuencia industrial a una tensión soportada a impulsos de maniobra equivalente.

3.1.1.2. Sobretensión de frente lento representativa ($V_{rp} = V_{ps}$).

Esta sobretensión se caracteriza por tener una forma de onda estandarizada de impulso tipo maniobra ($\approx 250/2500 \mu s$) y su máxima amplitud puede ser un valor máximo asumido o puede ser definida por una función de distribución de frecuencia de ocurrencia de las amplitudes de las sobretensiones de frente lento. Las funciones de probabilidad que pueden ser aplicadas son la Gaussiana y la de Weibull [7]. La función de distribución de sobretensiones de frente lento sin considerar el uso de pararrayos se caracteriza por su valor del 2% (V_{e2}), como se muestra en la Figura 3.4. La figura muestra también otros valores de tensión con sus respectivos porcentajes.

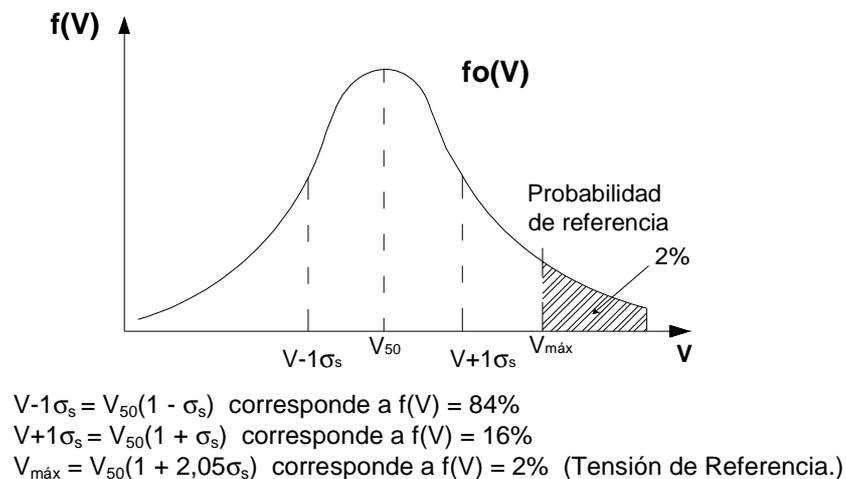


Figura 3.4. Distribución Gaussiana de frecuencias de sobretensiones [9]

El valor máximo asumido para la sobretensión de frente lento corresponde al valor probabilístico del 2% (V_{e2}) o al nivel de protección del pararrayos a impulsos de maniobra V_{ps} , en caso de contar con este dispositivo de protección, sin importar cual de ellos sea el valor más bajo.

Las sobretensiones de frente lento más significativas provienen del recierre de líneas de transmisión. Sin embargo estas sobretensiones pueden limitarse a un valor de alrededor de 2 p.u con el uso de resistores de cierre en los disyuntores de línea, que es un valor similar a los que se pueden presentar al inicio o despeje de fallas, según las expresiones 2.4 y 2.5.

3.1.1.3. Sobretensión de frente rápido representativa.

En este punto se asume el uso de pararrayos como elemento de protección y se aplicará un método estadístico simplificado que conduce directamente a la determinación del voltaje soportado de coordinación. Dicho método se expondrá en el siguiente paso del procedimiento.

3.1.2. CARACTERÍSTICAS DEL AISLAMIENTO EN RELACIÓN CON LA TENSION SOPORTADA DE COORDINACIÓN (V_{cw}).

En esta fase del procedimiento se hace la relación o coordinación entre las sobretensiones representativas, el efecto de los elementos de protección o pararrayos y el comportamiento deseado del aislamiento del equipo en función de un índice de fallas de aislamiento.

De la combinación de los factores antes descritos se tiene como resultado las tensiones soportadas de coordinación que corresponden a los valores mínimos de las tensiones soportadas de aislamiento que satisfacen los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos, cuando el aislamiento se encuentra sometido a sobretensiones representativas en condiciones normales de servicio.

La forma de onda y tiempo de duración de las tensiones soportadas de coordinación son iguales a las de sus respectivas sobretensiones representativas. Sin embargo, su amplitud resulta de multiplicar el valor de la sobretensión representativa por un factor de coordinación K_c , cuyos valores están dados sea para una estimación empírica o para una estimación estadística de la distribución de sobretensiones y de las características de aislamiento. Existe entonces dos posibilidades de hallar las tensiones soportadas de coordinación según el procedimiento y factor K_c aplicados.

3.1.2.1. Características de la resistencia del aislamiento.

Al hablar de la resistencia del aislamiento se involucra el concepto de rigidez dieléctrica como una medida de la resistencia de un dieléctrico ante un campo eléctrico significativo, producto por ejemplo de una sobretensión. La rigidez dieléctrica corresponde al valor de intensidad de campo eléctrico que hace que un material aislante se convierta en conductor generando una descarga disruptiva. Visto de otra manera, es el valor límite de intensidad de campo que el material puede soportar sin que se produzca disrupción. Por ejemplo, para aislamientos externos producto de una sobretensión se puede superar la rigidez dieléctrica del aire, haciendo que éste se ionice. Si ello ocurre, el aire se convierte en un conductor generándose la descarga. Esto es en definitiva lo que se pretende evitar.

Las descargas disruptivas en aire se ven influenciadas principalmente por la configuración de los electrodos, polaridad y forma de onda de la tensión aplicada y por las condiciones atmosféricas. Las relaciones de estos factores con la rigidez dieléctrica en aire se han obtenido de pruebas de laboratorio [23].

3.1.2.1.1. Polaridad de la sobretensión.

En subestaciones aisladas en aire se puede encontrar analogía entre la disposición de los equipos de la subestación con las configuraciones de electrodos para las cuales se puede analizar descargas disruptivas en aire. Por lo tanto, se debe considerar el concepto de que si el electrodo con mayor sollicitación se encuentra cargado positivamente el voltaje disruptivo será menor que si se encontrara cargado negativamente. Mientras que si ambos electrodos tienen la misma sollicitación el proceso de descarga puede ocurrir en ambos sentidos sin importar la polaridad. De aquí que, como para la mayoría de casos un conductor energizado tiene mayor sollicitación que uno conectado a tierra, la polaridad de la sobretensión es un factor importante, puesto que una sobretensión de polaridad positiva tendrá mayor probabilidad de causar disrupción que una de polaridad negativa. Sin embargo, se deberá analizar para cada aislamiento a que caso corresponde.

3.1.2.1.2. Influencia de la forma de onda de la sobretensión.

El voltaje disruptivo depende también de la forma de onda de la sobretensión. Así, la resistencia del aislamiento externo se ve principalmente afectada por el frente de onda de sobretensiones de frente lento, la cola de tales sobretensiones toma importancia únicamente en caso de que el aislamiento presente contaminación en su superficie. Para sistemas del Rango II dependiendo de la longitud del aislamiento, existe un valor de tiempo al pico de la onda para el cual el voltaje disruptivo es mínimo. El voltaje disruptivo mínimo para aplicaciones prácticas se considera igual al asociado con el tiempo al pico de la forma de onda normalizada, esto es al valor de tensión de 250 μs . Esta asunción implica un diseño conservador del aislamiento frente a sobretensiones de frente lento. En sistemas en los que se tenga ondas de frente más lento que la estandarizada se tendrá una mayor rigidez dieléctrica.

Para el caso de impulsos tipo rayo en aislamientos externos, el voltaje disruptivo disminuye con el incremento del tiempo de cola de la onda. Sin embargo para propósitos de coordinación de aislamiento esta variación del voltaje disruptivo no se considera y su valor se asume igual al de la onda normalizada de 1,2/50 μs .

La resistencia del aislamiento interno no se ve afectada por la forma de onda de la sobretensión sino únicamente por su valor pico.

3.1.2.1.3. Influencia de las condiciones atmosféricas.

Para aislamiento externo los efectos de humedad, presión, lluvia y contaminación se deben también tomar en cuenta. Es así que para aislamientos en aire la resistencia del aislamiento aumenta con la humedad absoluta y disminuye al disminuir la densidad del aire, esto es al aumentar la altura sobre el nivel del mar [23]. Por lo tanto, las peores condiciones consideran tener: baja humedad absoluta, baja presión o densidad del aire y alta temperatura. En la práctica no es usual tener las tres condiciones simultáneamente, por lo que se deberá considerar las condiciones ambientales promedio al sitio de instalación.

Los aislamientos externos están también expuestos a la contaminación presente en el ambiente, por lo que un proceso de descarga disruptiva por esta causa podría suscitarse. De aquí la importancia de considerar el nivel de contaminación en el sitio la subestación.

El proceso de descargas por contaminación corresponde al denominado *tracking* y consiste en la formación de una capa de material contaminante sobre la superficie del aislamiento, que al humedecerse por efectos de lluvias esporádicas, rocío o niebla se seca irregularmente formando bandas secas en las que se tiene una tensión aplicada mayor que en el resto del aislante, es decir, se forman caminos conductores sobre el aislante, a través de los cuales se producen descargas que finalmente provocan la descarga disruptiva total. Por la naturaleza de este proceso de descarga su efecto se considera en la respuesta del aislamiento externo a sobretensiones temporales. Niveles de contaminación pueden ser referidos a la Tabla 2.12.

3.1.2.1.4. Otros.

La rigidez dieléctrica depende también de factores como: el tipo de aislamiento, la deformación del aislamiento por sollicitaciones mecánicas, efectos químicos y la distribución del campo eléctrico. Por ejemplo en aislamientos líquidos la presencia de impurezas o burbujas provocan la reducción de la resistencia del aislamiento. Otro factor a tomarse en cuenta es el tiempo de vida del aislamiento, pues procesos de degradación química pueden incrementarse con el tiempo.

3.1.2.2. Naturaleza estadística de la descarga disruptiva del aislamiento.

El proceso de descarga disruptiva en el aislamiento es un fenómeno probabilístico por naturaleza y por lo tanto estudios estadísticos se deberían llevar a cabo para determinar su resistencia ante sobretensiones, no obstante esto no siempre es aconsejable según el tipo de aislamiento.

3.1.2.2.1. Aislamientos autorecuperables.

Debido a la capacidad de recuperación y de soportar solicitaciones causadas por impulsos característicos que presentan los aislamientos autorecuperables, es factible realizar pruebas de acuerdo a procedimientos normalizados, con el fin de obtener un análisis estadístico de su respuesta frente a las tensiones de prueba aplicadas. Como resultado de estas pruebas se establece una *tensión soportada estadística* que considera que el aislamiento tolere un cierto porcentaje de descargas disruptivas. Para fines de coordinación de aislamiento se asume que la tensión soportada estadística sea la correspondiente a una probabilidad del 90 % de soportabilidad del aislamiento ($P_w = 90 \%$). O lo que es lo mismo, la tensión con un 10 % de probabilidad de ocasionar descarga.

Puesto que los aislamientos autorecuperables corresponden con el aislamiento externo de los equipos, la tensión soportada de coordinación para este tipo de aislamiento resulta de multiplicar la sobretensión representativa por un factor de coordinación estadístico K_{cs} .

El procedimiento para hallar la función de probabilidad de descargas disruptivas para aislamientos autorecuperables consiste en aplicar al aislamiento impulsos de forma de onda estandarizada y de diferentes amplitudes o valores pico (V) para así poder asociar una probabilidad de descarga (P) con cada una de estas amplitudes, llegando a obtener una relación $P = P(V)$. La probabilidad de ocurrencia de una descarga disruptiva P aumenta conforme aumenta la amplitud de V , tal como se muestra en la Figura 3.5, en dónde además se muestra el criterio de tensión soportada estadística. La función P se puede expresar como una función matemática o una función de distribución de probabilidad acumulativa [7].

3.1.2.2.2. Aislamientos no autorecuperables.

Para aislamientos no autorecuperables aun cuando el proceso disruptivo es de naturaleza estadística, no es aconsejable someter equipos con este tipo de aislamiento a pruebas que permitan hacer el análisis estadístico, debido a la pérdida permanente de sus propiedades aislantes. Es por esto que, para

aislamientos no autorecuperables se considera una *tensión soportada convencional asumida* ($P_w = 100\%$), que es una tensión que corresponde a un 100 % de probabilidad de soportabilidad del aislamiento, haciéndola por tanto, una asunción conservadora.

Debido a que por lo general los aislamientos no autorecuperables corresponden a aislamientos internos, la tensión soportada de coordinación para este tipo de aislamiento resulta de multiplicar la sobretensión representativa o la sobretensión máxima asumida por un factor de coordinación determinístico K_{cd} , para cubrir las incertidumbres en la determinación de las sobretensiones representativas y de la soportabilidad de aislamiento no estadística.

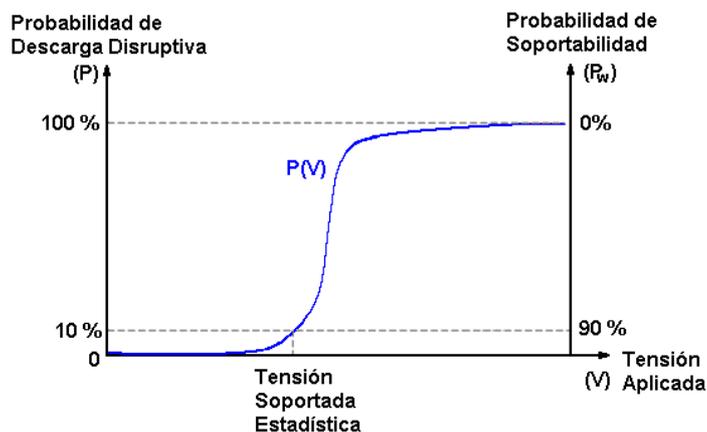


Figura 3.5. Curva característica de la función $P = P(V)$.

3.1.2.3. Criterios de seguridad y confiabilidad.

Criterios de seguridad y confiabilidad se deben tomar en cuenta para la selección del nivel de aislamiento. Esto implica, considerar criterios que permitan tener una probabilidad de falla del aislamiento y de interrupción del servicio en niveles aceptables desde el punto de vista económico y de operación.

El desempeño del aislamiento en una subestación se evalúa en función de su tasa de fallas para condiciones normales de operación. La tasa de fallas se expresa en términos del promedio de la frecuencia de fallas de aislamiento, por ejemplo número de fallas al año, debidas a eventos previsible que produzcan sobretensiones en el sistema. De aquí que el nivel de aislamiento deberá estar determinado para garantizar una tasa de fallas aceptable.

La tasa de fallas aceptables (R_a) varía de acuerdo a las características de la red y del sistema, así por ejemplo, en redes de distribución se admite tasas de falla mayores que en redes de transmisión. Valores aceptables de tasas de falla pueden determinarse de simulaciones y estudios estadísticos o de experiencias en sistemas en operación, llegando para ambos casos a resultados similares.

A continuación se muestra el rango de valores aceptables para las tasas de falla en equipos y en líneas de transmisión.

3.1.2.3.1. Tasa de falla aceptable para equipos.

Para equipos las tasas de falla aceptables debidas a sobretensiones varían de entre $0.001 \leq R_a \leq 0.004$ fallas por año.

3.1.2.3.2. Tasa de falla aceptable para líneas de transmisión.

Las tasas de falla debidas a descargas atmosféricas varían de entre $0.1/100 \text{ km/año} \leq R_a \leq 20/100 \text{ km/año}$. Los valores más altos del rango son aplicables para redes de distribución, en dónde se aceptan tasas de falla mayores.

3.1.3. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN (V_{cw}).

A continuación se establece la metodología para hallar el valor numérico de las tensiones soportadas de coordinación para cada una de las sobretensiones representativas, considerando los criterios antes descritos para aislamientos externos e internos.

3.1.3.1. V_{cw} para sobretensiones temporales.

En base a criterios deterministas la tensión soportada de coordinación para sobretensiones temporales es igual a su respectiva sobretensión representativa, esto quiere decir que el factor de coordinación K_c es igual a 1. Este criterio se asume tanto para aislamientos internos como para externos.

En caso de usar el método estadístico, se deberá considerar una distribución estadística de la amplitud y duración de las sobretensiones, así como la respuesta del aislamiento en función del riesgo de falla.

Debido a la simplicidad del método determinista frente al estadístico es el método recomendado en la determinación de la tensión soportada de coordinación para sobretensiones temporales.

3.1.3.2. V_{cw} para sobretensiones de frente lento.

Para este caso y en conformidad con lo descrito en 3.1.2.2 es necesario considerar la metodología apropiada de acuerdo al tipo de aislamiento. Así para aislamientos autorecuperables se considerará una metodología estadística, mientras que para aislamientos no autorecuperables se considerará una metodología convencional o determinista.

3.1.3.2.1. V_{cw} para aislamientos autorecuperables.

Se determina a partir del método estadístico del riesgo de falla, que bajo ciertas asunciones permite definir un método estadístico simplificado mediante el cual se puede hallar el factor K_{cs} para un riesgo de falla aceptable dado. A continuación se presenta una explicación más detallada de estos criterios.

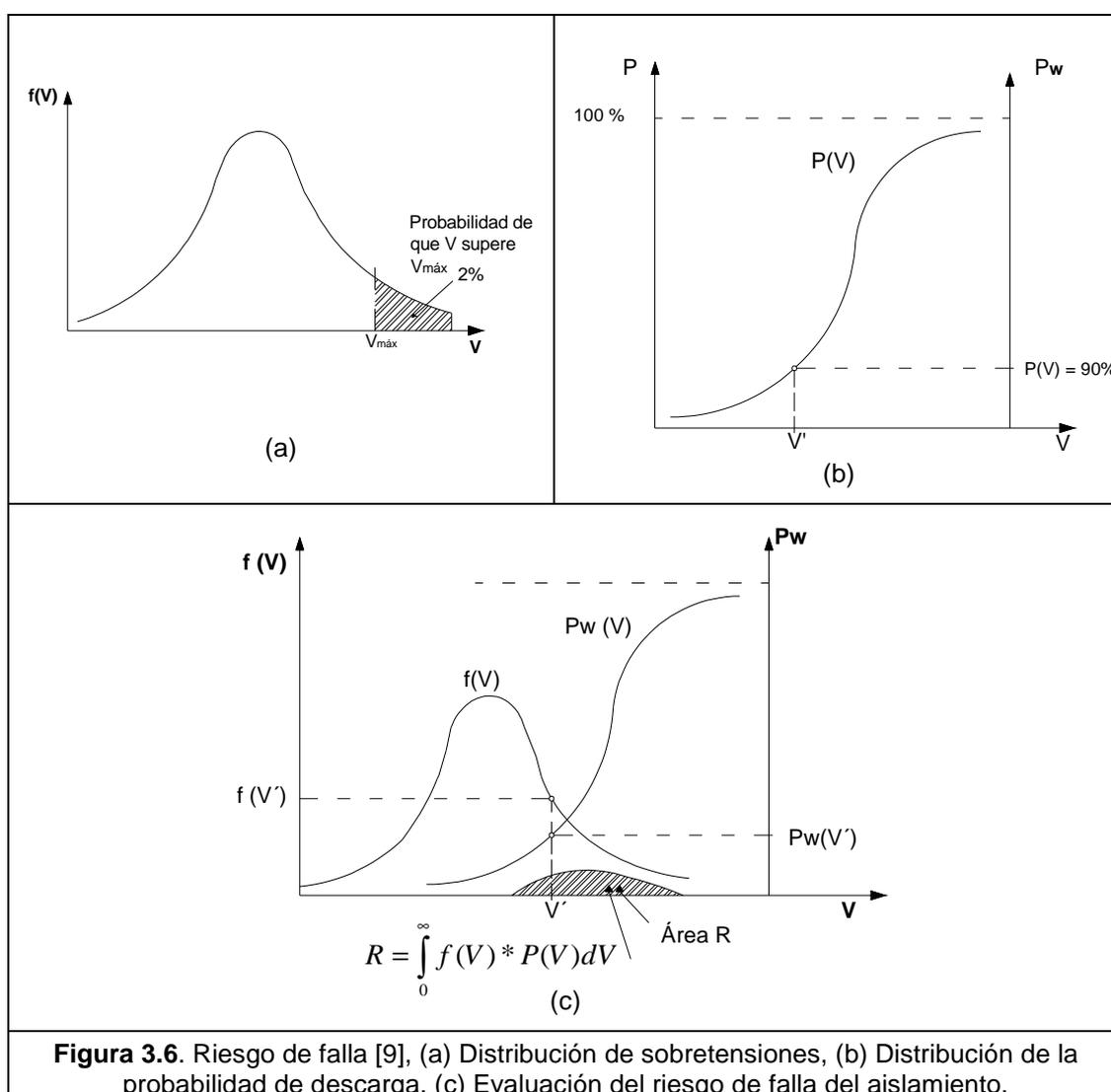
Estudio Estadístico del Riesgo de Falla.- el riesgo de falla se puede cuantificar mediante un análisis numérico de la naturaleza estadística de las magnitudes de las sobretensiones y de la soportabilidad eléctrica del aislamiento. Así, para una función de distribución de frecuencias de sobretensiones $f(V)$, debida por ejemplo al recierre de líneas, y para la función de probabilidad de descarga del aislamiento $P(V)$, el riesgo de falla se define como la integral del producto ambas funciones.

$$R = \int_0^{\infty} f(V) * P(V) dV \quad (3.1)$$

La Figura 3.6 servirá para ilustrar lo anteriormente mencionado. Las Figuras 3.6 (a) y (b) muestran las distribuciones de sobretensión y probabilidad de

descarga, mientras que en la Figura 3.6 (c) se puede identificar a ambas funciones y a la función resultante de su multiplicación $f(V)*P(V)$, el área bajo esta curva corresponde entonces al riesgo de falla.

La exactitud en el cálculo del riesgo de falla depende directamente de la exactitud en la determinación de las sobretensiones con la que se construye $f(V)$ y de la exactitud en la determinación de la soportabilidad del aislamiento $P(V)$. Debido a que siempre existe inexactitud en la determinación de ambas, el riesgo de falla calculado es también un valor no exacto.



De la ilustración gráfica del riesgo de falla mostrado en la Figura 3.6 (c) se puede notar que el efecto de desplazar las curvas de $f(V)$ o $P(V)$ a lo largo de la

abscisa tiene como resultado la modificación del área bajo la curva $f(V)*P(V)$, o lo que es lo mismo del riesgo de falla. Existe por lo tanto dos posibilidades de disminuir el riesgo de falla, que son:

- Desplazar la curva $P(V)$ hacia la derecha, que en la práctica equivale a aumentar el nivel de aislamiento de los equipos y por tanto un aumento de las dimensiones físicas del mismo.
- Desplazar la curva $f(V)$ hacia la izquierda, esto ocurre al disminuir las magnitudes de las sobretensiones del sistema a través de medidas de control en el sistema.

Ambas posibilidades se traducen como un incremento en el costo del proyecto. Es por esta razón que del proceso de coordinación de aislamiento se pretende obtener un nivel de aislamiento aceptable tomando en cuenta puntos de vista como este.

El método estadístico consiste entonces en determinar el riesgo de falla según lo anteriormente expuesto y verificar que se encuentre dentro de límites aceptables.

Método estadístico simplificado.- este método permite definir las curvas de distribución de sobretensiones y de probabilidad de descarga a partir de un único punto en cada una de ellas que corresponde a una probabilidad de referencia. Como se ha mencionado anteriormente, las probabilidades de referencia asumidas corresponden al valor de sobretensión con una probabilidad del 2 % de ser excedida (V_{e2}) para la curva $f(V)$ y a la tensión soportada estadística ($P_w = 90\%$) en la curva $P(V)$. Las probabilidades de referencia en cada curva se muestran en la Figura 3.7.

Se define entonces como factor estadístico de coordinación K_{cs} a la relación entre la tensión soportada estadística que se define como tensión soportada de coordinación y la sobretensión estadística, así:

$$K_{cs} = \frac{V_{cw}}{V_{e2}} \quad (3.2)$$

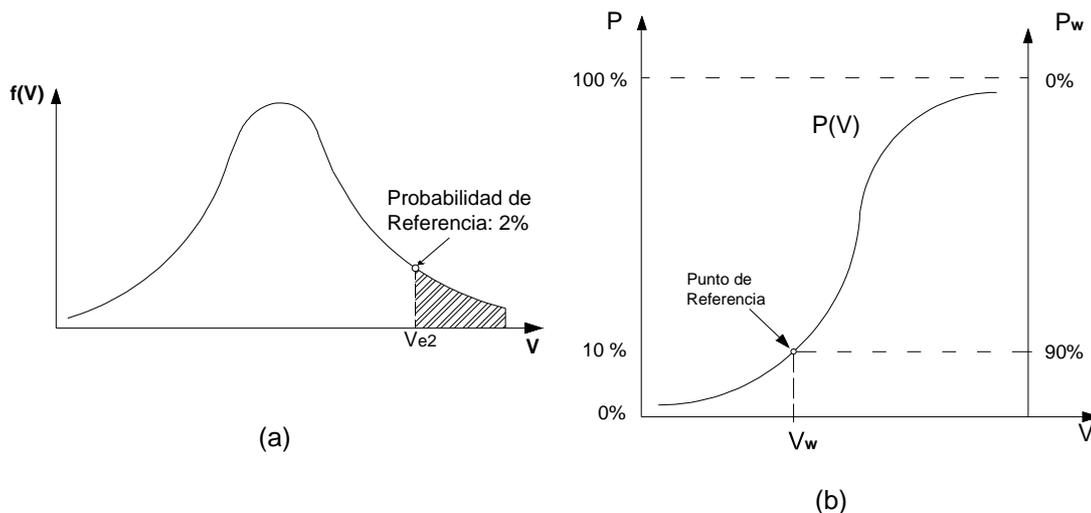


Figura 3.7. Probabilidades de referencia. (a) Sobretensión estadística V_{e2} , (b) Tensión soportada estadística ($P_w = 90\%$)

A continuación la Figura 3.8 muestra de forma grafica como al aumentar el factor estadístico de coordinación, esto es aumentar la tensión soportada de coordinación, el riesgo de falla disminuye. El incremento del factor estadístico de coordinación equivale a desplazar la curva $P(V)$ hacia la derecha manteniendo constantes las probabilidades de referencia.

La correlación entre el riesgo de falla y el factor estadístico de coordinación se ve muy poco afectada con cambios en la forma de la distribución de sobretensiones. Esto se debe a que el valor seleccionado como referencial V_{e2} , se encuentra en la parte de la curva de distribución que proporciona la mayor contribución al riesgo de falla.

Finalmente la Figura 3.9 muestra un ejemplo de la relación entre el riesgo de falla y el factor de coordinación estadístico. Las curvas son el resultado de considerar una metodología fase – pico y una distribución Gaussiana para la construcción de la distribución de sobretensiones y una distribución modificada de Weibull para la probabilidad de descarga.

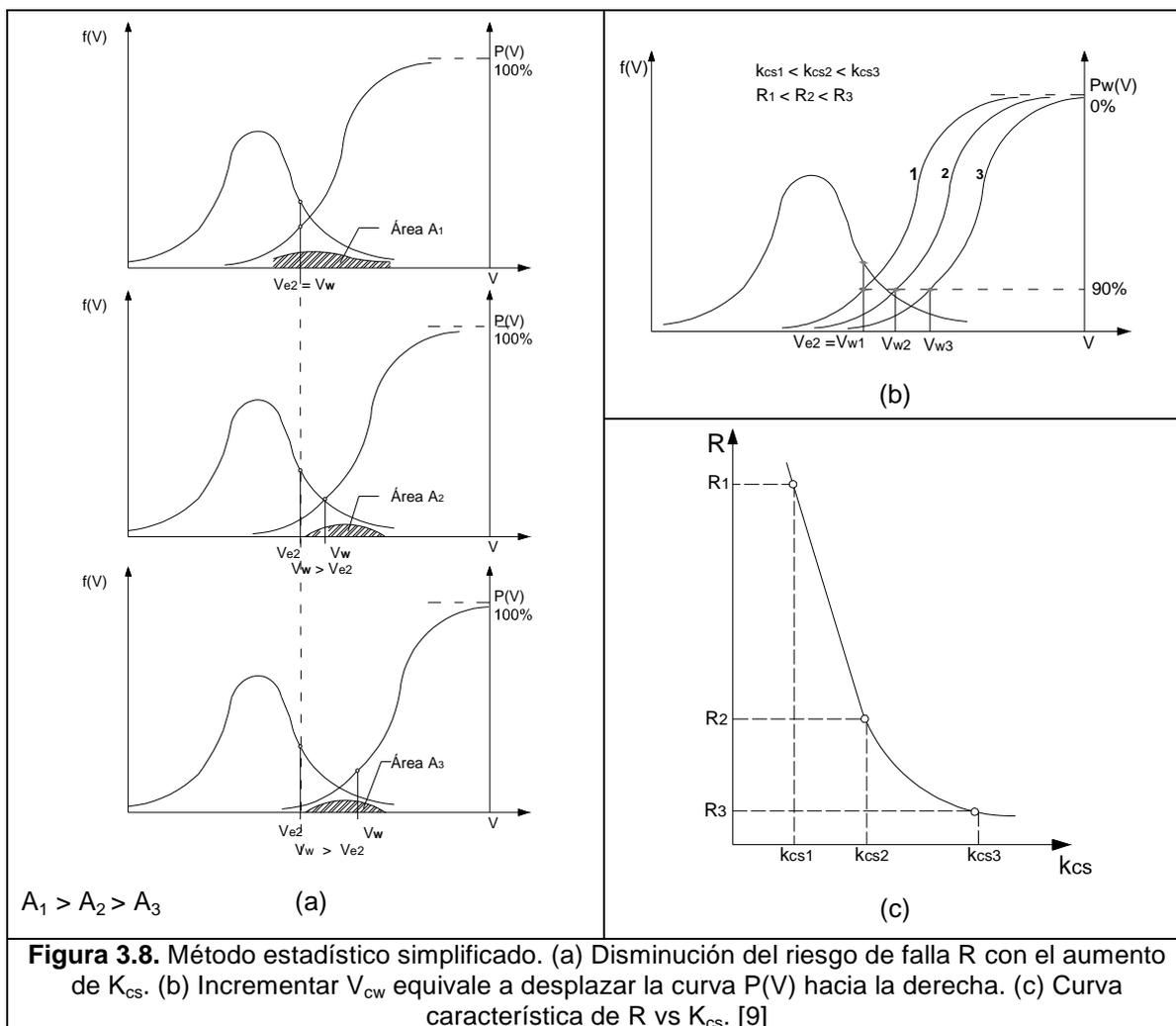


Figura 3.8. Método estadístico simplificado. (a) Disminución del riesgo de falla R con el aumento de K_{cs} . (b) Incrementar V_{cw} equivale a desplazar la curva $P(V)$ hacia la derecha. (c) Curva característica de R vs K_{cs} . [9]

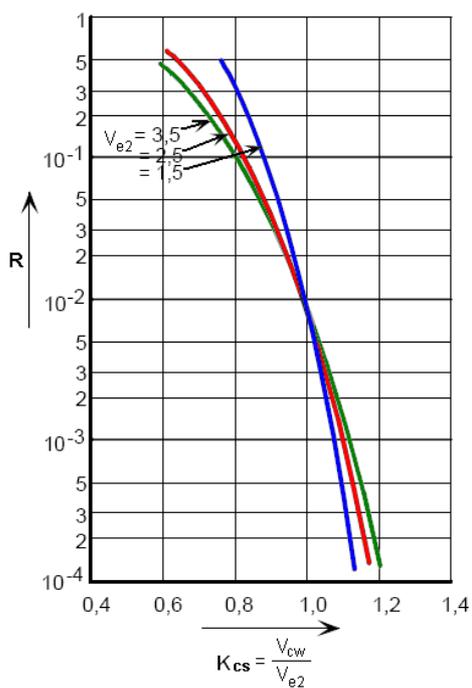


Figura 3.9. Riesgo de falla del aislamiento externo para sobretensiones de frente lento en función del factor estadístico de coordinación. [7]

3.1.3.2.2. V_{cw} para aislamientos no autorecuperables

Para este tipo de aislamiento se considera criterios conservadores mediante un método determinista. Esto implica hallar la máxima sobretensión que afecte al equipo para de allí determinar su mínima rigidez dieléctrica considerando un margen que cubrirá las incertidumbres en la determinación de estos valores. La tensión soportada de coordinación se obtiene de multiplicar el valor de la sobretensión de frente lento representativa máxima asumida por un factor determinístico de coordinación K_{cd} .

Para el caso de equipos protegidos por pararrayos el valor de la sobretensión de frente lento por la que se debe multiplicar el factor de coordinación K_{cd} es igual al nivel de protección del pararrayos ante impulsos de maniobra V_{ps} . En este caso la distribución de sobretensiones quedará truncada en la tensión correspondiente a V_{ps} , como se muestra en la Figura 3.10. Como consecuencia de este truncamiento en la curva de distribución de sobretensiones se tiene que cualquier variación en el nivel de protección del pararrayos puede ocasionar una variación considerable del riesgo de falla. Para cubrir este efecto, se ha determinado un factor determinístico de coordinación en función de la relación entre el nivel de protección del pararrayos y el valor estadístico de sobretensión V_{e2} , así.

$$\frac{V_{ps}}{V_{e2}} \leq 0.7 \quad \text{Entonces:} \quad K_{cd} = 1.1 \quad (3.3)$$

$$0.7 \leq \frac{V_{ps}}{V_{e2}} \leq 1.2 \quad \text{Entonces:} \quad K_{cd} = 1.24 - 0.2 \frac{V_{ps}}{V_{e2}} \quad (3.4)$$

$$1.2 < \frac{V_{ps}}{V_{e2}} \quad \text{Entonces:} \quad K_{cd} = 1 \quad (3.5)$$

En función a estas expresiones, la Figura 3.11 muestra la curva del factor de coordinación K_{cd} en función de V_{ps}/V_{e2} .

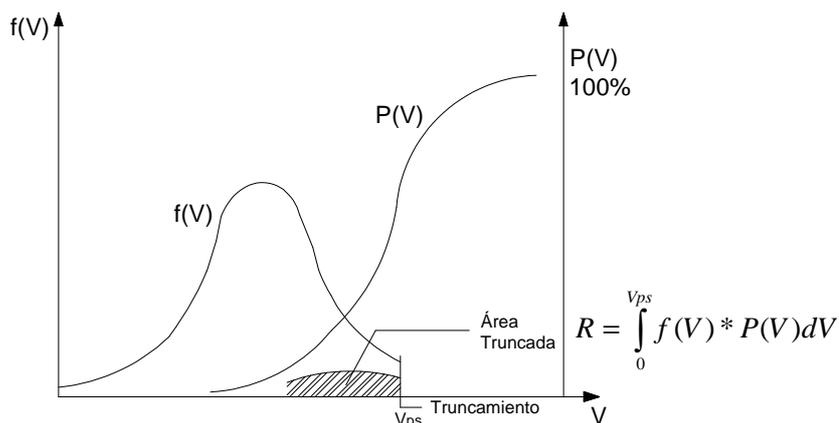


Figura 3.10. Truncamiento de la curva de distribución de sobretensiones en el valor de V_{ps} . Área correspondiente a R , también truncada.

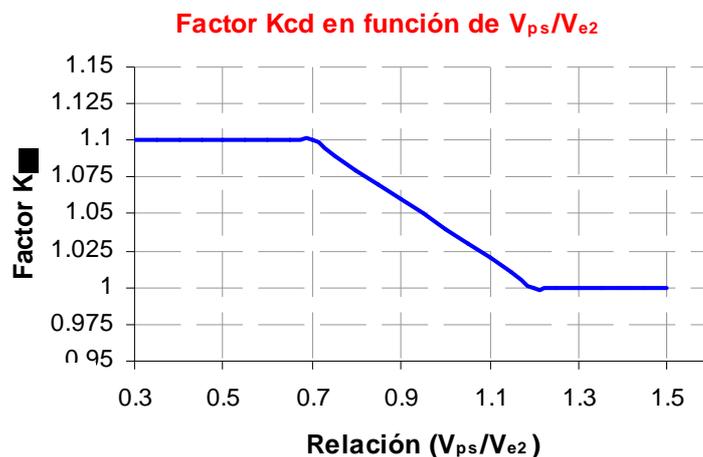


Figura 3.11. Factor de coordinación determinístico K_{cd} , en función de la relación V_{ps}/V_{e2} [17]

3.1.3.3. V_{cw} para sobretensiones de frente rápido.

Para determinar la tensión soportada de coordinación para este tipo de sobretensiones, se considerará a las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas debido a que son las más relevantes dentro del grupo. Se empleará un método estadístico simplificado en el que se considera el uso de pararrayos como elemento de protección, el riesgo de falla expresado a través de tasas de falla aceptables y las características propias de las líneas de transmisión asociadas a la subestación.

La expresión resultante del método estadístico simplificado es aplicable tanto para aislamientos no autorecuperables como para aislamientos autorecuperables, siendo para éstos últimos una aproximación válida. La tensión soportada de coordinación se define a partir de la sobretensión atmosférica representativa y es igual su amplitud para cuando se tiene una tasa de retorno R_t , igual a la tasa de fallas aceptable para el equipo de la subestación R_a . Como se verificará más adelante en las expresiones correspondientes. La tasa de retorno adoptada de sobretensión R_t corresponde a un valor referencial del número de fallas por año.

3.1.3.3.1. Método estadístico simplificado.

Las sobretensiones de origen atmosférico dentro de la subestación dependen de la amplitud y forma de onda de la sobretensión que llega hasta la subestación desde las líneas de transmisión así como del comportamiento de la onda dentro de la subestación. Para subestaciones o componentes de una subestación que no se encuentren protegidas por pararrayos el parámetro más importante es la amplitud de la sobretensión que alcanza la subestación. En caso de tener subestaciones protegidas con pararrayos los parámetros a tomarse en cuenta son la pendiente del frente de onda y la distancia de separación entre el pararrayos y los equipos. Así, la expresión 3.6 permite estimar la sobretensión representativa sobre el equipo protegido [7].

$$V_{rp} = V_{pl} + 2ST \quad \text{para:} \quad V_{pl} \geq 2ST \quad (3.6)$$

Donde:

- V_{rp} sobretensión representativa (de frente rápido), kV.
- V_{pl} nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo rayo, kV.
- S es la pendiente del frente de onda de sobretensión que alcanza la subestación, kV/ μ s.
- T tiempo de viaje de la onda de sobretensión atmosférica, μ s. A su vez T se determina a través de la siguiente expresión:

$$T = \frac{L}{c} \quad (3.7)$$

Donde:

- L distancia de separación entre el pararrayos y el equipo protegido, m. Esta distancia se ilustra en la Figura 3.12 como la suma de las distancias: a_1 , a_2 , a_3 y a_4 .
- c velocidad de la luz, 300 m/ μ s.

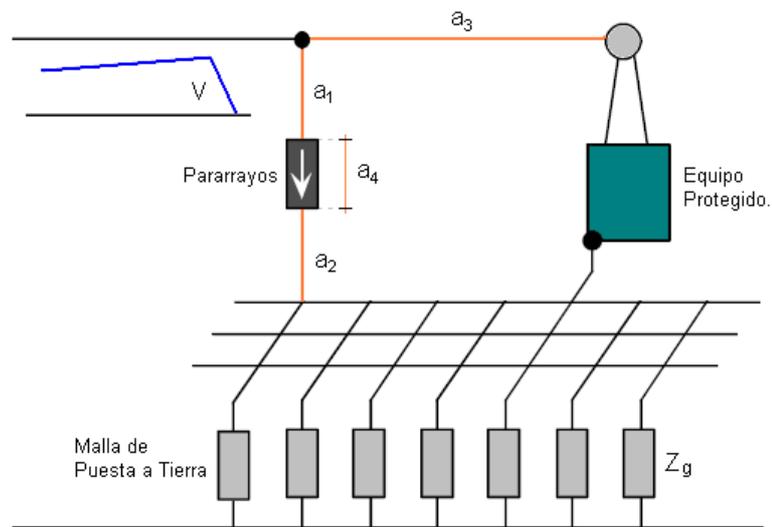


Figura 3.12. Distancia entre el pararrayos y el equipo protegido. [7]

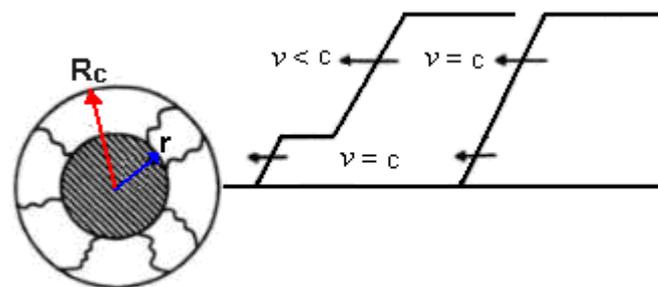
Remplazando T en la expresión de la sobretensión representativa queda:

$$V_{rp} = V_{pl} + 2S \frac{L}{c} \quad (3.8)$$

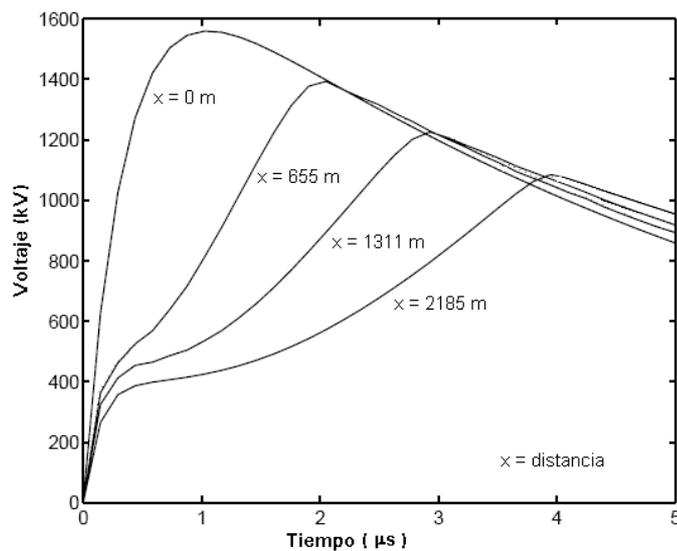
En caso de que V_{pl} sea menor a $2ST$ la sobretensión representativa será igual al doble del nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo rayo, esto es: $2 \cdot V_{pl}$.

Tanto la amplitud como el frente de onda (S) de la sobretensión que llega hasta la subestación se ven reducidas principalmente por el efecto corona en la línea. Esto se debe, a que en la mayoría de casos las ondas de sobretensión debidas a fenómenos atmosféricos que viajan por la línea superan al valor de

tensión crítica para el cual ocurre el efecto corona, y por lo tanto éste se produce, ocasionando pequeñas descargas eléctricas alrededor del conductor. Estas descargas alrededor del conductor se traducen como un incremento del radio del mismo, que a su vez implica el incremento de su capacitancia. La inductancia no se altera con presencia de corona. El incremento de la capacitancia del conductor tiene como consecuencia la disminución de la velocidad de propagación de la onda de sobretensión, que a su vez provoca la distorsión de su forma original, esto es, la disminución de la pendiente de frente de onda y de la amplitud conforme avanza por la línea [24]. La Figura 3.13 (a) ilustra el incremento del radio del conductor por efecto corona y la distorsión en la onda viajera, mientras que la Figura 3.13 (b) muestra la distorsión de una onda de sobretensión conforme avanza a través de la línea de transmisión. La distorsión está en el rango de $1 \mu\text{s}$ por kilómetro de recorrido.



(a)



(b)

Figura 3.13. Efecto corona en ondas viajeras. (a) Incremento del radio por corona y disminución de la velocidad v [24] (b) Distorsión de la onda de sobretensión con la distancia.[25]

En consecuencia se tiene que la pendiente del frente de onda de la sobretensión que llega hasta la subestación dependerá de la distancia que la onda recorra a través de la línea, desde el punto en el que ocurre la descarga atmosférica hasta alcanzar la subestación, siendo menos escarpado mientras mayor sea esta distancia. Es así que para descargas atmosféricas lo suficientemente alejadas de la subestación se tendrán ondas de sobretensión con muy poca pendiente en el frente de onda independientemente de su amplitud.

Otro factor que incide sobre S es el número de líneas de transmisión conectadas a la subestación. Así, cuando más de una línea se encuentra conectada, la pendiente original de la onda de sobretensión que llega hasta la subestación puede dividirse para el número de líneas conectadas. Se deberá considerar el mínimo número de líneas que puedan permanecer en servicio considerando las posibles desconexiones durante tormentas eléctricas.

En conclusión se tiene que la pendiente del frente de onda de una sobretensión (S) disminuye por efecto corona, la distancia de viaje de la onda y el número de líneas conectadas a la subestación. Por lo tanto, se puede deducir una expresión para definir la pendiente de frente de onda a ser considerada en la expresión 3.8. Así:

$$S = \frac{1}{nK_{co}X} \quad (3.9)$$

Donde:

- n mínimo número de líneas conectadas a la subestación.
- K_{co} constante de amortiguamiento por corona, $\mu\text{s}/(\text{kV}\cdot\text{m})$. La Tabla 3.1 muestra los valores de K_{co} para diferentes configuraciones de conductor.
- X distancia sobre la línea, entre el lugar donde ocurre la descarga atmosférica y la subestación, m.

En el método simplificado se asume que todos los eventos de descargas atmosféricas que ocurran dentro de una cierta distancia a partir de la subestación causarán sobretensiones sobre el equipo protegido mayores que un valor referencial de sobretensión, mientras que los eventos que ocurran fuera de esta distancia ocasionarán sobretensiones menores. Esta asunción no siempre es cierta pues no todos los eventos a una cierta distancia son igual de severos, ya que dependen de la corriente del rayo y de la amplitud de la onda que alcanza la subestación. Sin embargo en la práctica y con el uso de pararrayos esta asunción es aceptable.

Ahora se debe definir la distancia X con la que se calculará la pendiente S . De experiencias prácticas y debido al hecho de que el tramo de red adyacente a la subestación está muy bien protegido inclusive por dos cables de guarda, no se tiene fallas de apantallamiento en este tramo. Así también se ha demostrado que no ocurren flameos inversos en la torre más cercana a la subestación, debido al efecto de la puesta a tierra de la subestación. Por lo tanto se puede afirmar que el primer vano a partir de la subestación está libre de eventos atmosféricos. En consecuencia la distancia X considerable podría estar ubicada a partir del primer vano. Tomando en cuenta que la peor condición sería tener un evento atmosférico lo más cercano posible a la subestación, se tiene como resultado que la mínima distancia considerable coincide con la longitud del primer vano a partir de la subestación.

Se define entonces una pendiente de frente de onda representativa S_{rp} que considera la distancia mínima a la cual puede ocurrir un evento atmosférico y una distancia que corresponde al tramo de red para el cual la tasa de salidas de la línea por eventos atmosféricos R_{km} es igual a una tasa de retorno deseada R_t . Así:

La distancia a ser considerada para el cálculo de S_{rp} será:

$$X = L_{sp} + L_t \quad (3.10)$$

Donde:

L_{sp} longitud del primer vano adyacente a la subestación, m.

L_t longitud de línea para la cual la tasa de salida de servicio es igual a una tasa de retorno deseada, m.

Luego L_t se define como:

$$L_t = \frac{R_t}{R_{km}} \left[\frac{1/\text{año}}{1/\text{Km} * \text{año}} \right] \quad (3.11)$$

Donde:

R_t tasa de retorno asumida. Corresponde a un valor referencial de fallas por año, 1/año.

R_{km} tasa de salidas de la línea debida a eventos atmosféricos por año, considerando el primer kilómetro de línea frente a la subestación, 1/km*año ó 1/m*año.

Remplazando X en la expresión 3.9, se obtiene S_{rp} .

$$S_{rp} = \frac{1}{nK_{co}(L_{sp} + L_t)} \quad (3.12)$$

Sustituyendo S_{rp} por S en la expresión de la sobretensión representativa se tiene:

$$V_{rp} = V_{pl} + \frac{2L}{cnK_{co}(L_{sp} + L_t)} \quad (3.13)$$

Definiendo el parámetro A como:

$$A = \frac{2}{cK_{co}} \quad (3.14)$$

Remplazando 3.14 en 3.13 se tiene la expresión que define a la sobretensión representativa de frente rápido debida a eventos atmosféricos, así:

$$V_{rp} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_t)} \quad (3.15)$$

Finalmente la tensión soportada de coordinación para sobretensiones de frente rápido se obtiene de remplazar en la expresión 3.15 la distancia L_t por una distancia L_a que se define como el tramo de línea para el cual se tiene una tasa de salidas de línea igual a la tasa de fallas aceptable para los equipos R_a . Esto es:

$$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)} \quad (3.16)$$

$$\text{Con: } L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \left[\frac{1/\text{año}}{1/\text{Km} * \text{año}} \right] \quad (3.17)$$

Donde:

- V_{cw} tensión soportada de coordinación para sobretensiones de frente rápido derivadas de descargas atmosféricas, kV
- V_{pl} nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo rayo, kV.
- A parámetro definido según el tipo de línea conectada a la subestación, kV. La Tabla 3.1 muestra valores para A y K_{co} .
- n el menor número de líneas conectadas a la subestación ($n = 1$ ó $n = 2$).
- L distancia entre el pararrayos y el equipo protegido, m.
- L_{sp} longitud vano de línea contiguo a la subestación, m.
- L_a longitud de línea para la cual la tasa de salidas es igual a la tasa de fallas aceptable para los equipos, m.
- R_a tasa de fallas aceptable para el equipo, 1/año.
- R_{km} tasa de salidas de la línea, 1/m*año.

Como resultado del método simplificado para la determinación de la tensión soportada de coordinación se ha obtenido la expresión 3.16 de donde se puede concluir que la tensión soportada de coordinación es igual al nivel de protección del pararrayos más un término adicional en el que se toma en cuenta: la trayectoria de la onda por la línea hasta llegar a la subestación, criterios de confiabilidad, la ubicación del pararrayos y las características de la líneas conectadas a la subestación.

Tabla 3.1. Valores de K_{co} y del parámetro A según la configuración del conductor [7]

Configuración del Conductor	K_{co} ($\mu\text{s}/(\text{kV} * \text{m})$)	A (kV)
Un solo conductor por fase.	1.5×10^{-6}	4500
Haz de dos conductores por fase.	1×10^{-6}	7000
Haz de cuatro conductores por fase.	0.6×10^{-6}	11000
Haz de seis u ocho conductores por fase.	0.4×10^{-6}	17000

Adicionalmente, existen otras alternativas para determinar el valor de la máxima sobretensión representativa por descargas atmosféricas.

Por ejemplo en la expresión 3.16 si se asume que el valor de la tasa de retorno es cero, lo cual es una asunción en extremo conservadora, se tiene que $L_t = 0$ y la sobretensión máxima representativa será:

$$V_{rp} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp}} \quad (3.18)$$

3.1.4. TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS.

Debido a que la tensión soportada de coordinación, determinada en el punto anterior, es independiente de las condiciones atmosféricas al sitio de instalación y de las particularidades del equipo. En este punto del procedimiento se define una tensión soportada requerida en la que se toma en cuenta estos factores. Es decir, se considera los factores que hacen disminuir la soportabilidad del aislamiento en las condiciones reales de servicio.

Por lo tanto, para determinar las tensiones soportadas requeridas es necesario multiplicar a las tensiones soportadas de coordinación por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio al sitio de ubicación del equipo y las condiciones de prueba normalizadas, que corresponden a condiciones atmosféricas a nivel del mar con temperatura y humedad relativa promedios.

De aquí se obtiene las tensiones que efectivamente debe poder soportar el aislamiento en las pruebas de tensiones soportadas para garantizar que una vez que sea puesto en servicio cumpla con el desempeño requerido de riesgo de falla, según lo determinado en la tensión soportada de coordinación a lo largo de toda su vida útil.

La tensión soportada requerida tendrá además la misma forma de onda que la tensión soportada de coordinación, que corresponde a su vez a la de las sobretensiones representativas.

Los factores a tomarse en cuenta son:

- Factor de corrección asociado a las condiciones atmosféricas.
- Factor de seguridad, que toma en cuenta las diferencias entre las condiciones reales de operación del aislamiento y las condiciones de prueba.

3.1.4.1. Corrección atmosférica.

La corrección atmosférica cubre las diferencias entre las condiciones atmosféricas reales al sitio de ubicación del equipo y las condiciones atmosféricas de prueba estandarizadas.

La corrección por efectos atmosféricos se aplica únicamente al aislamiento externo ya que al estar en contacto directo con el medio ambiente su rigidez dieléctrica varía con las condiciones atmosféricas. Mientras que, para el aislamiento interno la variación de las condiciones atmosféricas del aire no influye sobre sus propiedades aislantes, haciendo que este tipo de aislamiento sea independiente a tales variaciones.

Según las normas IEC [23] el factor de corrección atmosférico se define en función de la densidad relativa del aire y de la humedad, así:

$$K_t = k_1 * k_2 \quad (3.19)$$

Donde:

- K_t factor de corrección atmosférico.
- k_1 factor de corrección en función de la densidad del aire.
- k_2 factor de corrección en función de la humedad.

k_1 es función de la densidad de aire, así:

$$k_1 = \delta^m \quad (3.20)$$

Donde:

- δ densidad relativa del aire.
- m exponente experimental definido en la Norma IEC.

Debido a que la variación de la rigidez dieléctrica depende principalmente de la densidad del aire, se puede asumir que la humedad y temperatura permanecen constantes e iguales a los valores de las condiciones atmosféricas estandarizadas, y por lo tanto $k_2 = 1$. El factor de corrección atmosférico dependerá únicamente de la presión atmosférica del aire así:

$$K_i = k_1 = \left(\frac{b}{b_0} \right)^m \quad (3.21)$$

Donde:

- b presión atmosférica al lugar de instalación del equipo.
- b_0 presión atmosférica para condiciones estandarizadas (101.3 kPa).

De resultados experimentales se ha demostrado que la presión del aire decrece exponencialmente con la altura. Por lo tanto, la rigidez dieléctrica del aislamiento también decrecerá exponencialmente con la altura. El factor por el cual se decrementa la rigidez dieléctrica en función de la altura es:

$$K_a' = e^{-m \left(\frac{H}{8150} \right)} \quad (3.22)$$

Este decremento de la rigidez dieléctrica con la altura tiene que ser compensado en la determinación de las tensiones soportadas requeridas. Entonces el factor por el cual se multiplica a las tensiones soportadas de coordinación para compensar la disminución de la rigidez dieléctrica por efecto de la disminución de la densidad del aire con el incremento de altura sobre el nivel del mar es:

$$K_a = \frac{1}{K_a'} = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)} \quad (3.23)$$

Donde:

- K_a es el factor de corrección por altura, para compensar la disminución de la rigidez dieléctrica.

K_a' es el factor con el cual decrece la rigidez dieléctrica con la altura.

H altura en metros sobre el nivel del mar.

m exponente experimental. Toma valores de [23]:

$m = 1$ para tensiones soportadas de coordinación a impulsos atmosféricos y tensiones soportadas de coordinación temporales. Estas últimas sin contaminación.

m, según la curva mostrada en la Figura 3.14 para tensiones soportadas de coordinación de frente lento o por maniobra.

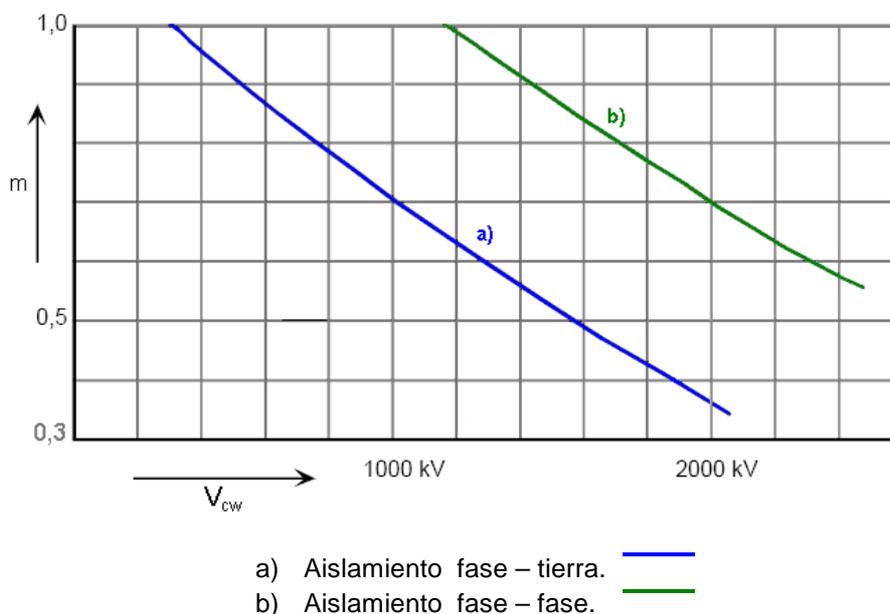


Figura 3.14. Exponente m en función de la tensión soportada de coordinación para sobretensiones de frente lento o de maniobra [7].

Si bien la expresión 3.23 permite determinar el factor con el cual varía la rigidez dieléctrica, en la práctica, debido a que el rango de valores de las tensiones soportadas estandarizados y tabulados en la Norma IEC 60071-1 de acuerdo a la tensión máxima del sistema, se han determinado considerando condiciones normales de operación, esto es, condiciones que cubren alturas de hasta 1000 metros sobre el nivel del mar, se puede afirmar que para alturas superiores a 1000 m, el factor de corrección por altura aplicable será:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H-1000}{8150} \right)} \quad (3.24)$$

Lo que se quiere decir es que los rangos de valores de tensiones soportadas estandarizados en la norma ya cubren los requerimientos para todo aislamiento externo ubicado hasta 1000 msnm. De aquí que, para alturas superiores la corrección se realiza utilizando la expresión 3.24.

Adicionalmente, en la mayoría de los casos, el fabricante especifica el aislamiento de los equipos para su operación a partir de 1000 m. Lo cual implica que cualquier equipo funcionara correctamente entre 0 y 1000 m y que a partir de esta altura se debe aplicar el factor de corrección. Esto constituye otro justificativo para el uso de la expresión 3.24.

En base al mismo criterio del comportamiento de la rigidez dieléctrica con la altura, de acuerdo con diferentes referencias bibliográficas el factor de corrección puede variar. Así por ejemplo según las normas ANSI/IEEE [26] los factores de corrección por altura están definidos según la Tabla 3.2, en base a la cual se elabora la Figura 3.15.

Tabla 3.2. Factores de corrección por altura según IEEE

Altura msnm.	Factor de corrección. K_a'	Factor de corrección. K_a
1000	1	1
1200	0.98	1.02
1500	0.95	1.052
1800	0.92	1.087
2100	0.89	1.123
2400	0.86	1.163
2700	0.83	1.204
3000	0.80	1.25
3600	0.75	1.333
4200	0.70	1.428
4500	0.67	1.492

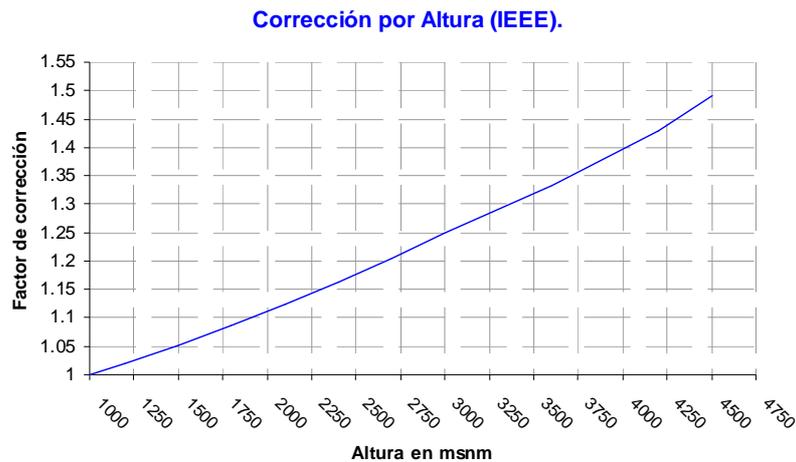


Figura 3.15. Curva para del factor de corrección por altura según IEEE

En forma aproximada se estipula que para alturas de entre 1000 y 4000 m la rigidez de aislamiento decrece un 1% por cada 100 m de incremento en altura. Considerando que tal corrección no es necesaria para alturas de hasta 1000 m [27]. Por lo tanto, el factor por el cual se deberá multiplicar las tensiones soportadas de coordinación será:

$$K_a = 1 + \left(0.01 * \frac{H - 1000m}{100m} \right) \quad (3.25)$$

3.1.4.2. Factor de seguridad.

El factor de seguridad está relacionado con los modos de operación y sus respectivas sollicitaciones térmicas, eléctricas, medioambientales y mecánicas a las que el aislamiento eléctrico este sometido.

Los factores que se consideran para la determinación del factor de seguridad son:

- Envejecimiento del aislamiento.
- Diferencias entre condiciones de fábrica y de montaje del equipo.
- Inexactitudes en la determinación de las tensiones soportadas de coordinación.

La importancia de estos factores desde el punto de vista del aislamiento puede variar según el tipo de aislamiento y de equipo.

3.1.4.2.1. Envejecimiento del aislamiento.

Durante la vida útil prevista para el equipo de una subestación el aislamiento eléctrico envejece a causa de las sollicitaciones térmicas, eléctricas, químicas o mecánicas que puedan presentarse. Es así que para aislamientos internos el efecto de envejecimiento debe ser considerado en el factor de seguridad a ser aplicado. Por otra parte, para propósitos de coordinación de aislamiento se asume que el aislamiento externo no sufre procesos de envejecimiento, y por lo tanto el factor de seguridad para este tipo de aislamientos no lo considera.

3.1.4.2.2. Diferencias entre condiciones de fábrica y de montaje.

El fabricante del equipo realiza las pruebas de aislamiento necesarias para verificar la tensión soportada requerida. No obstante, aun cuando el equipo tenga la validación del fabricante, una vez puesto en servicio, debido a diferencias en la configuración o condiciones del aislamiento, su comportamiento puede diferir del comportamiento en condiciones de prueba. Dando como resultado que la tensión soportada en condiciones de servicio sea menor que el valor especificado por el fabricante.

De experiencias prácticas se ha demostrado que para equipo que llega al sitio de instalación completamente ensamblado y listo para el montaje la diferencia entre las condiciones de prueba y en servicio es mínima y puede considerarse despreciable para propósitos de coordinación. Por otra parte, para el equipo que se transporta por partes y que debe ser ensamblado en el sitio de instalación, la tensión soportada en servicio puede ser menor que la tensión soportada requerida. Este efecto de disminución en la tensión soportada también se toma en cuenta y se cubre con el factor de seguridad.

3.1.4.2.3. Inexactitudes en las tensiones soportadas.

Se refiere a las inexactitudes que se puedan suscitar en la determinación experimental de las tensiones soportadas a partir de pruebas de laboratorio.

Para aislamiento externo, la determinación de la tensión soportada requerida puede verse afectada por: la influencia del entorno del laboratorio

durante las pruebas, las variaciones de la disposición del equipo en el laboratorio respecto de las condiciones de servicio y las inexactitudes estadísticas inherentes al método de prueba seleccionado. Por lo que es necesario considerar estas posibles variaciones dentro del factor de seguridad.

Para aislamiento interno, para el cual se asume una probabilidad de soportabilidad del 100 %, las pruebas de tensión soportada se realizan aplicando pocos impulsos, por ejemplo tres [14]. Aún así las inexactitudes producto del método de prueba deben ser consideradas en el factor de seguridad.

Los factores de seguridad recomendados por la norma IEC, y que cubren todas estas diferencias entre las condiciones de prueba y las condiciones reales de operación toman los siguientes valores de acuerdo al tipo de aislamiento:

- Factor de seguridad para aislamiento externo: $K_s = 1.05$
- Factor de seguridad para aislamiento interno: $K_s = 1.15$

Aplicando tanto el factor de corrección por altura K_a , así como el factor de seguridad K_s a cada una de las tensiones soportadas de coordinación se obtienen las tensiones soportadas requeridas, que son las tensiones que al menos debe soportar el equipo en condiciones reales de operación. Así:

- Aislamiento externo:

$$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s \quad (3.26)$$

- Aislamiento interno:

$$V_{rw} = V_{cw} * K_s \quad (3.27)$$

Para el aislamiento externo, la Figura 3.16 ilustra el proceso de corrección por altura y factor de seguridad, considerando los valores normalizados de tensión soportada según IEC para impulsos atmosféricos de un sistema de 500 kV. La tensión soportada de coordinación se mantiene constante con la altura. En la figura se muestra un rango de V_{cw} limitado por sus posibles valores mínimo y máximo, valores a partir de los cuales se hace las correcciones. Al aplicar el factor de seguridad sobre V_{cw} se tiene el punto a partir del cual empieza la variación con

la altura. La variación de la tensión soportada con la altura corresponde a las curvas rojas.

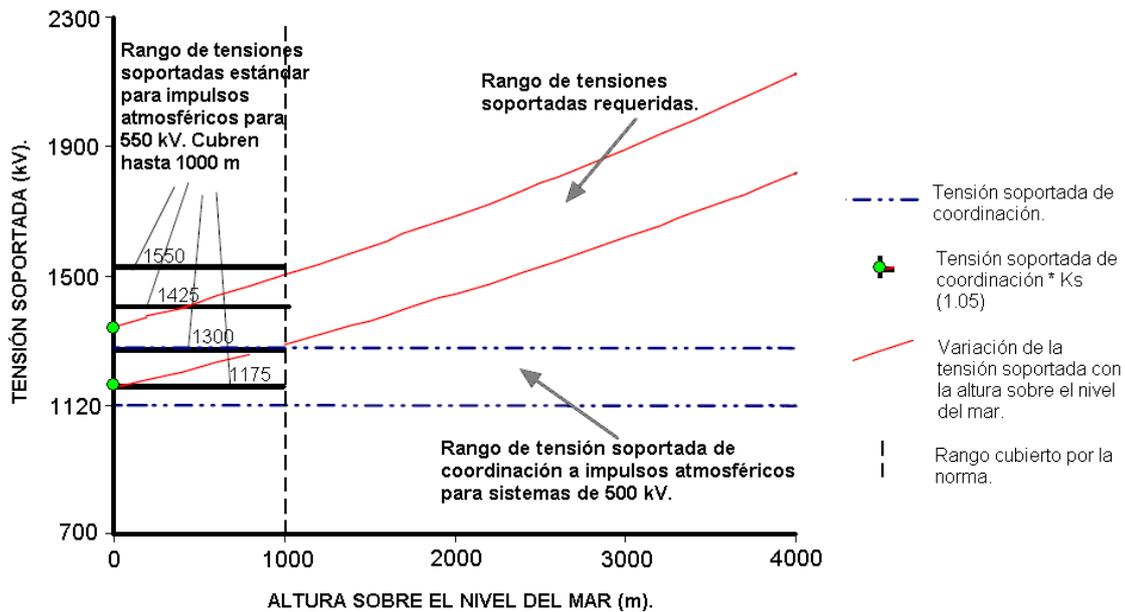


Figura 3.16. Aplicación de los factores K_a y K_s sobre V_{cw} [28]

Se considera que los rangos tabulados en IEC cubren los requerimientos hasta 1000 msnm. Además en la mayoría de casos, por condiciones de fábrica el equipo no necesita corrección hasta esta altura. Sin embargo, para alturas muy altas el rango de valores normalizados sugeridos por IEC de acuerdo a la tensión máxima del sistema podría no ser suficiente, teniendo que recurrir a los valores normalizados siguientes. Los valores normalizados se expondrán más adelante, en el siguiente paso del procedimiento.

3.1.5. NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO O ASIGNADO.

Una vez que se han calculado las tensiones soportadas requeridas, es necesario seleccionar los valores normalizados de estas tensiones. Para esto se utilizará los valores normalizados dados en la Norma IEC. Se seleccionará de entre los valores normalizados, el siguiente valor mayor o si fuere el caso igual que la tensión soportada requerida. Los valores normalizados de tensiones soportadas se presentan en las Tablas 3.3 y 3.4.

El conjunto de tensiones soportadas obtenidas en este paso del procedimiento constituye el nivel de aislamiento nominal a ser especificado para los equipos. Las tensiones soportadas normalizadas son además, las tensiones a ser aplicadas en las pruebas de soportabilidad de aislamiento, con el fin de garantizar que el aislamiento del equipo sea capaz de soportar las tensiones soportadas requeridas.

Tabla 3.3. Valores normalizados de tensiones soportadas de corta duración a frecuencia industrial.
Valores en kV_{r.m.s.} [14]

10	50	185	360	570
20	70	230	395	630
28	95	275	460	680
38	140	325	510	

Tabla 3.4. Valores normalizados de tensiones soportadas tipo impulso.
Valores pico en kV. [14]

20	95	250	650	1050	1550	2100
40	125	325	750	1175	1675	2250
60	145	450	850	1300	1800	2400
75	170	550	950	1425	1950	

3.1.5.1. Criterios de selección de los niveles de aislamiento.

Con base a resultados obtenidos de la experiencia en la operación de sistemas eléctricos y considerando el uso de dispositivos y métodos de limitación de sobretensiones, la Norma IEC 60071-1 presenta rangos de tensiones soportadas normalizadas asociados con los valores normalizados del voltaje máximo para el equipo (V_m).

Los rangos de tensiones soportadas estandarizadas se asignan por separado para sistemas del Rango I y para sistemas del Rango II, debido a que algunos criterios considerados en el Rango I no aplican para el II. La Tabla 3.5 muestra los rangos para sistemas del Rango II. Mientras que el Anexo J muestra la tabla correspondiente al Rango I y las tablas dadas según el estándar ANSI/IEEE. De la Tabla 3.5 se puede observar que para un valor dado de tensión soportada a impulsos de maniobra se tiene dos opciones de valores de tensión soportada a impulsos atmosféricos. Esto es, para considerar los diferentes

métodos de control de este tipo de sobretensiones que se pueda estar aplicando.

Para sistemas del Rango I se asume que las tensiones soportadas fase – fase son iguales que las fase – tierra. Mientras que para sistemas del Rango II este criterio sólo se considera para las tensiones soportadas a impulsos atmosféricos. Para impulsos de maniobra, las tensiones soportadas fase – fase resultan de multiplicar las tensiones soportadas fase – tierra por los factores especificados en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Valores estandarizados de aislamiento para el Rango II ($V_m > 245$ kV) [14].

Tensión Máxima para el Equipo kV (rms)	Tensión Soportada Nominal a Impulsos de Maniobra		Tensión Soportada Nominal a Impulsos Atmosféricos. kV (Pico)
	Fase - Tierra kV, pico	Fase – Fase (Relación con el valor Fase – Tierra) kV (Pico)	
300	750	1.5	850 950
	850	1.5	950 1050
362	850	1.5	950 1050
	950	1.5	1050 1175
420	850	1.6	1050 1175
	950	1.5	1175 1300
	1050	1.5	1300 1425
525	950	1.7	1175 1300
	1050	1.6	1300 1425
	1175	1.5	1425 1550
765	1300	1.7	1675 1800
	1425	1.7	1800 1950
	1550	1.6	1950 2100

Nota.- estos valores de nivel de aislamiento son válidos para alturas de hasta 1000 msnm

Dos valores de tensiones soportadas normalizadas son suficientes para definir el nivel de aislamiento estándar de un equipo, dependiendo del rango al cual pertenezca así:

- Para equipos del rango I.- el nivel de aislamiento queda definido por:
 - La tensión soportada estandarizada a impulsos atmosféricos.
 - La tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial estandarizada.

Con esto no se quiere decir que para este rango se deba omitir el análisis y efecto de las sobretensiones de maniobra. Lo que se considera es que cualquiera de las dos tensiones soportadas especificadas cubre las tensiones soportadas requeridas a impulsos de maniobra tanto entre fase y tierra como entre fases.

- Para equipos del rango II.- el nivel de aislamiento queda definido por:
 - La tensión soportada estandarizada a impulsos de maniobra.
 - La tensión soportada estandarizada a impulsos atmosféricos.

Nuevamente para este rango, si bien no se especifica un valor de tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial no significa que se deba omitir el análisis y efecto de estas sobretensiones. Lo que se considera es que la tensión soportada a impulsos de maniobra normalizada cubre las tensiones soportadas requeridas de corta duración a frecuencia industrial. Los valores normalizados de tensiones soportadas para este rango pertenecerán entonces únicamente a valores dados en la Tabla 3.4. Sin embargo las normas específicas de cada equipo pueden especificar valores y procedimientos de prueba para verificar las tensiones soportadas requeridas de corta duración.

Para verificar que las tensiones soportadas requeridas de corta duración a frecuencia industrial quedan cubiertas por las tensiones soportadas normalizadas a impulsos de maniobra, es necesario convertirlas a una tensión equivalente cuya forma de onda corresponda a la especificada en los valores normalizados, en este caso a tensiones tipo impulso. Los factores de conversión por los cuales se debe

multiplicar la tensión soportada requerida de corta duración para obtener la tensión soportada equivalente se muestran en la Tabla 3.6. Estos factores se han determinado de la experiencia y dan como resultado un valor conservador de las tensiones soportadas normalizadas.

En caso de que las tensiones que resulten de la conversión sean mayores que las tensiones soportadas estandarizadas a impulsos de maniobra, serán las normas particulares de cada equipo las que definan el procedimiento para probar y verificar la soportabilidad del aislamiento ante este tipo de solicitudes.

Tabla 3.6. Factores de conversión para convertir las tensiones soportadas requeridas de corta duración de frecuencia industrial a tensiones soportadas a impulsos de maniobra (SIW) a ser aplicadas en las pruebas de soportabilidad en equipos de sistemas del Rango II [7].

Aislamiento	Factor para obtener la tensión soportada equivalente a impulsos de maniobra.
<p><i>Aislamiento Externo.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislamiento en aire y aisladores limpios, seco. • Aisladores limpios, húmedo. 	<p style="text-align: right;">1.4</p> <p style="text-align: right;">1.7</p>
<p><i>Aislamiento Interno.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • GIS • Aislamiento líquido. • Aislamiento sólido 	<p style="text-align: right;">1.6</p> <p style="text-align: right;">2.3</p> <p style="text-align: right;">2.0</p>
<p>Nota.- Los factores de conversión ya incluyen el factor $\sqrt{2}$ para convertir de r.m.s a valor pico.</p>	

Es importante aclarar que la selección del nivel de aislamiento para un determinado equipo no puede basarse únicamente en el uso de las tablas dadas en la norma, sino que se debe aplicar todo el procedimiento de coordinación de aislamiento hasta aquí descrito para incluir las particularidades del sistema en análisis. Además es necesario notar que las tablas dadas por IEC o IEEE, sirven para alturas de hasta 1000 m, para alturas mayores los niveles de aislamiento ya no podrían corresponder con los valores dados dentro del rango de la tensión máxima del sistema en estudio, sino que podrían ser mayores. En este caso se deberá seleccionar las tensiones soportadas normalizadas de la Tabla 3.4, que es la que aplica para sistemas del rango II. Seleccionando valores de tensión soportada mayores o iguales que las tensiones soportadas requeridas.

3.1.6. PRUEBAS PARA LA VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO SELECCIONADO.

El nivel de aislamiento estandarizado debe ser verificado en pruebas de soportabilidad de aislamiento, con el fin de garantizar que la tensión real que el aislamiento de un equipo es capaz de soportar no sea inferior que la tensión soportada especificada en el nivel de aislamiento seleccionado. Las tensiones a ser aplicadas en las pruebas de soportabilidad serán las tensiones soportadas normalizadas.

La selección del tipo de prueba a ser aplicado, y los procedimientos para su ejecución se encuentran de forma detallada en estándares referentes a pruebas en alta tensión [23] y en los estándares particulares de cada equipo. Sin embargo a continuación se describe algunas consideraciones respecto de las pruebas de soportabilidad del aislamiento en función del tipo de aislamiento del equipo, autorecuperable, no autorecuperable y equipos con aislamiento de ambos tipos.

En general, para equipos del Rango II se realizan pruebas con tensiones soportadas tipo impulso. Estas pruebas consisten en aplicar un determinado número de veces las tensiones soportadas normalizadas sobre el aislamiento a ser evaluado, siguiendo el procedimiento y disposición del equipo según los estándares de pruebas en alta tensión.

3.1.6.1. Pruebas de aislamientos no autorecuperables [14].

Para este tipo de aislamientos es importante tomar en consideración que la presencia de una descarga disruptiva causará la degradación de sus propiedades aislantes. Incluso tensiones de prueba que no provoquen disrupción podrían afectar al aislamiento. Por esta razón, en la evaluación de aislamientos no autorecuperables se debe aplicar un número limitado de tensiones de prueba, por ejemplo tres impulsos. Se considera que la prueba es satisfactoria si no se produce disrupción, en cuyo caso se puede afirmar que el aislamiento es capaz de soportar tensiones de hasta el valor de tensión aplicada.

Por otra parte, debido a que las pruebas para aislamientos no autorecuperables implican un número limitado de impulsos de prueba y además no admiten disrupción, no es posible obtener información estadística. Es por esto

que se considera una probabilidad de soportabilidad del 100 % para este tipo de aislamientos.

3.1.6.2. Pruebas de aislamientos autorecuperables [14].

Por las características autorecuperables de este tipo de aislamientos es posible aplicar un gran número de tensiones de prueba, e inclusive permitir la presencia de interrupción. Por lo tanto, se podrá obtener información estadística respecto de la soportabilidad del aislamiento en base de las pruebas realizadas. Así por ejemplo, se podrá estimar el valor de tensión soportada para tener una probabilidad de soportabilidad del 90 %, $P_w = 90 \%$. Se puede también aplicar métodos para la determinación de V_{50} , por ejemplo, un método consiste en aplicar al menos ocho grupos de siete impulsos por grupo.

Sin embargo, al permitir la presencia de descargas disruptivas es importante considerar que el aislamiento tardará un tiempo en recuperar totalmente sus propiedades aislantes luego de la interrupción, razón por la cual se deberá definir un intervalo de tiempo adecuado entre la aplicación de un impulso y otro en el procedimiento de prueba.

En conclusión, para aislamientos autorecuperables con la aplicación de métodos de prueba adecuados se podrán construir las curvas de distribución de frecuencia de sobretensiones y de probabilidad de descargas o interrupción.

3.1.6.3. Pruebas de aislamientos mixtos [14].

Para el caso de equipos que estén conformados por los dos tipos de aislamiento y en los que el aislamiento autorecuperable no pueda probarse por separado de su aislamiento no autorecuperable, como es el caso de bushings o transformadores de instrumentos, es importante definir el método de prueba. Se debe considerar que el aislamiento no autorecuperable admite la aplicación de pocas tensiones de prueba. Por otro lado por propósitos estadísticos y por seguridad en el resultado del ensayo, el aislamiento autorecuperable necesita la aplicación de numerosas tensiones de prueba. De aquí que, la prueba para aislamientos mixtos debe usar un método en el que no se afecte al aislamiento no autorecuperable y a su vez permita evaluar el nivel de aislamiento del tipo

autorecuperable. La experiencia muestra que un criterio de prueba aceptable para estos casos es aplicar 15 impulsos y permitir hasta dos descargas disruptivas en la parte del equipo con aislamiento autorecuperable. Sin embargo, en caso de que estas descargas puedan causar daños severos sobre el aislamiento no autorecuperable se probará al equipo con criterios de aislamiento no autorecuperable. Este caso podría corresponder a pruebas de transformadores con sus bushings con altas tensiones soportadas.

Para equipos en los que por efecto de la altura el valor de tensión de prueba para el aislamiento externo sea mayor que el del aislamiento interno, se podrá aplicar las tensiones de prueba correspondientes al aislamiento externo bajo la condición de que el aislamiento interno esté sobredimensionando. Caso contrario se deberá verificar únicamente al aislamiento interno con su respectiva tensión de prueba. El aislamiento externo podría no ser probado si los espaciamientos en aire son suficientemente grandes.

3.1.6.4. Condiciones especiales de prueba [14].

En caso de no poder aplicar los procedimientos de prueba normalizados para la evaluación de un equipo, se puede considerar el uso de pruebas alternativas en las que se tiene una o varias condiciones diferentes a las condiciones de prueba normalizadas, por ejemplo, diferente disposición del equipo o diferentes valores o formas de onda de tensiones soportadas. La condición para el uso de estas pruebas alternativas es alcanzar condiciones físicas equivalentes a las normalizadas para el desarrollo de la descarga disruptiva. Sin embargo serán los comités técnicos de normalización, para el caso de IEC el comité técnico 42, los encargados de evaluar y aprobar las condiciones alternativas.

3.2. RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO.

A manera de resumen se desarrolla un diagrama secuencial para cada uno de los pasos del proceso de coordinación de aislamiento hasta ahora descrito, precisando las expresiones para la determinación de las tensiones soportadas de coordinación y requeridas, tanto para aislamiento interno y externo, hasta llegar a obtener el nivel de aislamiento normalizado para el equipo. La Tabla 3.7 muestra todo el proceso en conjunto.

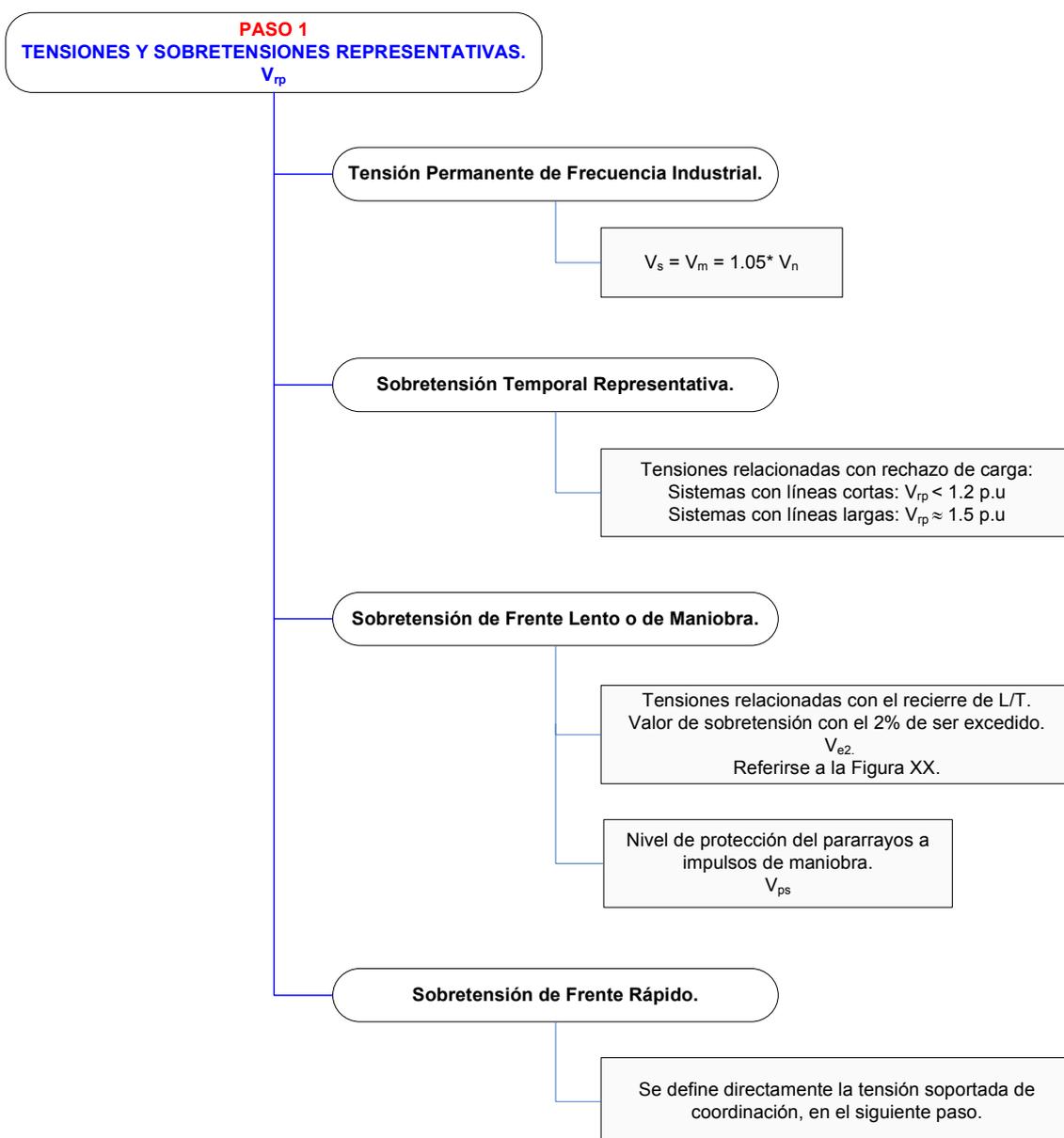


Figura 3.17. Paso 1, sobretensiones representativas.

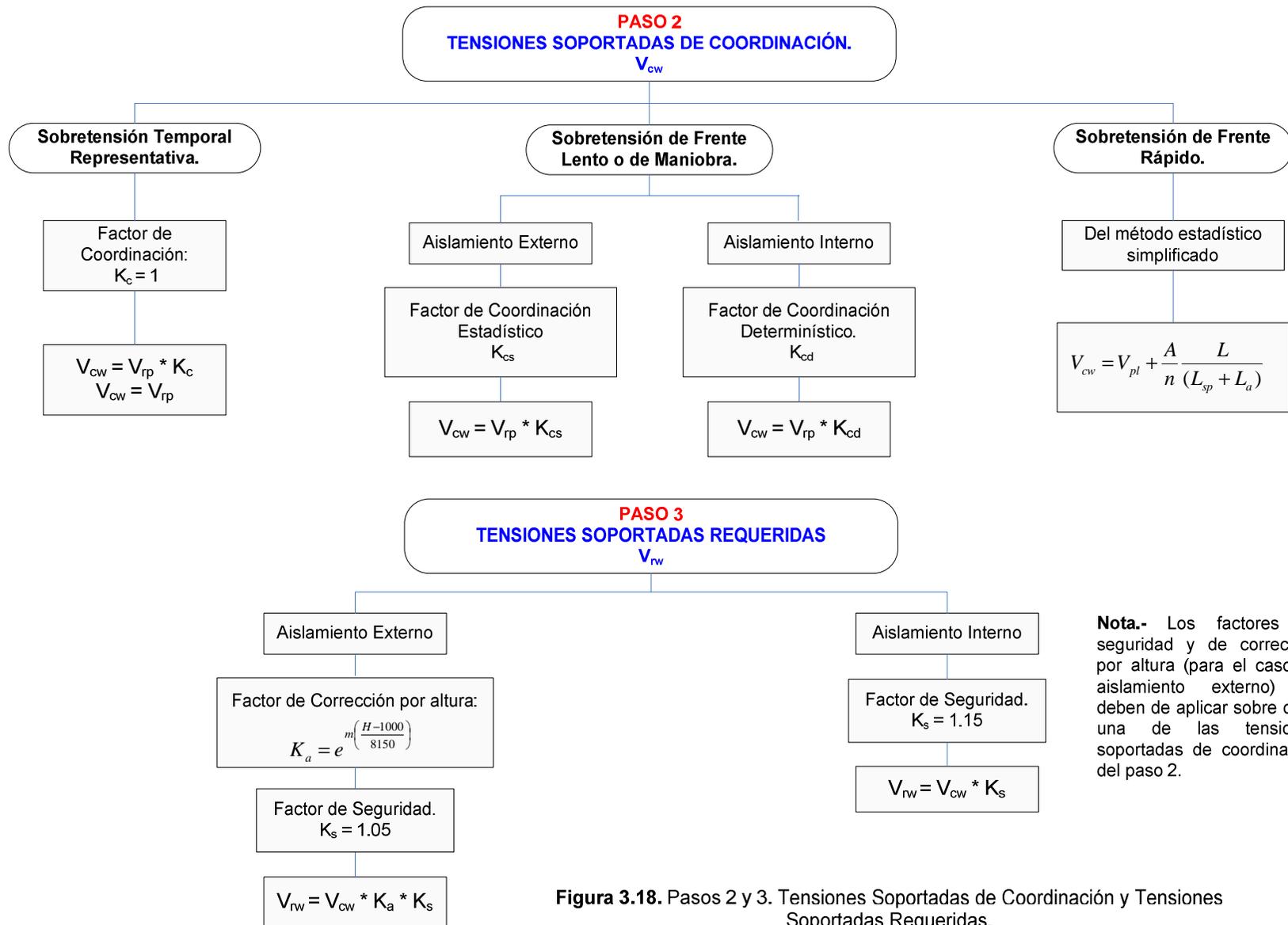
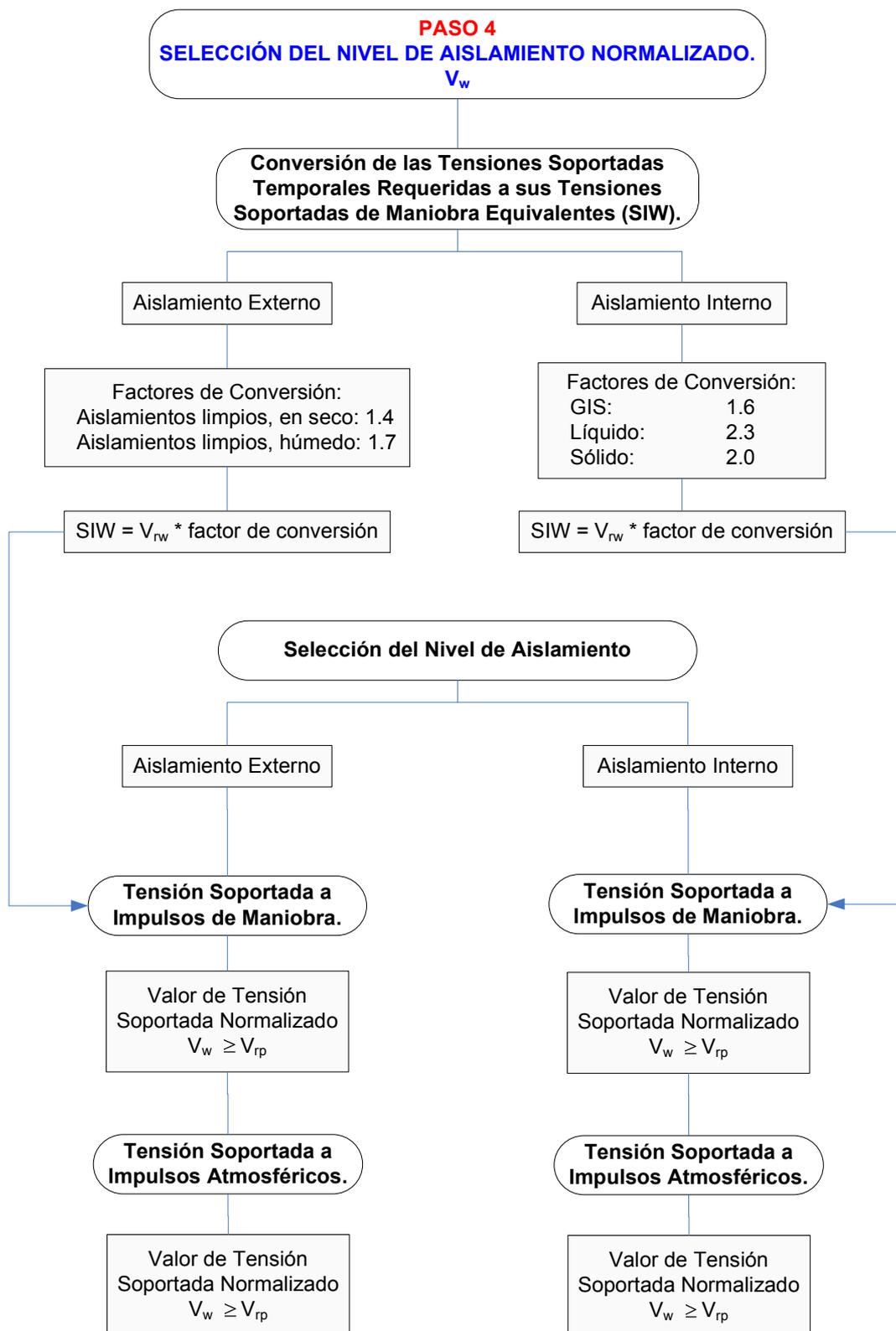


Figura 3.18. Pasos 2 y 3. Tensiones Soportadas de Coordinación y Tensiones Soportadas Requeridas.



Nota.- Se selecciona dos valores para la tensión soportada normalizada a impulsos atmosféricos, uno para equipos cercanos al pararrayos y otro superior, para equipos alejados del pararrayos.

Figura 3.19. Paso 4, Selección del Nivel de Aislamiento.

Tabla 3.7. Resumen del procedimiento de coordinación de aislamiento.

	Sobretensión Temporal.		Sobretensión de Frente Lento o de Maniobra		Sobretensión de Frente Rápido o por Impulsos Atmosféricos.	
	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.
Paso 1: Sobretensiones Representativas V_{rp}	V_{rp} (temporal)		V_{e2} V_{ps}		Se calcula directamente V_{cw} .	
Paso 2: Tensiones soportadas de Coordinación V_{cw}						
Factores de coordinación:	$K_c = 1$		K_{cs}	K_{cd}	$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)}$	
	$V_{cw} = V_{rp}$		$V_{cw} = V_{ps} * K_{cs}$	$V_{cw} = V_{e2} * K_{cd}$		
Paso 3: Tensiones soportadas de Requeridas V_{rw}						
Factor de Corrección por altura: $K_a = e^{m \left(\frac{H-1000}{8150} \right)}$	Si	No	Si	No	Si	No
Factor de Seguridad K_s :	1.05	1.15	1.05	1.15	1.05	1.15
	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$
Paso 4: Nivel de Aislamiento Normalizado V_w						
Factor de conversión de V_{rw} a SIW	Limpio seco: 1.4	GIS: 1.6 Líquido: 2.3 Sólido: 2.0	Nivel de Aislamiento para equipos del Rango II.			
	Limpio húmedo: 1.7		$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$	$V_w \geq V_{rw}$
	SIW = V_{rw} * Factor de conversión					

Como resultado del proceso de coordinación de aislamiento se obtiene un conjunto de tensiones soportadas que conforman el nivel de aislamiento normalizado que se debe especificar en los equipos de la subestación. El nivel de aislamiento así definido es técnica y económicamente eficiente. La Tabla 3.8 muestra las tensiones soportadas normalizadas que se debe obtener como resultado de aplicar cada uno de los pasos del proceso de coordinación.

Tabla 3.8. Valores que se debe especificar para definir el Nivel de Aislamiento fase – tierra de los equipos de una subestación perteneciente al Rango II.

	AISLAMIENTO EXTERNO	AISLAMIENTO INTERNO
Tensión Soportada a Impulsos de Maniobra.	✓	✓
Tensión Soportada a Impulsos Atmosféricos.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Para equipos cercanos al pararrayos (transformador). ✓ Para equipos alejados del pararrayos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Para equipos cercanos al pararrayos (transformador). ✓ Para equipos alejados del pararrayos.

CAPÍTULO IV

EJEMPLO DE LA ESPECIFICACIÓN DE PARARRAYOS Y NIVEL DE AISLAMIENTO A 500 kV, APLICACIÓN S/E PIFO.

En el presente Capítulo se aplicará el procedimiento y conceptos desarrollados a lo largo de los Capítulos II y III, tomando como ejemplo a la subestación Pifo del sistema de 500 kV a ser incorporada dentro del SNI en el año 2013, de acuerdo al plan de expansión vigente.

Los cálculos necesarios para la definición de las características técnicas de pararrayos, así como para los niveles de aislamiento se desarrollarán en base a las especificaciones del sistema de 500 kV descritas en el Capítulo I. En caso de que para los cálculos se requiera otros datos del sistema que no se hayan descrito anteriormente se los irá incorporando conforme se requiera en el procedimiento.

4.1. CONDICIONES AMBIENTALES.

Las condiciones ambientales al sitio de ubicación de un proyecto eléctrico pueden constituir un factor determinante al momento del diseño, principalmente en lo que a nivel de aislamiento se refiere. Las condiciones atmosféricas estandarizadas que sirven de referencia consideran una temperatura promedio de 20°C y una presión atmosférica de 101.3 kPa (1013 mbar), que equivale a la presión atmosférica a cero metros sobre el nivel del mar.

Para el caso de la S/E Pifo, al momento se tiene disponible un área de 17 hectáreas, ubicadas en la comunidad de “El Inga Bajo” perteneciente a la parroquia Pifo del cantón Quito, en el sector este del relleno sanitario de El Inga. Es una zona en la que se desarrollan actividades agro-pastoriles a cargo de moradores de la comunidad. El terreno es del tipo irregular por lo que la altura en metros sobre el nivel del mar oscila entre 2813 y 2830. El Anexo K muestra una

vista aérea de la zona. El clima predominante del sector corresponde al de valle interandino (templado – frío).

Los parámetros ambientales definidos por Transelectric S.A y que se utilizarán durante el desarrollo del proyecto son:

- Altura: 2830 msnm
- Velocidad del viento: 90 km/h o 25 m/s.
- Grado de contaminación: III (fuerte), (Ver Sección 4.3.2.1)

4.2. TENSIONES Y SOBRETENSIONES EN LA S/E PIFO.

En base a los criterios mostrados en las Secciones 2.1 y 3.1.1, en la presente sección se definirá los valores de las sobretensiones representativas, que son el punto de partida tanto para la selección del pararrayos como del procedimiento de coordinación de aislamiento.

La Tabla 4.1 muestra los datos de las tensiones nominal y máxima del sistema en estudio, se incluye además el valor de la tensión base para expresar las sobretensiones en valores p.u., calculada según la expresión 2.1, es decir, como el valor pico fase-tierra de la tensión más elevada del sistema.

Tabla 4.1. Datos generales del sistema en estudio.

Parámetro	Valor
Tensión nominal (kV, rms, fase – fase)	500
Frecuencia nominal (Hz)	60
Número de fases	3
Neutro del sistema	Sólidamente conectado a tierra
Tensión más elevada del sistema V_s , (kV)	525
Tensión base (kV, pico, fase -tierra de V_s)	428.66

La tensión más elevada del sistema corresponde a su vez a la tensión permanente de frecuencia industrial.

4.2.1. SOBRETENSIONES TEMPORALES.

Para definir las sobretensiones temporales que afectan al patio de 500 kV de la S/E Pifo se considerará los eventos de falla monofásica a tierra y rechazo de carga ya que son los eventos más representativos para la generación de este tipo de sobretensiones.

4.2.1.1. Falla monofásica a tierra.

La magnitud de la sobretensión originada por una falla monofásica es función del factor de falla a tierra (k), ya que este factor se define como la relación entre la sobretensión en las fases no fallidas y el voltaje en condiciones normales de operación en el punto de falla según la expresión 4.1. La peor condición y que implicaría tener mayores sobretensiones se da para cuando el voltaje en condiciones normales corresponde a la tensión más elevada del sistema. Además, bajo este supuesto el factor de falla a tierra (k) corresponde al valor en p.u de la sobretensión. Esto se debe a que el valor base del sistema en p.u esta referido a la tensión máxima del sistema. Bajo esta condición se determinará el valor de sobretensión en la subestación en estudio.

$$k = \frac{V_{sobretensión}}{V_{condiciones_normales}} \quad (4.1)$$

El valor del factor de falla a tierra (k), que a su vez corresponde al valor en p.u. de la sobretensión, se definirá en base a la Figura 2.1 tomando como datos las impedancias de secuencias positiva y cero del sistema, mostradas en la Tabla 1.7. A continuación se muestra las relaciones necesarias para ubicar en la figura el valor de k .

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{31.318}{32.675} = 0.9584 \approx 1$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{3.193}{32.675} = 9.772 * 10^{-2} \approx 0$$

Entonces ubicando estos valores en la curva de la Figura 2.1 se tiene que el factor de falla a tierra es aproximadamente igual a 1.125. Esto significa, a su vez, que la magnitud de la sobretensión estará alrededor de 1.125 p.u.

4.2.1.2. Rechazo de carga.

Para cuantificar el valor de sobretensión por rechazo de carga se usará la expresión 2.3, bajo la asunción que la tensión V_1 corresponde a la máxima tensión del sistema y que por lo tanto la relación V_2/V_1 es igual al valor en p.u. de

la sobretensión. Para los cálculos se usará los parámetros de las líneas Coca Codo Sinclair – Pifo y Pifo – Yaguachi mostrados en la Tabla 1.4.

La expresión 2.3 se puede expresar en función de la reactancia y susceptancia de las líneas, tal como se muestra a continuación.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{\omega^2 LC}{2}}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{X_L B_C}{2}} \quad (4.2)$$

Aplicando la expresión 4.2 para cada una de las líneas que llegan a la subestación Pifo se tiene entonces los siguientes resultados:

4.2.1.2.1. Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{40.425 * 637.637 * 10^{-6}}{2}} = 1.013$$

Por lo tanto, la sobretensión por Efecto Ferranti será de 1.013 p.u, que es un valor relativamente bajo debido a que la línea es relativamente corta.

4.2.1.2.2. Línea Pifo – Yaguachi.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{97.02 * 1530.33 * 10^{-6}}{2}} = 1.0802$$

Por lo tanto, la sobretensión por Efecto Ferranti asociada a esta línea será de 1.0802 p.u, que aunque es mayor que en el caso anterior, sigue siendo relativamente baja debido a que su longitud no es extremadamente larga.

4.2.1.3. Sobretensión temporal para el diseño.

Al comparar los valores de sobretensión calculados en las secciones anteriores, se puede ver que el evento de falla monofásica a tierra produce la

mayor sobretensión. Sin embargo, debido a que no se conoce con exactitud las sobretensiones debidas a rechazo de carga, ya que los valores calculados consideran únicamente el Efecto Ferranti se considerará para el diseño, en base a los valores típicos para este tipo de eventos, una sobretensión temporal de 1.3 p.u. Este valor de sobretensión asegurará que el aislamiento pueda soportar este tipo de sobretensiones.

4.2.2. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO.

De todos los eventos que producen sobretensiones de frente lento, se empezará por analizar la energización y recierre de las líneas conectadas a la subestación, ya que por lo general, este tipo de maniobras son las que ocasionan las sobretensiones más significativas. Además, cabe notar que las sobretensiones producidas por el resto de eventos se deberían tomar en cuenta sólo en caso de que las sobretensiones debidas a energización y re-cierre de líneas se controlen a valores inferiores a 2.0 p.u. En caso de presentarse esta condición, la sobretensión más significativa corresponderá a la originada en el despeje de fallas, y que toma un valor de 2 p.u, según la expresión 2.5.

4.2.2.1. Sobretensión estadística V_{e2} por energización y recierre de líneas.

El valor de la sobretensión estadística de frente lento V_{e2} , debida a eventos de energización y recierre de líneas, se definirá en base a la Figura 2.7, para cada una de las líneas asociadas a la subestación.

4.2.2.1.1. Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2.

Las características de la línea Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2, necesarias para la determinación de V_{e2} se han definido de acuerdo a los criterios mostrados en la Sección L.1 del Anexo L, y son:

- Porcentaje de compensación en paralelo: 37.64 % (< 50 %).
- Red de alimentación: Inductiva.
- Disyuntores provistos de resistencias de preinserción: Si.
- Maniobras a considerar: Energización y Recierre trifásico.

Ubicando estos parámetros en la Figura 2.7, se tiene como resultado que las maniobras de energización de esta línea podrían provocar sobretensiones de hasta 2.2 p.u, mientras que para maniobras de recierre las sobretensiones serían de hasta 2.14 p.u. El Anexo L incluye también el ejemplo de la ubicación de los parámetros en la figura.

4.2.2.1.2. Línea Pifo - Yaguachi.

Análogo al caso anterior, las características de la línea Pifo – Yaguachi que se muestran a continuación han sido también definidas en el Anexo L, en la Sección L.2.

- Porcentaje de compensación en paralelo: 62,73 % (> 50 %).
- Red de alimentación: Compleja.
- Disyuntores provistos de resistencias de preinserción: Si.
- Maniobras a considerar: Energización y Recierre trifásico.

Ubicando estos parámetros en la Figura 2.7, se tiene como resultado que las maniobras de energización de esta línea podrían provocar sobretensiones de hasta 1.24 p.u, mientras que para maniobras de recierre las sobretensiones serían de hasta 1.94 p.u.

4.2.2.2. Sobretensión de frente lento para el diseño.

De las sobretensiones debidas a energización y recierre de las líneas conectadas a la subestación Pifo, la sobretensión más significativa esta asociada a la energización de las líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 o 2. Además debido a que el valor de esta sobretensión es mayor que 2 p.u no hace falta considerar los otros eventos que producen sobretensiones de frente lento ya que estas serán de menor magnitud. Por lo tanto, la sobretensión estadística de frente lento a considerarse en el proceso de coordinación será igual a 2.2 p.u ($V_{e2} = 2.2$ p.u).

Nota.- Para la selección del V_{e2} se ha tomado en cuenta el caso de recierre trifásico aún cuando se ha asumido el uso de disyuntores con recierre monopolar, esto con el objeto de considerar estas sobretensiones en caso de ser las más

significativas. Sin embargo, de los resultados obtenidos se ha visto que la condición de mayor sobretensión está asociada a un evento de energización, por lo que, el tipo de recierre del disyuntor pasa a ser un aspecto irrelevante para este estudio.

4.2.3. SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO.

De acuerdo a lo establecido en la Sección 3.1.1.3, en la presente sección no se definirá el valor de la magnitud de las sobretensiones de frente rápido, sino que más adelante de acuerdo al procedimiento se obtendrá directamente la tensión soportada de coordinación a través de un método estadístico simplificado.

4.2.4. RESUMEN DE SOBRETENSIONES.

A continuación la Tabla 4.2 muestra un resumen de los valores de sobretensión seleccionados para el desarrollo del procedimiento de coordinación de aislamiento.

Tabla 4.2. Magnitud de las sobretensiones a considerarse en el procedimiento.

Tipo de Sobretensión.	Valor (p.u)	Valor (kV-pico f-t)
Sobretensión temporal	1.3	557.26
Sobretensión de frente lento (V_{e2})	2.2	943.05
Sobretensión de frente rápido	-	-

4.3. SELECCIÓN DEL PARARRAYOS.

Para la protección ante sobretensiones de maniobra y atmosféricas se ha previsto ubicar pararrayos de óxido metálico entre fase y tierra, tanto en las entradas de las líneas asociadas a la subestación, así como en las cercanías del transformador de potencia, para garantizar la protección de los equipos de la subestación y principalmente del transformador.

La selección de los pararrayos se realizará de acuerdo a los criterios descritos en la Sección 2.2.1 y siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección 2.2.3. Además, se tomará como referencia los catálogos de fabricantes para comparar y verificar los parámetros encontrados durante el procedimiento. El Anexo M muestra extractos de catálogos de Siemens y ABB que incluyen las

especificaciones de los pararrayos que podrían ser utilizados en la aplicación. Finalmente para el ejemplo se seleccionará uno de estos pararrayos cuyos parámetros se utilizarán en el resto de la aplicación.

De las condiciones normales de servicio descritas en la Sección 2.2.2, en lo que respecta a condiciones ambientales Transelectric S.A no dispone de toda la información sino únicamente de los datos mostrados en la Sección 4.1 del presente capítulo. Sin embargo, estos datos son suficientes para los cálculos a efectuarse, además de que para el resto de parámetros se puede afirmar que se cumple con lo especificado en la Sección 2.2.2.

4.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

La determinación de las características eléctricas del pararrayos se efectuará en base de los parámetros del sistema mostrados en la Tabla 4.1 y los valores de sobretensión de la Tabla 4.2.

4.3.1.1. Voltaje de operación continua del pararrayos (V_c).

Al ser un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra, y considerando un factor de seguridad de 1.05, el voltaje de operación continua de los pararrayos para la protección de la subestación Pifo se calcula de la expresión 2.8, tal como se muestra a continuación:

$$V_c \geq 1.05 * \frac{V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_c \geq 1.05 * \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_c \geq 318.26kV$$

Este valor podrá ser reajustado según los resultados del cálculo de la tensión asignada o nominal V_r .

4.3.1.2. Tensión asignada o nominal (V_r).

De acuerdo al análisis realizado en la Sección 2.2.1.4, la metodología que se utilizará para determinar la tensión nominal del pararrayos será la propuesta por el fabricante según la Sección 2.2.1.3. Sin embargo, se aplicará también la

expresión propuesta por la norma para verificar que este resultado corresponde más bien a la capacidad de sobretensiones temporales (TOV) para 10 (s) presentadas en las tablas de datos del fabricante, como ocurre en el caso de los pararrayos ABB.

4.3.1.2.1. Tensión nominal del descargador, (Según fabricantes ABB, Siemens)

A continuación se muestra los cálculos necesarios para la determinación de la tensión nominal V_r .

Cálculo de la tensión nominal mínima $V_{r,\min}$:

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * V_c$$

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * 1.05 * \frac{V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r,\min} \geq 1.25 * 1.05 * \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r,\min} \geq 397.83kV_{rms_f-t}$$

Tensión nominal en función de la sobretensión.

$$V_r' = \frac{TOV}{k_{TOV}}$$

De donde, el valor de TOV corresponde a la sobretensión temporal de diseño, esto es, 1.3 p.u y el factor k_{TOV} se determina en base a la Figura 2.8, para lo cual se asume que la duración de la sobretensión sea de 100 (s), lo cual implica una condición extrema ya que la duración de una sobretensión temporal de esta magnitud está en el orden 10 s. Se tiene entonces:

$$TOV = 1.3p.u$$

$$k_{TOV} = 1$$

$$V_r' = \frac{1.3p.u}{1}$$

$$V_r' = 1.3 p.u * \frac{428.66}{\sqrt{2}}$$

$$V_r' = 394.04 kV_{rms_f-t}$$

Por último, la tensión nominal del pararrayos será la mayor entre $V_{r,min}$ y V_r' , así:

$$V_r \geq \max(V_{r,min}, V_r')$$

$$V_r \geq 397.83 kV_{rms_f-t}$$

Además, debido a que V_r' resultó ser menor que $V_{r,min}$, no hace falta recalcular el voltaje de operación continua.

4.3.1.2.2. Tensión asignada de un pararrayos según Norma.

Calculando V_r de acuerdo al criterio de la norma y aplicando la expresión 2.9 con los mismos valores de amplitud y duración de sobretensión que para el caso anterior se tiene:

$$V_{eq} = V_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m$$

Con:

$$V_t = 1.3 p.u$$

$$T_t = 100 s$$

$$m = 0.02$$

$$V_{eq} = 1.36 p.u$$

$$V_{eq} = 1.36 p.u * \frac{428.66}{\sqrt{2}}$$

$$V_{eq} = 412.61 kV_{rms_f-t}$$

Usando un margen de seguridad del 5 %

$$V_{eq} = 433.24 kV_{rms_f-t}$$

De este resultado se confirma que el valor de tensión nominal según la norma es superior que el encontrado con el procedimiento anterior, ya que la norma usa un periodo de referencia de 10 (s), mientras que el fabricante usa un periodo de 100 (s). Además, se puede verificar que este valor corresponde más bien con los valores de capacidad TOV para 10 (s) mostrados en las especificaciones del pararrayos.

4.3.1.3. Corriente nominal de descarga (I_n).

De acuerdo a los criterios mostrados en la Sección 2.2.1.5, se tiene que la tensión nominal del pararrayos se encuentra dentro del rango para el cual, según la Tabla 2.6, la corriente nominal de descarga normalizada es de 20 kA, que corresponde también a un pararrayos tipo estación. Además, se cumple también el criterio de que para un sistema cuya tensión nominal sea mayor a los 420 kV, como es el caso del sistema de la S/E Pifo, se considere pararrayos de 20 kA. Por lo tanto:

$$I_n = 20kA$$

4.3.1.4. Capacidad de absorción de energía y clase de descarga de línea.

Para la determinación de la energía a ser absorbida por el pararrayos se considerará únicamente los eventos de cierre y recierre de las líneas conectadas a la subestación, por lo que, el cálculo de la energía se realiza mediante la expresión 2.16. Se considerará además la peor condición y que ocasiona la mayor exigencia al pararrayos. Esta condición implica seleccionar el nivel de protección más bajo que cumpla con la restricción establecida para la tensión nominal. Del valor de energía así calculado se determina la energía específica, mediante la expresión 2.19. Este valor de energía específica corresponde al máximo que el pararrayos en análisis tendría que soportar. Luego si este valor es menor que el especificado por el fabricante, se podrá asegurar que al seleccionar las condiciones de protección definitivas el pararrayos seleccionado no tendrá problemas de absorción de energía. En caso de que los requerimientos del sistema sean mayores a los especificados por el fabricante para la condición crítica se deberá seleccionar un nivel de protección mayor.

Para el presente estudio, la selección del nivel de protección a usarse en el cálculo de la energía máxima a ser absorbida se seleccionará de los valores mostrados en los catálogos de los fabricantes Siemens y ABB.

El Anexo N muestra en las Tablas N.1 y N.2 los resultados del cálculo de la energía a ser absorbida y de la energía específica para cada una de las líneas relacionadas con la subestación Pifo. Para el cálculo se ha considerado además, todas las posibles opciones de pararrayos tanto de Siemens como de ABB. En el anexo también se incluyen los ejemplos de cálculo de estos valores.

De los resultados obtenidos se puede encontrar los máximos requerimientos de absorción de energía para cada una de las líneas.

4.3.1.4.1. Líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2.

Los parámetros a ser utilizados en la expresión 2.16, para esta línea se resumen a continuación.

$$V_e = 2.2 \text{ p.u}$$

$$T_w = 1 \text{ ms}$$

$$Z = 252 \Omega$$

$$V_r = 399 \text{ kV (que cumple con la condición de que } V_r \geq 397.83 \text{ kV)}$$

$$V_{ps} = 747 \text{ kV.}$$

Nota.- los valores de V_r y V_{ps} corresponden a un pararrayos de marca Siemens que, como se puede ver en la Tabla N.1, corresponden al menor valor de V_{ps} que satisface la condición de tensión nominal del pararrayos.

Como resultado se tiene el requerimiento máximo de absorción de energía que debe tener el pararrayos asociado a esta línea. Así:

- Energía máxima a ser absorbida.

$$W = 1162.31 \text{ KJ}$$

- Energía específica máxima.

$$W' = 2.91 \text{ kJ/kV (} V_r \text{)}$$

4.3.1.4.2. Línea Pifo - Yaguachi.

Los parámetros a ser utilizados en la expresión 2.16, para esta línea se resumen a continuación.

$$V_e = 2.2 \text{ p.u}$$

$$T_w = 0.4167 \text{ ms}$$

$$Z = 252 \Omega$$

$$V_r = 399 \text{ kV (que cumple con la condición de que } V_r \geq 397.83 \text{ kV)}$$

$$V_{ps} = 747 \text{ kV.}$$

Nota.- los valores de V_r y V_{ps} corresponden a un pararrayos de marca Siemens que, según la Tabla N.2 al igual que en para el caso anterior, corresponden al menor valor de V_{ps} que satisface la condición de tensión nominal.

Como resultado se tiene el requerimiento máximo de absorción de energía que debe tener el pararrayos asociado a esta línea. Así:

- Energía máxima a ser absorbida.

$$W = 484.33 \text{ KJ}$$

- Energía específica máxima.

$$W' = 1.21 \text{ kJ/kV (} V_r \text{)}$$

Ahora se debe verificar que los valores de energía específica máxima calculados para el sistema no superen a los especificados en los catálogos de los fabricantes. Para esto, en primer lugar se verifica que los pararrayos estén en capacidad de cumplir con la prueba de descarga de línea descrita según la norma y que considera que el pararrayos debe poder soportar la energía calculada según la expresión 2.20 y los parámetros de la Tabla 2.10. Para el caso en estudio, se ha considerado las dos opciones de clase de descarga de línea asociadas a la corriente nominal de descarga de 20 kA. El cálculo de la energía requerida según las pruebas de descarga de línea se encuentra también en el Anexo N, en la Tabla N.3.

La Tabla 4.3 muestra el resumen de los resultados referentes a la capacidad de absorción energía. Así, se tiene los requerimientos para condiciones de prueba, la capacidad de absorción nominal ofrecida por cada fabricante y los requerimientos del sistema.

Tabla 4.3. Valores de energía específica W' (kJ/kV)

Clase	Prueba	ABB	Siemens
4	9.54	10.5	18
5	12.65	15.5	
Requerimientos del sistema.			
<i>L/T C.C.S - Pifo</i>		<i>L/T Pifo - Yaguachi</i>	
2.91		1.21	

De los resultados mostrados en la Tabla 4.3 se puede observar que tanto los pararrayos de Siemens como ABB cumplen los valores de prueba requeridos y que además los requerimientos de absorción de energía del sistema están muy por debajo de la capacidad de los pararrayos, por lo que se puede garantizar que no se tendrá problemas de absorción de energía al seleccionar los valores de protección definitivos.

4.3.1.5. Capacidad de corto circuito o clase de alivio de presión.

La capacidad de corto circuito del pararrayos deberá ser mayor que la máxima corriente de falla que se pueda presentar. Para el caso de la Subestación Pifo, se tomará como referencia el valor pico de la corriente de falla trifásica en la barra de 500 kV de la subestación, según la Tabla 1.6. Por lo tanto se deberá seleccionar un pararrayos cuya capacidad de corto circuito sea mayor que 25.36 kA.

$$\text{Capacidad de corto circuito} \geq 25.36 \text{ kA}$$

De los catálogos de los fabricantes mostrados en el Anexo M, se puede ver que tanto los pararrayos de Siemens como ABB ofrecen una capacidad de corto circuito de 65 kA, que es más que suficiente para garantizar que no se produzca la explosión del revestimiento del pararrayos, en caso de que éste sea de porcelana.

4.3.1.6. Nivel de protección del pararrayos (V_{pl} y V_{ps}).

La selección de los niveles de protección del pararrayos, tanto a impulsos tipo rayo (V_{pl}) como a impulsos de maniobra (V_{ps}), se hace a partir de las opciones ofrecidas por el fabricante en sus catálogos. Sin embargo, para la selección se debe considerar dos aspectos muy importantes que son:

- Verificar que los niveles de protección seleccionados correspondan a un valor de tensión nominal que cumpla con la condición previamente establecida. Esto, para no tener problemas de estabilidad térmica en caso de sobretensiones temporales.
- Verificar que la energía a ser absorbida no supere a la capacidad de absorción del pararrayos.

En lo que respecta a la capacidad de absorción de energía, según lo determinado en la Sección 4.3.1.4 se puede afirmar que este parámetro no constituye una restricción al momento de seleccionar los niveles de protección del pararrayos. Sin embargo, en lo referente a la tensión nominal se deberá seleccionar un pararrayos que cumpla lo estipulado en la Sección 4.3.1.2, esto es:

$$V_r \geq 397.83kV_{rms_f-t}$$

El valor de tensión nominal elegido para los pararrayos a ser ubicados en la S/E Pifo será de 420 kV, ya que aunque Siemens ofrece valores de 399 kV, que estaría cumpliendo la condición, se elige el siguiente valor para asegurar estabilidad térmica.

Dado que para la subestación en estudio se tiene previsto el uso de pararrayos tanto en las entradas de las líneas a la subestación, así como en las cercanías del transformador de potencia, en caso de que el proveedor ofrezca varios niveles de protección para una misma tensión nominal, se aconseja seleccionar un menor nivel de protección para el pararrayos del transformador que para el de las líneas. Esto con el propósito de brindar mayor protección al transformador que es el equipo más importante dentro de la subestación. En caso

de que el fabricante no brinde esta opción, el nivel de protección será el mismo para todos los pararrayos de la subestación.

De los catálogos del Anexo M se ha seleccionado las diferentes opciones de pararrayos aplicables a la subestación Pifo, según los criterios hasta aquí establecidos. Con el fin de analizar estas opciones, la Tabla 4.4 muestra para cada una de ellas, la clase de descarga de línea y los niveles de protección a impulsos atmosféricos y de maniobra para corrientes de descarga de 2 kA y 20 kA, respectivamente. Se ha considerado estos valores de impulsos de corriente ya que para ellos se tiene valores altos de nivel de protección.

Tabla 4.4. Niveles de protección para pararrayos Siemens y ABB aplicables a la S/E Pifo.

Pararrayos		V_r (kV_{rms})	Clase	V_{ps} (kV_{pico}) 30/60 μs y 2 kA	V_{pl} (kV_{pico}) 8/20 μs y 20 kA
Siemens	3EP3 (Porcenala)	420	4	859	1086
		420	5	850	1053
		420	5	834	1012
	3EL2 (Silicona)	420	4	877	1109
	3EQ4 (Silicona)	420	5	850	1053
		420	5	834	1012
3EQ3 (Silicona)	420	5	834	1012	
ABB	EXLIM P HS PEXLIM P-T	420	4	849	1051
	EXLIM T HS PEXLIM T-T	420	5	830	998

De la Tabla 4.4 se puede notar que los pararrayos de clase 5 tienen niveles de protección menores que los de clase 4. De aquí que, será recomendable seleccionar pararrayos de clase 5, aun cuando el requerimiento de absorción de energía del sistema sea mucho menor que la capacidad de absorción este tipo de pararrayos. Con esto, se asegura tener mayor protección de los equipos, una operación estable del pararrayos ya que siempre estará en capacidad de absorber la energía provocada por eventos de maniobra, y en general la confiabilidad del sistema. Además, si bien el costo del pararrayos puede incrementarse al elegir una clase mayor, este costo se vuelve despreciable en relación al costo del resto del sistema.

De los pararrayos de clase 5 mostrados en la Tabla 4.4, se tiene dos opciones según el proveedor, esto es, seleccionar pararrayos Siemens o ABB. De hacer la comparación entre ellos, se puede notar que los pararrayos de ABB tienen niveles de protección un poco menores que los de pararrayos de Siemens, lo cual implica tener un poco más de protección para el equipo. De aquí que, para la preselección del pararrayos según las características eléctricas, se escoge como primera opción al uso de pararrayos ABB clase 5. Sin embargo, se presenta como segunda opción la protección con pararrayos Siemens. La Tabla 4.5 muestra un resumen de estas opciones para la protección de la subestación Pifo.

Tabla 4.5. Alternativas de pararrayos para la protección de la S/E Pifo.

Opciones	Pararrayos	V_r (kV_{rms})	Clase	V_{ps} (kV_{pico}) 30/60 μs y 2 kA	V_{pl} (kV_{pico}) 8/20 μs y 20 kA	Ubicación
Primera opción.	ABB EXLIM T ó HS PEXLIM T-T	420	5	830	998	Líneas y Transformador
Segunda opción.	Siemens 3EP3 ó 3EQ4	420	5	850	1053	Líneas
		420	5	834	1012	Transformador

4.3.2. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS.

Una vez que se ha definido los requerimientos eléctricos del pararrayos, en la presente sección se analiza y define los requerimientos mecánicos para contrastarlos con las características ofrecidas por el fabricante. Para este análisis se considerará a los pararrayos preseleccionados de la Tabla 4.5. El pararrayos seleccionado deberá satisfacer los requerimientos mecánicos del sistema.

4.3.2.1. Revestimiento.

En lo que respecta al revestimiento del pararrayos, en primer lugar, se define su nivel de aislamiento, luego, se calcula la distancia de fuga según el nivel de contaminación y finalmente se selecciona el tipo de revestimiento de entre las opciones proporcionadas por el fabricante.

El nivel de aislamiento del revestimiento se determina mediante los criterios mostrados en la Tabla 2.11, así, considerando que la subestación se encuentra

ubicada a 2830 msnm, y que las especificaciones de los fabricantes cubren alturas de hasta 1000 msnm, las tensiones a ser soportadas por el revestimiento se deberán incrementar en un 28% para impulsos tipo rayo y en un 36.4% para impulsos de maniobra, por lo tanto:

- Tensión soportada (V_w) a impulsos tipo rayo = $1.3 * V_{pl} * 1.28$
- Tensión soportada (V_w) a impulsos tipo maniobra = $1.25 * V_{ps} * 1.36$

Se puede ver que las tensiones soportadas son función del nivel de protección respectivo, de aquí que, en el Anexo O se presenta los valores de tensión soportada calculados y de catálogo para los pararrayos de la Tabla 4.5. De esta información se puede afirmar que para todos los casos el aislamiento del pararrayos será capaz de soportar las tensiones requeridas, ya que, los valores nominales de catálogo son mayores que los calculados. Con esto se garantiza que no ocurrirán descargas disruptivas a través del revestimiento del pararrayos.

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo para el pararrayos que tiene los mayores valores de nivel de protección, para obtener así los máximos valores de tensión soportada.

- V_w a impulsos tipo rayo = $1.3 * 1053 * 1.28 = 1752 \text{ kV}$
- V_w a impulsos tipo maniobra = $1.25 * 850 * 1.364 = 1449 \text{ kV}$

Del Anexo O se tiene que las tensiones soportadas nominales están alrededor de 2000 kV para impulsos tipo rayo y 1500 kV para impulsos tipo maniobra, que son superiores a los máximos requerimientos según el ejemplo de cálculo.

En lo que respecta a la distancia de fuga, esta se determina a partir de la Tabla 2.12 en función del nivel de contaminación del sitio donde se va a construir la subestación. Para el caso de la S/E Pifo, se podría pensar que corresponde a un nivel de polución I, ya que es área montañosa, sin presencia de parque industrial en los alrededores, de baja densidad habitacional y que corresponde más bien a una zona agro-pastoral. Sin embargo, para el presente estudio se va a

considerar un nivel de polución III, que corresponde a un nivel fuerte, esto se debe a que si bien es un área abierta y libre de contaminación, se tiene la presencia de volcanes activos como es el caso del Reventador y Cotopaxi, que podrían provocar la caída de ceniza volcánica sobre la subestación, cambiando así las condiciones de contaminación. Si bien no se tiene estudios respecto de las características conductivas de la ceniza que estos volcanes puedan emitir, ni del grado de afectación de la zona de la subestación, es importante prevenir posibles contingencias que podrían deberse a esta causa. De ahí que se ha considerado un nivel de contaminación fuerte.

Bajo esta premisa, se puede calcular la línea de fuga de los pararrayos, y que se puede extender también para el resto de equipos de la subestación.

$$\text{Distancia de fuga mínima} = 25 \text{ mm} / \text{kV}$$

$$\text{Distancia de fuga mínima} = 25 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} * 525 \text{kV}$$

$$\text{Distancia de fuga mínima} = 13125 \text{ mm}$$

De los catálogos de los pararrayos preseleccionados se tiene que para todos los casos la distancia de fuga es mayor que el valor calculado. Estos valores se encuentran en el Anexo O.

Finalmente se debe seleccionar el tipo de material del revestimiento, que para las mismas características eléctricas, puede ser de porcelana o de silicona. De la información mostrada en los catálogos de los fabricantes se puede afirmar que si bien los pararrayos de revestimiento de porcelana tienen mucho más tiempo de experiencia en aplicaciones prácticas que los de silicona, estos últimos ofrecen mejores características mecánicas, como por ejemplo: mejor desempeño en ambientes contaminados ya que la silicona evita el tracking, peso reducido que facilita el montaje, evita la explosión ante sobrecarga lo que implica mayor seguridad al equipo circundante y del personal, mayor resistencia mecánica y mejores características sísmicas. Aún cuando los pararrayos de revestimiento polimérico tienen menos años de experiencia en el mercado el fabricante garantiza su excelente desempeño eléctrico y mecánico a lo largo de su vida útil.

Por lo tanto, debido a que para las mismas características eléctricas, los pararrayos de revestimiento polimérico tienen mejores características mecánicas, para el presente estudio sería conveniente seleccionar pararrayos de revestimiento de silicona, que corresponden a los modelos HS PEXLIM T-T y 3EQ4, para pararrayos ABB y Siemens respectivamente.

4.3.2.2. Resistencia mecánica.

Para determinar los requerimientos de carga del sistema en estudio, de acuerdo a la Sección 2.2.3.2.2 se determinará la carga dinámica debida al viento, ya que es la que mayor esfuerzo dinámico provoca. En lo que respecta a los esfuerzos estáticos, estos no provocan mayor sollicitación por lo que en general las especificaciones dadas por el fabricante son siempre las suficientes.

En el Anexo P se detalla el cálculo del momento dinámico debido al viento, en función de las expresiones 2.21 y 2.22, para los pararrayos preseleccionados en la Tabla 4.5. El resumen de los resultados obtenidos junto con las especificaciones de los fabricantes se muestra en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Momento dinámico por el viento vs especificaciones del fabricante.

	EXLIM T	HS PEXLIM T-T	3EP3	3EQ4
Momento dinámico calculado (N*m)	2144,18	1544,59	1878,96	1384,03
Carga dinámica admisible de catálogo (N*m)	18000	28000	34000	21000
Carga estática admisible de catálogo (N*m)	7200	19000	-	-

De estos resultados se puede ver que el momento dinámico producido por el viento no representa una carga significativa y que para todos los casos los pararrayos están en capacidad de soportarla.

Se puede notar también que el momento causado por el viento es menor en pararrayos con revestimiento de silicona que para pararrayos de porcelana, esto se debe a que los revestimientos de porcelana implican tener mayores longitudes de pararrayos. Además, para el caso de los pararrayos ABB el modelo con revestimiento de silicona tiene una resistencia mecánica mucho mayor que el de revestimiento de porcelana.

De todo esto se puede concluir que el revestimiento polimérico tiene características superiores que el de porcelana, por lo que, constituye una muy buena opción al momento de seleccionar los pararrayos para la aplicación en estudio. Con esto se ratifica el uso de pararrayos tipo HS PEXLIM T-T de la marca ABB como primera opción y el uso de pararrayos 3EQ4 de Siemens, como segunda opción.

4.3.2.3. Comportamiento ante sismos.

El pararrayos seleccionado debe ser el adecuado para soportar la actividad sísmica de la zona donde se construya la subestación. En el caso de la subestación Pifo no se tiene estudios referentes al riesgo de sismos en la zona o de su magnitud. Sin embargo, sabiendo que Ecuador se encuentra ubicado en una zona con altas probabilidades de movimientos telúricos será importante seleccionar de entre las opciones hasta aquí analizadas la que mejor se comporte ante esta condición.

De los catálogos mostrados por los fabricantes los pararrayos mejor diseñados para aplicaciones con alta actividad sísmica son los del modelo HS PEXLIM de ABB y 3EQ de Siemens. De aquí que, una vez más se corrobora el criterio del uso de pararrayos con revestimiento polimérico.

4.3.3. RESUMEN DE RESULTADOS.

Una vez que del análisis de las características eléctricas se ha seleccionado las opciones de pararrayos que cumplen con los requerimientos del sistema, estas opciones se analizan desde el punto de vista de las características mecánicas, para finalmente seleccionar el o los pararrayos que mejor se ajusten para la protección de la subestación. Como resultado de este proceso de selección, se presenta dos alternativas según el fabricante, la primera corresponde al uso de pararrayos ABB y la segunda a pararrayos marca Siemens, en ambos casos con revestimiento de silicona. La Tabla 4.7 contrasta los requerimientos del sistema con las especificaciones para cada una de estas opciones de protección.

Tabla 4.7. Resumen de resultados, requerimientos del sistema frente vs datos de catálogo.

	Requerimientos Del sistema	Primera Opción Pararrayos ABB	Segunda Opción Pararrayos SIEMENS	
Modelo *	-	HS PEXLIM T-T 420-TH550	3EQ4 420 - 4 P V 5 2 - 4	3EQ4 420 – 5 P V 5 2 - 4
Ubicación	-	L/T y Trafo	Líneas	Transformador
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Voltaje de operación continua V_c (kV _{rms})	> 318.26	336	336	336
Tensión asignada o nominal V_r (kV _{rms})	> 397.83	420	420	420
Corriente nominal de descarga I_n (kA)	20	20	20	20
Capacidad de absorción de energía (kJ/kV)	2.91	15.4 (clase 5)	18 (clase 5)	18 (clase 5)
Capacidad de corto circuito (kA)	> 25.36	65	65	65
Nivel de protección V_{pl} (kV _{pico}) a 20 kA	El menor posible	998	1053	1012
Nivel de protección V_{ps} (kV _{pico}) a 2 kA	El menor posible	830	850	834
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS				
Tensión soportada a impulsos tipo rayo (kV _{pico})	1752 ⁽¹⁾	2162	2071	2071
Tensión soportada a impulsos tipo maniobra (kV _{pico})	1449 ⁽¹⁾	1500	1499	1499
Distancia de fuga (mm)	13125	13900	15430	15430
Material del revestimiento	Polimérico	Silicona	Silicona	Silicona
Carga dinámica por el viento (Nm)	2144.18 ⁽²⁾	28000	21000	21000
Comportamiento ante sismos	Se requiere	Adecuado	Adecuado	Adecuado
DATOS ADICIONALES				
Altura (mm)	-	4890	4920	4920
Peso (kg)	-	360	256	319
TOV para 10 s (kV)	433.24	453	-	-
Notas.-				
(1) Los valores de la tabla corresponden a los del ejemplo de cálculo de la Sección 4.3.2.1 que pertenecen a un pararrayos de porcelana pero que sirven de referencia ya que en realidad las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo y tipo maniobra son función del nivel de protección del pararrayos.				
(2) El valor de la tabla corresponde al máximo mostrado en la Tabla 4.6 que aunque corresponde a un pararrayos de porcelana sirve como referencia para comparar con los valores dados por el fabricante.				
* Los modelos de los pararrayos se especifican según lo establecido en los catálogos del fabricante, para el caso de Siemens en el Anexo M se tiene la explicación del código del pararrayos, mientras que para el de ABB el pararrayos se especifica con el modelo seguido de la tensión nominal del pararrayos y finalmente se especifica el código del revestimiento.				

4.3.4. SELECCIÓN DE PARARRAYOS.

De analizar el resumen de resultados mostrados en la Tabla 4.7 y en base a los criterios expuestos en las secciones anteriores, se ha seleccionado como primera opción y que se tomará en cuenta de aquí en adelante para el estudio de coordinación de aislamiento al pararrayos HS PEXLIM T-T 420-TH550 de ABB, ya que además de satisfacer todas las características mecánicas supera las características eléctricas de los pararrayos Siemens considerados.

4.4. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN.

En la presente sección se aplicarán los criterios y el procedimiento de coordinación de aislamiento desarrollados en el Capítulo 3, para así llegar a determinar el nivel de aislamiento para los equipos de la subestación. Además, para la aplicación se tomará en cuenta los resultados hasta aquí obtenidos en lo que respecta al análisis de sobretensiones y a la selección del pararrayos.

Las secciones que se presentan a continuación incluyen el desarrollo y análisis de resultados obtenidos de aplicar cada uno de los pasos necesarios para la definición del nivel de aislamiento en subestaciones del Rango II, aplicados para el caso particular de la subestación Pifo.

4.4.1. SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS.

Las sobretensiones representativas a ser consideradas para el procedimiento de coordinación de aislamiento corresponden a las sobretensiones de mayor amplitud que se puedan generar en la subestación. Estos valores han sido previamente definidos como parte del estudio realizado en la Sección 4.2 y corresponden a los indicados en Tabla 4.2, sin embargo a continuación se hace algunas aclaraciones que aplican para su definición.

4.4.1.1. Sobretensión temporal representativa V_{rp} .

La sobretensión temporal representativa corresponde a la sobretensión temporal para el diseño definida en la Sección 4.2.1.3 y que tiene un valor de 1.3

en por unidad del valor pico de la máxima tensión entre fase y tierra del sistema. Sin embargo, de acuerdo a la definición dada en la Sección 3.1.1.1, la amplitud de esta sobretensión se debe especificar como un valor de tensión r.m.s, por lo que será necesario determinar este valor, así:

$$V_{rp} = 1.3 p.u \quad \text{Donde:} \quad 1 p.u = \frac{\sqrt{2}V_s}{\sqrt{3}}$$

Entonces:

$$V_{rp} = 1.3 p.u * \frac{\sqrt{2}V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp} = 557.26 kV_{pico_f-t}$$

Dado que la sobretensión temporal representativa se especifica como un valor r.m.s, se tiene entonces que:

$$V_{rp} = \frac{557.26 kV_{pico_f-t}}{\sqrt{2}}$$

$$V_{rp} = 394.04 kV_{rms_f-t}$$

En lo que respecta a la duración y forma de onda se asumirá que corresponde a los valores de una onda estandarizada, esto es, una onda de tensión de frecuencia industrial con 1 minuto de duración.

4.4.1.2. Sobretensión de frente lento representativa ($V_{rp} = V_{ps}$).

De acuerdo a los criterios de la Sección 4.2.2.2, la sobretensión de frente lento representativa esta asociada a la maniobra de energización de una de las líneas Coca Codo Sinclair – Pifo y tiene un valor estadístico (V_{e2}) de 2.2 p.u que equivale a 943.05 kV_{pico f-t}. Además, debido a que para el caso de la subestación Pifo se contará con pararrayos tanto en las líneas como en el transformador, se considera que la sobretensión de frente lento representativa esta constituida por el nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo maniobra, esto es, $V_{ps} = 830$ kV_{pico f-t}. Para ambos casos se asume que la forma de onda de la sobretensión corresponde a la de una onda de impulso de maniobra estandarizada, esto es, 250/2500 μ s.

4.4.1.3. Sobretensión de frente rápido representativa.

De acuerdo a lo descrito en la Sección 3.1.1.3, se tiene que para las sobretensiones de frente rápido se determinará directamente una tensión soportada de coordinación, que corresponde a los resultados que se obtendrán más adelante en la Sección 4.4.2.3.

4.4.1.4. Resumen de sobretensiones representativas.

En la Tabla 4.8 se muestra la magnitud y forma de onda de las sobretensiones representativas. Aún cuando la magnitud de estas sobretensiones coinciden con los valores seleccionados de la Sección 4.2 y que aparecen en la Tabla 4.2, es pertinente volverlos a tabular como parte del proceso de coordinación.

Tabla 4.8. Sobretensiones representativas para el estudio de coordinación de aislamiento.

Tipo de Sobretensión.		Amplitud	Forma de onda
Sobretensión temporal ($kV_{rms\ f-t}$)		394.04	De frecuencia industrial con 1 minuto de duración.
Sobretensión de frente lento ($kV_{pico\ f-t}$)	Valor de sobretensión estadístico V_{e2}	943.05	Estandarizada 250 / 2500
	Nivel de protección del pararrayos V_{ps}	830	
Sobretensión de frente rápido		Se define directamente la tensión soportada de coordinación.	

4.4.2. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN (V_{cw}).

Para la determinación de las tensiones soportadas de coordinación se considera los criterios de la Sección 3.1.2 y el procedimiento definido en la Sección 3.1.3. De aquí se obtiene el mínimo requerimiento de soportabilidad del aislamiento ante cada tipo de sobretensión, considerando condiciones de prueba estandarizadas y tomando en cuenta las características del equipo de protección y el comportamiento deseado del aislamiento a través del riesgo de falla. Para sobretensiones temporales y de frente lento las tensiones de coordinación resultan de multiplicar las sobretensiones representativas por un factor de coordinación, mientras que para las sobretensiones de frente rápido se aplica el método estadístico simplificado de la Sección 3.1.3.3.

4.4.2.1. V_{cw} para sobretensiones temporales.

Para este tipo de sobretensión se considera que tanto para el aislamiento interno como para el externo, el factor de coordinación es igual a 1 y por lo tanto la tensión temporal de coordinación es igual a la sobretensión temporal representativa.

$$V_{cw} = V_{rp} * K_c \quad \text{como } K_c = 1$$

$$V_{cw} = V_{rp}$$

$$V_{cw} = 394.04kV$$

4.4.2.2. V_{cw} para sobretensiones de frente lento.

Debido a la importancia que toman las sobretensiones de frente lento para sistemas del rango II, al momento de definir las tensiones soportadas de coordinación es necesario hacer una distinción entre aislamiento externo o autorecuperable e interno o no autorecuperable, para lo cual, se considerarán factores de coordinación estadístico y determinístico, respectivamente, según los criterios de la Sección 3.1.3.2.

Otro factor a tomarse en cuenta es que las sobretensiones de frente lento, como su nombre lo indica, no tienen un frente de onda tan escarpado como las de frente rápido y por lo tanto la distancia de separación entre el pararrayos y los equipos no tiene incidencia. De aquí que todos los equipos de la subestación tendrán los mismos valores de tensiones soportadas de frente lento.

4.4.2.2.1. V_{cw} para aislamiento externo o autorecuperable.

Para este tipo de aislamiento se deben considerar criterios estadísticos. Así, para la determinación del factor de coordinación se toma como referencia a la Figura 3.9, en donde se relaciona al factor de coordinación estadístico K_{cs} con el riesgo de falla R , para diferentes valores de V_{e2} .

Para el caso de estudio se considerará un riesgo de falla de 10^{-3} (fallas/año) y el valor de la sobretensión estadística representativa, $V_{e2} = 2.2$ p.u.

Si bien en la Figura 3.9 no se tiene la curva para un $V_{e2} = 2.2$, se puede estimar el valor de K_{cs} ubicando un punto entre las curvas correspondientes a los valores de: $V_{e2} = 1,5$ p.u y $V_{e2} = 2,5$. La inexactitud inherente a esta aproximación para la determinación del factor de coordinación, se puede traducir en tener un riesgo de falla un poco más bajo, lo cual no tiene incidencia en el resultado del proceso de coordinación. La determinación de K_{cs} se muestra en la Figura 4.1.

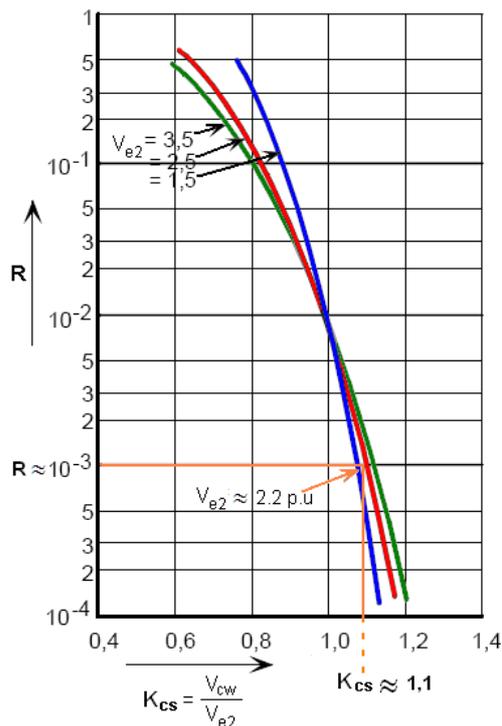


Figura 4.1. Determinación del factor estadístico de coordinación K_{cs}

De la Figura 4.1 se tiene entonces que $K_{cs} = 1.1$, con lo cual se puede determinar la tensión soportada de coordinación para aislamiento externo como resultado de multiplicar la sobretensión estadística V_{e2} por el factor de coordinación, así:

$$V_{cw} = V_{e2} * K_{cs}$$

$$V_{cw} = 2.2 \text{ p.u} * 1.1$$

$$V_{cw} = 2.42 \text{ p.u}$$

$$V_{cw} = 1037.35 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

4.4.2.2. V_{cw} para aislamiento interno o no autorecuperable.

Para este tipo de aislamiento se considera un factor de coordinación determinístico, cuyo valor se determina a partir de las expresiones 3.3, 3.4 y 3.5 dependiendo del valor de la relación entre el nivel de protección del pararrayos y la sobretensión estadística V_{e2} .

Para el caso de aplicación se tiene:

$$V_{ps} = 830kV_{pico_f-t}$$

$$V_{e2} = 943.05kV_{pico_f-t}$$

$$\frac{V_{ps}}{V_{e2}} = 0.88$$

Por lo tanto se aplicará la expresión 3.4 para la determinación del factor determinístico de coordinación, así:

$$K_{cd} = 1.24 - 0.2 \frac{V_{ps}}{V_{e2}}$$

$$K_{cd} = 1.24 - 0.2 * 0.88$$

$$K_{cd} = 1.064$$

Finalmente la tensión soportada de coordinación es:

$$V_{cw} = V_{ps} * K_{cd}$$

$$V_{cw} = 830kV * 1.064$$

$$V_{cw} = 883.12kV_{pico_f-t}$$

4.4.2.3. V_{cw} para sobretensiones de frente rápido.

Para hallar la tensión soportada de coordinación para sobretensiones de frente rápido se aplica la metodología estadística descrita en la Sección 3.1.3.3.1, en donde se considera el uso de pararrayos como elemento de protección, el riesgo de falla y las características de las líneas asociadas a la subestación.

Debido a que este tipo de sobretensiones tiene un frente de onda escarpado, esto es con mayor pendiente, es necesario considerar el efecto de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger, ya que de acuerdo a la

expresión 3.6, mientras mayor sea esta distancia mayor será la tensión que aparecerá sobre el equipo. Esto hace que el nivel de aislamiento de los equipos lejanos al pararrayos resulte mayor que de los equipos directamente protegidos. En base a este criterio, la determinación de la tensión soportada de coordinación se realizará por separado para los equipos directamente protegidos, como es el caso del transformador de potencia, y para el resto de equipos de la subestación, considerando para ambos casos las condiciones más desfavorables y que provoquen las mayores tensiones.

Las distancias de separación entre el pararrayos y los equipos de la subestación se han determinado a partir del corte del patio de 500 kV de la S/E San Juancito de Argentina, debido a que para la subestación Pifo aún no se dispone de esta información, sin embargo al tener ambas subestaciones el mismo esquema de barras, la disposición de equipos de la subestación Pifo será análoga a la de la subestación tomada como referencia. El Anexo Q muestra el corte de la subestación San Juancito.

4.4.2.3.1. V_{cw} para equipos directamente protegidos (transformador).

De acuerdo al criterio de brindar mayor protección a los equipos más importantes dentro de la subestación, se dispondrá de pararrayos ubicados junto al transformador. Del Anexo Q, se puede ver que la S/E San Juancito tiene además pararrayos junto a los reactores de línea, sin embargo, este criterio no aplica para el caso de estudio, según los criterios expuestos en el Anexo R.

El cálculo de la tensión soportada de coordinación se efectúa en función de las expresiones 3.16 y 3.17 así:

$$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)}$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \left[\frac{1/\text{año}}{1/\text{Km} * \text{año}} \right]$$

Donde:

$$V_{pl} = 998 \text{ kV}$$

$A = 11000 \text{ kV}$, según la Tabla 3.1 para una línea con haz de cuatro conductores.

$n = 1$, considerando la condición más crítica.

$L = 20$ m, de acuerdo a la Figura 3.12 y según las distancias del Anexo Q.

$L_{sp} = 400$ m (sistemas de transmisión de características similares tienen un vano medio de 500 m) [29].

$R_a = 0.002$ (fallas/año), es un valor aceptable para el equipo.

$R_{km} = 0.002$ (fallas/100 km*año) es un valor bastante conservador.

$L_a = R_a/R_{km}$ tiene un valor de 1 km.

Remplazando estos valores se tiene:

$$V_{cw} = 998 + \frac{11000}{1} \frac{0.020}{(0.4+1)}$$

$$V_{cw} = 1155.14kV_{pico_f-t}$$

La longitud del vano adyacente a la subestación aún no ha sido definido para la subestación Pifo, por lo que se ha tomado como referencia a otros sistemas de transmisión de 500 kV, de los que para la mayoría de casos el vano medio es de 500 m. Además se ha considerado una tasa de salidas de la línea alta para tener un criterio más conservador para la protección de estos equipos.

4.4.2.3.2. V_{cw} para el resto de equipos.

La tensión soportada de coordinación para el resto del equipo de la subestación se determina considerando la distancia que debe ser capaz de cubrir el pararrayos para brindar protección al equipo más alejado, bajo la condición de operación que implique tener la mayor pendiente de frente de onda, esto es, tener una sola línea conectada a la subestación y la posición del transformador fuera de servicio. La Figura 4.2 muestra un diagrama unifilar de la subestación Pifo, donde se incluye los pararrayos a la entrada de las líneas y en el transformador de potencia. En la figura se indica también la distancia que debe cubrir el pararrayos ubicado a la entrada de la línea bajo la condición más crítica de operación.

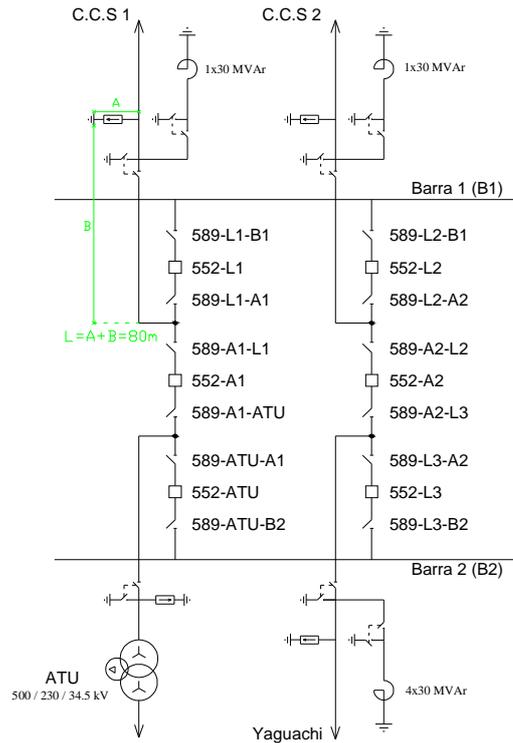


Figura 4.2. Diagrama unifilar de la subestación Pifo y distancia L para el cálculo de V_{cw} .

La tensión soportada de coordinación se calcula en función de las expresiones 3.16 y 3.17, considerando la distancia de separación mostrada en la Figura 4.2 y con riesgos de falla menos conservadores que para el transformador. El nivel de protección del pararrayos y los parámetros de la línea no cambian.

Así, los nuevos datos a ser considerados son:

$L = 80$ m según las distancias del Anexo Q.

$R_a = 0.0025$ (fallas/año), es un valor aceptable para el equipo.

$R_{km} = 0.00125$ (fallas/100 km*año) es un valor realista.

De donde resulta que la tensión soportada de coordinación es:

$$V_{cw} = 1364.67 kV_{pico_f-t}$$

En el Anexo R se hace un análisis más detallado de las condiciones de operación para la definición de las distancias de separación y el cálculo de V_{cw} para cada una de ellas. De estos resultados se tiene que al conectar la posición del transformador, en cuyo caso, la distancia de separación se incrementa a 115

m, la tensión soportada de coordinación es menor que la calculada para la condición crítica, esto se debe a que la onda de sobretensión se puede bifurcar entre la posición de la línea y la del transformador, y por lo tanto el parámetro n toma un valor de 2, dando como resultado una disminución en la pendiente de la onda. De todo el análisis se puede concluir que el nivel de aislamiento determinado a partir de la tensión soportada de coordinación aquí definida proveerá la suficiente protección a los equipos de la subestación.

4.4.3. TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (V_{rw}).

Para el cálculo de las tensiones soportadas requeridas se debe considerar las condiciones reales en las que el equipo va a operar. Para esto se tomará en cuenta los criterios de la Sección 3.1.4 en donde se ha definido que las tensiones soportadas de coordinación deben ser multiplicadas por factores que compensen la disminución de la soportabilidad del aislamiento en las condiciones reales de servicio. Se considera dos factores, un factor de corrección atmosférica que se aplica únicamente para aislamiento externo y un factor de seguridad según el tipo de aislamiento.

4.4.3.1. Corrección atmosférica, K_a .

En este punto del procedimiento se definirá el factor de corrección atmosférica a ser aplicado para el estudio de la S/E Pifo. Para esto, según los criterios de la Sección 3.1.4.1, el parámetro determinante para hallar K_a es la altura sobre el nivel del mar pues al incrementarse, se reduce la densidad del aire y la rigidez dieléctrica. Para el caso de la S/E Pifo el terreno donde se tiene prevista su construcción está ubicado a 2830 msnm.

De acuerdo a la Norma IEC, el factor de corrección K_a se define a partir de la expresión 3.24, así:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H-1000}{8150} \right)}$$

Donde:

$$H = 2830 \text{ msnm}$$

$$m = 1, \text{ para sobretensiones atmosféricas y temporales.}$$

$m = 0.7$, para sobretensiones de frente lento o de maniobra, según la Figura 3.14.

Por lo tanto:

K_a para sobretensiones atmosféricas y temporales será:

$$K_a = e^{1\left(\frac{2830-1000}{8150}\right)}$$

$$K_a = 1.25$$

K_a para sobretensiones de maniobra será:

$$K_a = e^{0.7\left(\frac{2830-1000}{8150}\right)}$$

$$K_a = 1.17$$

En la Sección 3.1.4.1 se incluye también el factor de corrección por altura según las normas ANSI/IEEE y según un criterio experimental. La Tabla 4.9 muestra los valores del factor K_a de acuerdo al método y norma usado para su determinación.

Tabla 4.9. Factores de corrección por altura, según diferentes referencias.

Norma IEC		Norma ANSI/IEEE	Experimental.
$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)}$		Valores de Tabla. (Tabla 3.2)	$K_a = 1 + \left(0.01 * \frac{H - 1000m}{100m}\right)$
Sobretensiones temporales y atmosféricas	Sobretensiones de maniobra.	1.22	1.18
1.25	1.17		

Se puede ver que los valores de la Norma IEC coinciden con los experimentales para sobretensiones de maniobra, mientras que de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE se tiene un valor promedio entre los valores determinados según IEC, que correspondería a tener un valor de $m = 0.88$.

Debido a que el presente estudio está basado en Normas IEC, el valor de las tensiones soportadas requeridas se hallará usando el factor K_a determinado según esta norma, sin embargo se ha incluido los otros valores a manera de referencia.

4.4.3.2. Factor de seguridad.

Los factores de seguridad definidos por la Norma IEC, se aplican de acuerdo al tipo de aislamiento y toman los siguientes valores:

- Factor de seguridad para aislamiento interno: $K_s = 1.15$
- Factor de seguridad para aislamiento externo: $K_s = 1.05$

Una vez determinados los factores de corrección atmosférica y de seguridad, se procede a calcular para cada tipo de sobretensión, las tensiones soportadas requeridas para los aislamientos externos e internos a partir de las expresiones 3.26 y 3.27, respectivamente.

4.4.3.3. Resultados del cálculo de V_{rw} .

Aplicando las expresiones 3.26 y 3.27 de acuerdo al tipo de aislamiento y considerando los factores de seguridad y atmosféricos adecuados, se calcula la tensión soportada requerida para cada una de las tensiones soportadas de coordinación determinadas en la Sección 4.4.2. Los resultados se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Tensiones soportadas requeridas V_{rw} ($kV_{pico\ f-t}$) según el tipo de aislamiento.

	Sobretensiones temporales	Sobretensiones de maniobra	Sobretensiones atmosféricas	
			Transformador	Resto del equipo
Aislamiento Externo.	517.17	1274.38	1516.12	1791.13
Aislamiento Interno.	453.15	1015.6	1328.41	1569.37

4.4.4. NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO O ASIGNADO.

Este paso corresponde al último del procedimiento ya que consiste en escoger los valores de tensión soportada con los que deberá especificar el aislamiento de los equipos de la subestación. Así, el nivel de aislamiento normalizado resulta de seleccionar valores estándar mayores o iguales que las tensiones soportadas requeridas calculadas en la sección anterior. Además, cabe notar que según los criterios de la Sección 3.1.5 se tiene que para sistemas del Rango II el nivel de aislamiento está constituido por tensiones soportadas normalizadas para impulsos de maniobra y tipo rayo, por lo que, será necesario

convertir las tensiones soportadas requeridas temporales a tensiones soportadas a impulsos de maniobra equivalentes, para luego verificar que queden cubiertas por las tensiones soportadas a impulsos de maniobra normalizadas.

A continuación se calcula las tensiones soportadas equivalentes para las sobretensiones temporales y se escoge para cada tipo de aislamiento los valores de las sobretensiones soportadas tipo impulso que constituirán el nivel de aislamiento para la subestación Pifo.

4.4.4.1. V_w para sobretensiones temporales.

De acuerdo a los criterios expuestos anteriormente, para este tipo de sobretensiones se determinan tensiones soportadas a impulsos de maniobra equivalentes (SIW). Estas tensiones equivalentes se obtienen de multiplicar las tensiones soportadas requeridas por los factores de conversión mostrados en la Tabla 3.6, de acuerdo al tipo de aislamiento. Para todos los casos se deberá verificar que las tensiones soportadas a impulsos de maniobra normalizadas sean mayores que los valores determinados en esta sección.

4.4.4.1.1. *SIW para aislamiento externo o autorecuperable.*

De acuerdo a la Tabla 3.6 se tiene dos factores de conversión, el primero considera que el aislamiento este seco y el otro que el aislamiento se encuentre húmedo. Se escoge el factor de conversión más alto, que corresponde al de aislamiento húmedo, ya que si el valor normalizado de la tensión soportada a impulsos de maniobra cubre este valor cubrirá también la condición de aislamiento seco. El valor del factor de conversión es de 1.7 por lo tanto SIW será:

$$SIW = V_{rw} * 1.7$$

$$SIW = 517.17 * 1.7$$

$$SIW = 879.19 kV_{pico_f-t}$$

Debido a que SIW es menor que V_{rw} a sobretensiones temporales para este tipo de aislamiento ($V_{rw} = 1274.38 kV_{pico_f-t}$) se puede asegurar que las sobretensiones temporales estarán totalmente cubiertas por el nivel de aislamiento a seleccionar.

4.4.4.1.2. SIW para aislamiento interno o no autorecuperable.

Para aislamientos internos los factores de conversión se asignan de acuerdo al estado del aislamiento, así en la Tabla 3.6 se define tres factores de conversión, considerando aislamientos internos sólidos, líquidos y en gas. A continuación se calcula la tensión equivalente para cada uno de ellos.

- Aislamiento interno en Gas (GIS).

$$SIW = V_{rw} * 1.6$$

$$SIW = 453.15 * 1.6$$

$$SIW = 725.04kV_{pico_f-t}$$

- Aislamiento interno líquido.

$$SIW = V_{rw} * 2.3$$

$$SIW = 453.15 * 2.3$$

$$SIW = 1042.24kV_{pico_f-t}$$

- Aislamiento interno sólido.

$$SIW = V_{rw} * 2.0$$

$$SIW = 453.15 * 2$$

$$SIW = 906.3kV_{pico_f-t}$$

Al comparar los valores de SIW con la tensiones soportadas requeridas a impulsos de maniobra se puede ver que únicamente para el caso de aislamientos líquidos el valor de la tensión equivalente es mayor que V_{rw} , por lo para este caso se deberá verificar que el valor de SIW sea menor que el valor de tensión soportada a impulsos de maniobra normalizado.

4.4.4.2. V_w para sobretensiones de frente lento.

Para seleccionar la tensión soportada normalizada para sobretensiones de frente lento o maniobra se debe seleccionar de entre los valores normalizados de la Tabla 3.4 valores mayores o iguales a los de las tensiones soportadas requeridas. Así:

$$V_w \geq V_{rw} \quad (4.3)$$

4.4.4.2.1. V_w para aislamiento externo o autorecuperable.

Partiendo de que:

$$V_{rw} = 1274.38 kV_{pico_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1300 kV_{pico_f-t}$$

Que es un valor superior al SIW calculado para este tipo de aislamiento, y por lo tanto esta tensión soportada cubrirá a las sobretensiones temporales.

4.4.4.2.2. V_w para aislamiento interno o no autorecuperable.

Partiendo de que:

$$V_{rw} = 1015.6 kV_{pico_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1050 kV_{pico_f-t}$$

De este resultado se puede comprobar que la tensión soportada normalizada V_w , es mayor para todos los casos que los valores de SIW calculados en la Sección 4.4.4.1.2, y por lo tanto se puede afirmar que esta tensión soportada cubrirá a las sobretensiones temporales para cualquier tipo de aislamiento interno.

4.4.4.3. V_w para sobretensiones de frente rápido.

Al igual que para las sobretensiones de frene lento, la tensión soportada normalizada para sobretensiones de frente rápido o tipo rayo se selecciona de entre los valores normalizados de la Tabla 3.4, cumpliendo la condición descrita en la expresión 4.3. Además se especifica dos valores para cada tipo de aislamiento, uno para el equipo directamente protegido por pararrayos y otro para el resto del equipo.

4.4.4.3.1. V_w para aislamiento externo o autorecuperable.

Haciendo la distinción entre los equipos directamente protegidos y el resto de equipos de la subestación, se tiene:

- V_w para los equipos directamente protegidos.

Para estos equipos se tiene que:

$$V_{rw}=1516.12 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1550 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

- V_w para el resto de equipos.

Para el resto de equipos se tiene que:

$$V_{rw}=1791.13 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1800 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

4.4.4.3.2. V_w para aislamiento interno o no autorecuperable.

Para este tipo de aislamiento se tiene:

- V_w para los equipos directamente protegidos.

A partir de la tensión soportada requerida:

$$V_{rw}=1328.41 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1425 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

- V_w para el resto de equipos.

Para el resto de equipos se tiene que:

$$V_{rw}=1596.37 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

El siguiente valor normalizado seleccionado de la Tabla 3.4 es:

$$V_w = 1675 \text{ kV}_{\text{pico}_f-t}$$

4.5. RESUMEN DE RESULTADOS.

A continuación se presenta un resumen del procedimiento de coordinación de aislamiento, mediante diagramas de flujo donde se ilustra los resultados obtenidos en cada paso. La Tabla 4.11 muestra también un resumen del procedimiento. Finalmente y como resultado de este estudio se presentará la hoja de datos del pararrayos seleccionado y el nivel de aislamiento para la subestación Pifo, en las Tablas 4.12 y 4.13, respectivamente.

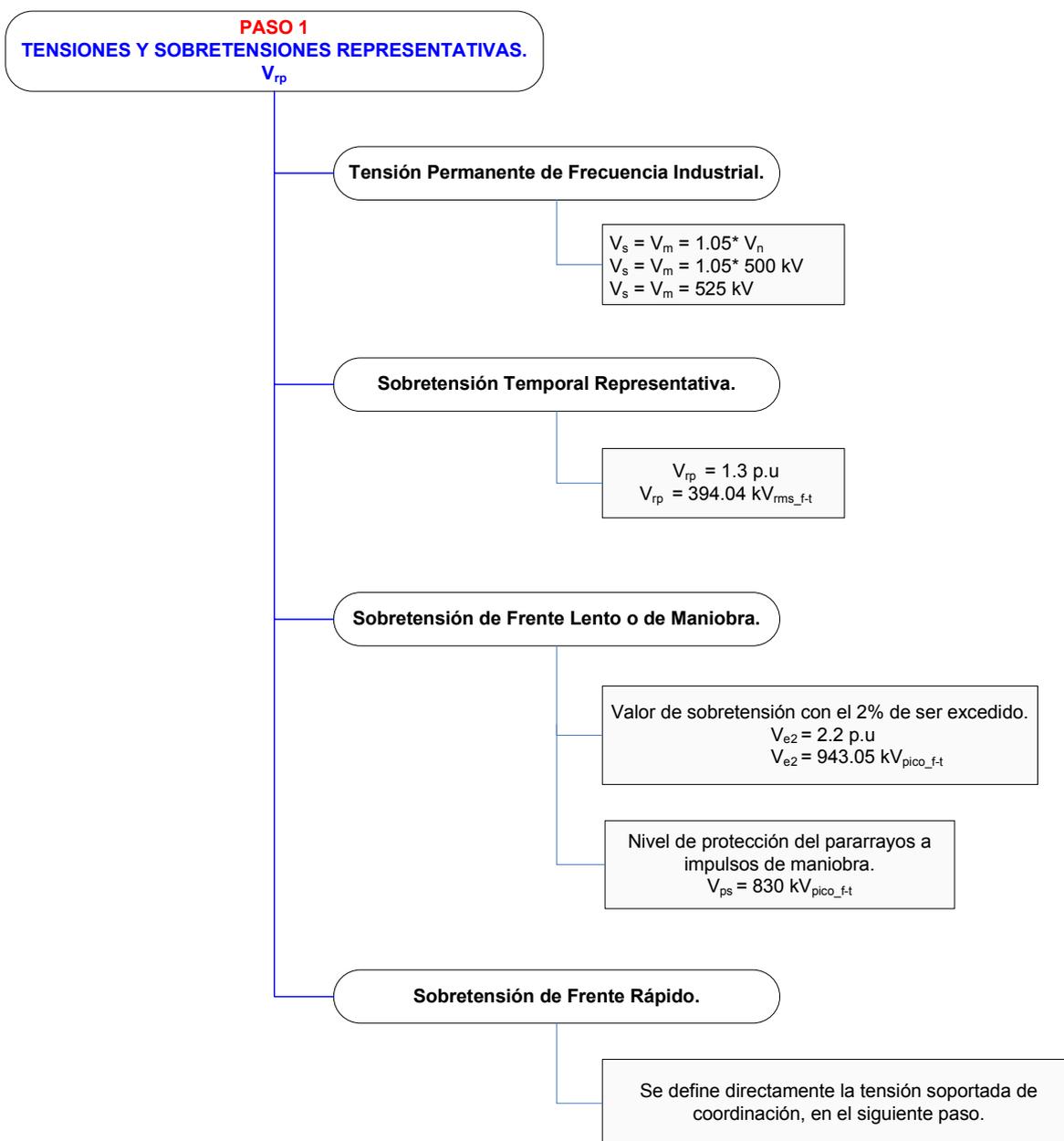


Figura 4.3. Paso 1, sobretensiones representativas.

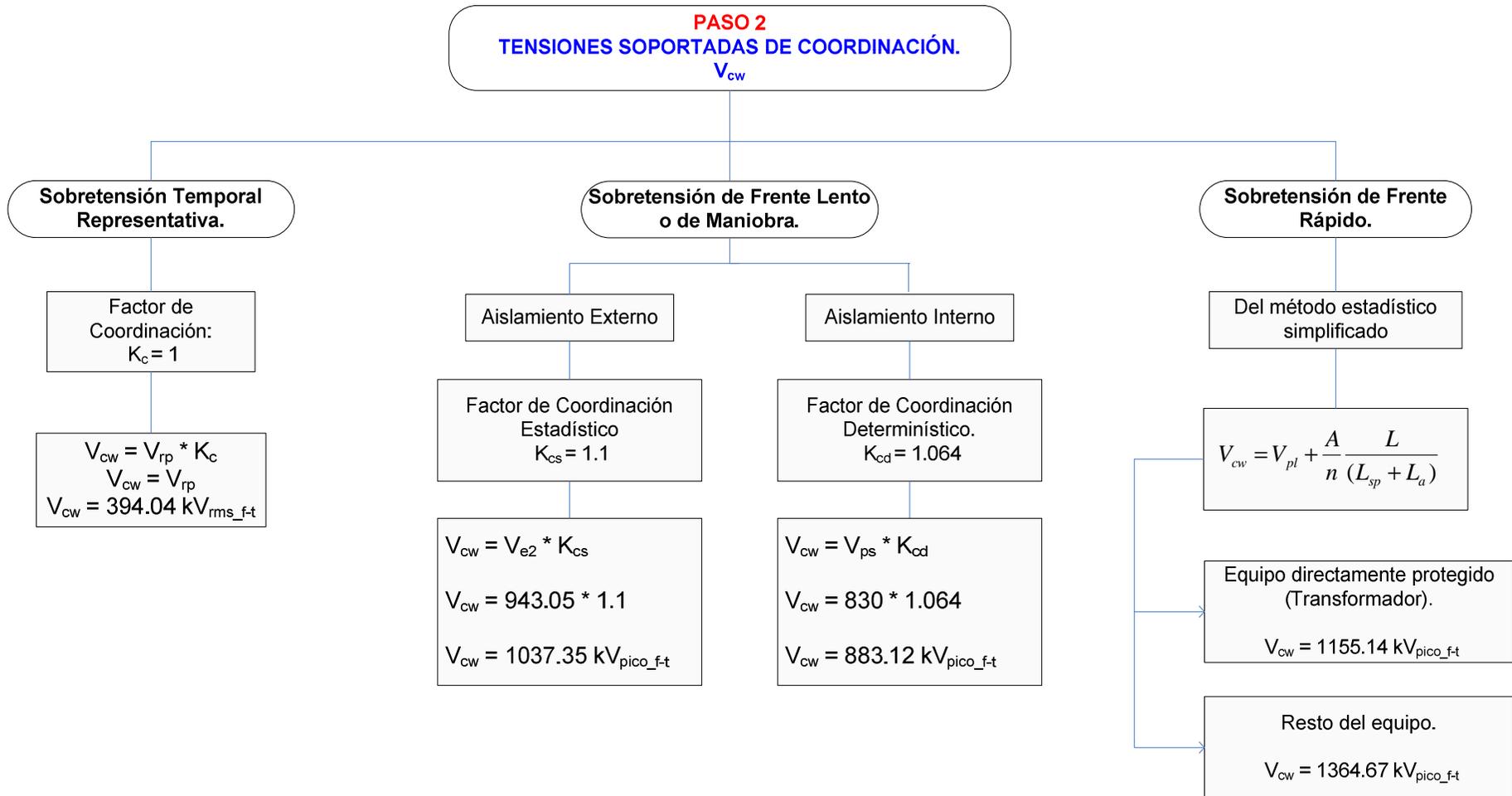
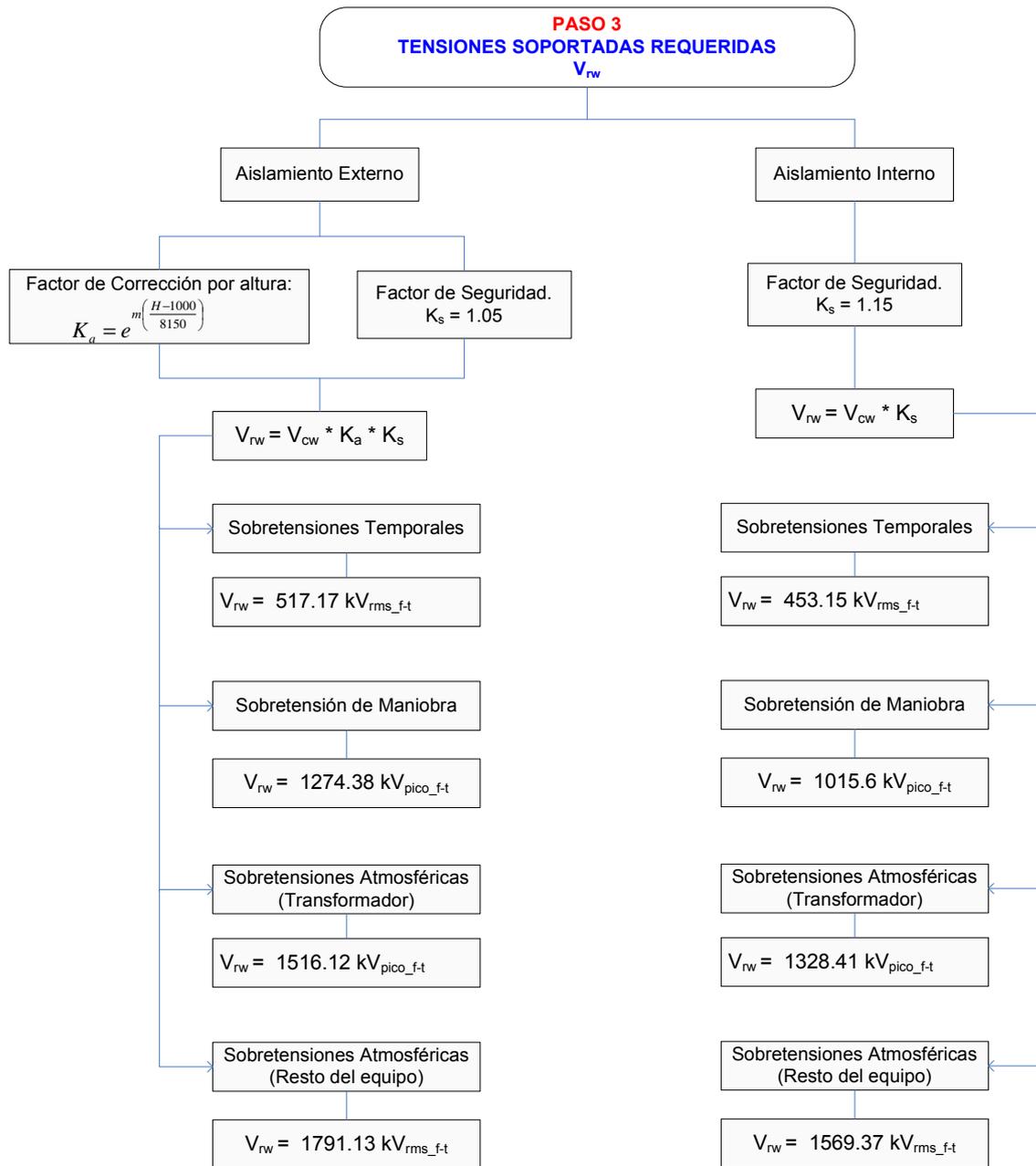


Figura 4.4. Paso 2. Tensiones soportadas de coordinación.



Nota:

$K_a = 1.25$ para sobretensiones temporales y atmosféricas.

$K_a = 1.17$ para sobretensiones de frente lento o maniobra.

Figura 4.5. Paso 3. Tensiones soportadas requeridas.

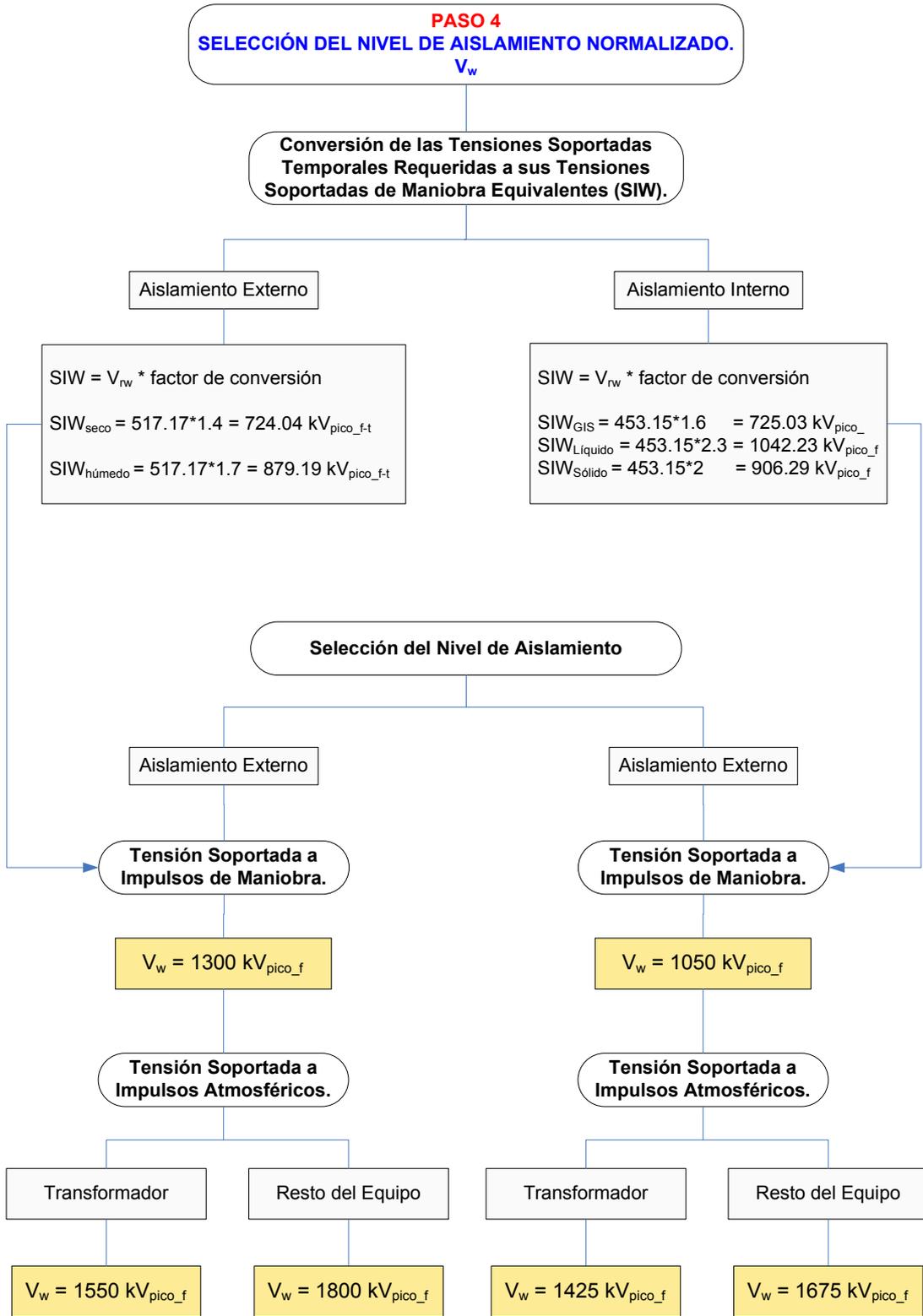


Figura 4.6. Paso 4. Selección del nivel de aislamiento.

Tabla 4.11. Resumen del procedimiento de coordinación de aislamiento.

	Sobretensión Temporal.		Sobretensión de Frente Lento o de Maniobra		Sobretensión de Frente Rápido o por Impulsos Atmosféricos.	
	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.	Aislamiento Externo.	Aislamiento Interno.
Paso 1: Sobretensiones Representativas V_{rp}	394.04 kV _{rms_f-t}		$V_{e2} = 943.05 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$ $V_{ps} = 830 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$		Se calcula directamente V_{cw} .	
Paso 2: Tensiones soportadas de Coordinación V_{cw}						
Factores de coordinación:	$K_C = 1$		$K_{CS} = 1.1$	$K_{cd} = 1.064$	Transformador: $V_{cw} = 1155.14 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	
	$V_{cw} = V_{rp}$ $V_{cw} = 394.04 \text{ kV}_{\text{rms_f-t}}$		$V_{cw} = V_{ps} * K_{CS}$ $1037.3 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	$V_{cw} = V_{e2} * K_{cd}$ $883.12 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	Resto del Equipo: $V_{cw} = 1364.67 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	
Paso 3: Tensiones soportadas de Requeridas V_{rw}						
Factor de corrección por altura: $K_a = e^{m \left(\frac{H-1000}{8150} \right)}$	1.25	-	1.17	-	1.25	-
Factor de Seguridad K_s :	1.05	1.15	1.05	1.15	1.05	1.15
	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$ $517.17 \text{ kV}_{\text{rms_f-t}}$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$ $453.15 \text{ kV}_{\text{rms_f-t}}$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$ $1274.38 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$ $1015.6 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$ Transformador: $1516.12 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$ Equipo: $1791.13 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$ Transformador: $1328.41 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$ Equipo: $1569.37 \text{ kV}_{\text{pico_f-t}}$
Paso 4: Nivel de Aislamiento Normalizado V_w						
$SIW = V_{rw} * \text{Factor de conversión}$ (Valores máximos)	SIW = 879.19	SIW = 1042.23	Nivel de Aislamiento para equipos del Rango II.			
	kV _{pico_f-t}	kV _{pico_f-t}	1300 kV_{pico_f-t}	1050 kV_{pico_f-t}	Transformador: 1550 kV_{pico_f-t}	Transformador: 1425 kV_{pico_f-t}
					Resto de Equipo: 1800 kV_{pico_f-t}	Resto de Equipo: 1675 kV_{pico_f-t}

4.5.1. HOJA DE DATOS TÉCNICOS DEL PARARRAYOS.

A continuación en la Tabla 4.12 se muestra las características de los pararrayos a ser utilizado para la protección de la subestación Pifo.

Tabla 4.12. Datos técnicos del pararrayos seleccionado.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
1	DATOS GENERALES Y DEL SISTEMA.		
1.1	Fabricante	ABB	-
1.2	Tipo	ZnO	-
1.3	Modelo	HS PEXLIM T-T 420-TH550	-
1.4	Norma de fabricación y ensayos	IEC	-
1.5	Tensión nominal del sistema	500	kV _{rms f-f}
1.6	Tensión máxima de servicio del sistema	550	kV _{rms f-f}
1.7	Frecuencia nominal	60	Hz
1.8	Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	-
2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
2.1	Tensión asignada o nominal del pararrayos	420	kV _{rms f-t}
2.2	Voltaje de operación continua	336	kV _{rms f-t}
2.3	Corriente nominal de descarga	20	kA
2.4	Clase de descarga de línea	Clase 5	-
2.5	Capacidad de absorción de energía	15.4	kJ/kV
2.6	Capacidad de corto circuito	65	kA
2.7	Capacidad de TOV 1 (s)	478	kV _{rms f-t}
2.8	Capacidad de TOV 10 (s)	453	kV _{rms f-t}
2.9	Tensión residual máxima con onda de corriente 30/60 μ s (V_{ps})		
	1 kA	807	kV _{pico f-t}
	2 kA	830	kV _{pico f-t}
	3 kA	846	kV _{pico f-t}
2.10	Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s (V_{pl})		
	5 kA	888	kV _{pico f-t}
	10 kA	924	kV _{pico f-t}
	20 kA	998	kV _{pico f-t}
	40 kA	1091	kV _{pico f-t}
3	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
3.1	Tensión soportada a impulsos tipo rayo	2162	kV _{pico f-t}
3.2	Tensión soportada a impulsos tipo maniobra	1500	kV _{pico f-t}
3.3	Distancia de fuga	13900	Mm
3.4	Material del revestimiento	Silicona	-
3.5	Carga dinámica por el viento	28000	Nm
4	DIMENSIONES		
4.1	Altura total	4890	mm
4.2	Diámetro máximo	1800	mm
4.3	Número de etapas serie	2	
4.4	Peso	360	kg

4.5.2. NIVEL DE AISLAMIENTO.

Finalmente como resultado del presente estudio se tiene el nivel de aislamiento para los equipos de la subestación Pifo. La Tabla 4.13 incluye los valores de las tensiones soportadas normalizadas que constituyen el nivel de aislamiento.

Tabla 4.13. Nivel de aislamiento para la Subestación Pifo.

	NIVEL DE AISLAMIENTO ($kV_{pico\ f-t}$)	
	Aislamiento Externo	Aislamiento Interno
Sobretensiones de frente lento o maniobra para todo el equipo.	1300	1050
Sobretensiones de frente rápido o atmosféricas para el transformador.	1550	1425
Sobretensiones de frente rápido o atmosféricas para el resto del equipo.	1800	1675

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES.

- La futura incorporación de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como es el caso de Coca Codo Sinclair y Sopladora, hace necesaria la incorporación de un sistema de transmisión a nivel de 500 kV, con el fin de transportar de manera segura y eficiente los grandes bloques de potencia generada hacia los principales centros de consumo.
- Dada la importancia del sistema de transmisión de 500 kV, es necesario garantizar su correcto funcionamiento, para lo cual, se ha definido el procedimiento de coordinación de aislamiento en subestaciones, implementado para el caso particular de la S/E Pifo.
- Las sobretensiones representativas, por lo general, están asociadas a eventos de energización y recierre de líneas. Para el caso de estudio, la mayor sobretensión de maniobra está asociada al evento de energización de la línea Coca Codo Sinclair – Pifo, ya que a pesar de no tener gran longitud tiene poco porcentaje de compensación reactiva.
- Para la protección de los equipos de la subestación Pifo se tiene previsto el uso de pararrayos a la entrada de las líneas y junto al transformador.
- Los fabricantes de pararrayos no cumplen con la Norma IEC en lo que respecta a la tensión nominal o asignada, ya que difieren en el período de tiempo en que la tensión nominal puede ser aplicada. Sin embargo, se ha considerado los criterios del fabricante ya que en la práctica se deberá adquirir el pararrayos según sus catálogos.
- Un parámetro determinante para la selección de V_{ps} del pararrayos es la capacidad de absorción de energía, ya que a menor nivel de protección se requiere mayor capacidad de absorción. Para el caso de la S/E Pifo se tiene que no existe restricción por absorción de energía y por lo tanto se puede escoger niveles de protección bajos.

- Los pararrayos de revestimiento polimérico (silicona) tienen el mismo desempeño eléctrico que los de revestimiento de porcelana, sin embargo, sus características mecánicas son superiores, de ahí que para la aplicación se ha recomendado el uso de pararrayos con este tipo de revestimiento.
- Luego de analizar los requerimientos del sistema con las características de pararrayos Siemens y ABB, se ha preferido el uso de pararrayos ABB, ya que además de satisfacer todas las características mecánicas supera las características eléctricas de los pararrayos Siemens considerados.
- Para sistemas del Rango II el nivel de aislamiento se define únicamente para impulsos de maniobra y atmosféricos, por lo que es necesario convertir las V_{rw} temporales a tensiones de maniobra equivalentes (SIW) y verificar que queden cubiertas por el nivel de aislamiento seleccionado. Para la aplicación se ha verificado que se cumpla con esta condición.
- Para sobretensiones de maniobra la distancia de separación entre los equipos y el pararrayos no tiene incidencia debido a que tiene un frente de onda muy poco escarpado. Por lo tanto el nivel de aislamiento a impulsos de maniobra será el mismo para todos los equipos de la subestación.
- Para sobretensiones de frente rápido, debido al frente de onda escarpado, la distancia de separación entre el equipo y el pararrayos toma incidencia, incrementando la tensión que aparecerá sobre el equipo. Dando como resultado niveles de aislamiento menores para los equipos directamente protegidos y niveles mayores para el resto de equipos.
- Las condiciones ambientales al sitio de ubicación de la S/E Pifo afectan a los resultados del nivel de aislamiento externo, debido principalmente a la disminución de la rigidez dieléctrica con el incremento de la altura, que da como resultado altos valores de tensión soportada para el aislamiento externo.
- Al comparar el nivel de aislamiento encontrado para la subestación Pifo con los valores tabulados en la Tabla 3.5, se tiene que para el aislamiento externo y para el equipo no directamente protegido los valores determinados del procedimiento de coordinación son mayores, esto se debe a que se ha considerado las particularidades del sistema y de la

ubicación de la subestación. De aquí que es un error seleccionar valores de nivel de aislamiento sin realizar el procedimiento normalizado.

- En la práctica la zona de protección del pararrayos será mayor que la considerada para el cálculo de V_{cw} , ya que en realidad el equipo tendrá tensiones soportadas normalizadas mayores que V_{cw} , con esto se ratifica la correcta protección del equipo por parte del pararrayos.
- Se puede asegurar que el nivel de aislamiento determinado en el presente estudio es un resultado conservador que garantizará la no ocurrencia de fallas de aislamiento en la subestación.

5.2. RECOMENDACIONES.

- Los resultados obtenidos en este trabajo corresponden a un estudio teórico de coordinación de aislamiento, por lo que para corroborar estos resultados será necesario hacer simulaciones en software adecuados como es el caso del ATP considerando toda la información exacta de la S/E Pifo, ya que al ser un proyecto a futuro, al momento aún no se han definido algunos parámetros que para el estudio han sido asumidos con criterio técnico.
- Analizar la posibilidad de incrementar compensación reactiva en las líneas Coca Codo Sinclair – Pifo 1 y 2, para disminuir las sobretensiones producidas durante eventos de energización.
- Hacer un estudio y selección adecuados de los disyuntores para el sistema de 500 kV, para controlar las sobretensiones de maniobra o frente lento, que son las más importantes para sistemas del Rango II.
- Al escoger los niveles de protección del pararrayos se debe verificar que el valor seleccionado corresponda al valor de tensión nominal previamente definido, para garantizar que se esté operando en una misma curva V-I.
- Debido a que las condiciones atmosféricas tienen incidencia sobre los diseños eléctricos en general, sería importante contar con información precisa de estos parámetros tomados de mediciones en el campo. De aquí que TRANSELECTRIC S.A debería contar con el equipo y personal para realizar tales mediciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] RAJPUT, R.K, Power System Engineering, 2006.
- [2] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007 -2016. Ecuador, diciembre 2007.
- [3] CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Período enero – junio Año 2007.
- [4] TRANSELECTRIC S.A, Sistema de Transmisión de 500 kV, Descripción de la Prefactibilidad del Proyecto, mayo 2008.
- [5] TRANSELECTRIC S.A, Plan de Expansión de Transmisión Período 2008 – 2017, diciembre 2007.
- [6] FULCHIRON. D, Sobretensiones y Coordinación del Aislamiento. Cuaderno Técnico N° 151, Schneider Electric, febrero 1994
- [7] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-2, Insulation Co-ordination – Part 2: Application guide. Third Edition, 1996-12.
- [8] IBRAHIM, A.I; DOMMEL, H.W, A Knowledge Base for Switching Surge Transients, 2003.
- [9] D’AJUZ, Ary; FONSECA, S. Cláudio; CARVALHO, S; FILHO, Jorge; DIAS, Nora; PEREIRA, Marco; ESMERALDO, Paulo; VAISMAN, Roberto; FRONTIN, Sérgio. Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento, Aplicação em sistemas de potencia de alta-tensão. FURNAS, Centrais Elétricas S.A, Brasil, 1987.
- [10] FERRACCI, Philippe, La Ferrorresonancia. Cuaderno Técnico N° 190, Schneider Electric, octubre 2000.
- [11] ANSI/IEEE Std 1313.1, Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles, and Rules, 1996.
- [12] ANSI/IEEE Std 1313.2, Guide for the Application of Insulation Coordination, 1999.
- [13] RAMIREZ, Jorge; MARTINEZ, Miguel, Influencia de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas y Comportamiento de los Sistemas de Puesta a Tierra en Líneas Aéreas de Transmisión y Distribución. Universidad Simón Bolívar, Grupo de Investigación en Alta Tensión.
- [14] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-1, Insulation Co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Seventh Edition, 1993-12.

- [15] SIEMENS; HINRICHSEN, Volker, Descargadores de Sobretensiones de Óxido Metálico. Fundamentos. Berlín, septiembre de 2002.
- [16] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60099-4, Surge Arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Second Edition, 2004 – 05.
- [17] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60099-5, Surge Arresters – Part 5: Selection and Application Recommendations. Edition 1.1, 2000 – 03.
- [18] ABB, Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje. Guía para el Comprador. Edición 5, 2005 – 10.
- [19] VÁSQUEZ, Kléber; RUALES, Luis, Cálculo de Sobrevoltajes Originados por Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión Utilizando el ATP (Alternative Transients Program) Aplicado a la Línea de Transmisión Santa Rosa – Pomasqui a 230 kV. XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2005.
- [20] ABB, EXLIM Technical Information, Selection Guide for ABB HV Surge Arresters, Edition 3, 1995 – 02.
- [21] TAYLOR, James, Comportamiento en Cortocircuito – Descargadores y Contadores de Descargas, Ludvika – Suecia 2006.
- [22] AYORA, Paúl, Selección y Coordinación de Aislamiento, Diseño de Alto Voltaje.
- [23] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60-1, High – Voltage Test Techniques – Part 1: General Definitions and Test Requirements, 1989.
- [24] HILEMAN, Andrew, Insulation Coordination for Power Systems, Monroeville Pennsylvania, 1999.
- [25] RAMÍREZ, Israel, Advanced Models for Electromagnetic Transient Simulation of Power, Thesis for the Degree of Doctor of Sciences in the Specialty of Electrical Engineering. Guadalajara, octubre 2001.
- [26] ABB, Outdoor Instrument Transformers, Application Guide, Edition 2.1, 2005 – 09, pag 27.
- [27] WAN, Quifa; CHEN Yong, ZHENG Song, Discussion on the High Altitude External Insulation Correction. Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering. Tsinghua University. Beijing, China, august 2005.
- [28] INTERNATIONAL STANDARD IEC, Amendment 1 to IEC 60071-2 Ed. 3.0: Insulation Co-ordination – Part 2: Application guide. TC 28, 2007 - 07.

- [29] COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL, Interconexión Eléctrica NEA-NOA 500 kV. Descripción General, LEAT 500 kV, septiembre 2006.
- [30] MARTÍN, José Raúl, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Mc Graw-Hill, México 1987.
- [31] SIEMENS, Power Transmission and Distribution, Pararrayos, Programa de Suministro.

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.

A	parámetro definido según el tipo de línea conectada a la subestación, kV.
B_C	susceptancia de la línea de transmisión.
c	velocidad de la luz, 300 m/ μ s.
C	capacitancia total de una línea.
C	coeficiente de resistencia de las partes cilíndricas. Igual a 0.8.
D	diámetro del anillo de distribución de potencial.
d_m	valor medio del diámetro del revestimiento.
H	longitud del pararrayos.
H	grosor del anillo de distribución de potencial.
I	distancia entre el anillo de distribución de potencial y la parte superior del pararrayos.
I_{kss}	corriente de cortocircuito de simulación, valor rms.
I_n	corriente nominal de descarga de un pararrayos.
i_p	corriente de cortocircuito de simulación, valor pico.
I_s	corriente de corto circuito.
k	factor de falla a tierra.
K_a	factor de corrección atmosférico que considera únicamente el efecto de la altura sobre la rigidez dieléctrica.
K_c	factor de coordinación.
K_{cd}	factor determinístico de coordinación.
K_{co}	constante de amortiguamiento por corona, μ s/(kV*m).
K_{cs}	factor estadístico de coordinación.
K_s	factor de seguridad.
K_t	factor de corrección atmosférico total que considera la humedad y la temperatura.
k_{tov}	factor de sobretensión, dada por el fabricante a través de curvas en función del tiempo.
k_1	factor de corrección en función de la densidad del aire.
k_2	factor de corrección en función de la humedad.
L	inductancia total de la línea.

- L distancia de separación entre el pararrayos y el equipo protegido, m.
- L para la determinación de T_w de la expresión 2.16, corresponde a la longitud total de la línea.
- L_a longitud de línea para la cual la tasa de salidas es igual a la tasa de fallas aceptable para los equipos, m.
- L_{sp} longitud del primer vano adyacente a la subestación, m.
- L_t longitud de línea para la cual la tasa de salida de servicio es igual a una tasa de retorno deseada, m.
- M_w momento de flexión causado por el viento.
- N mínimo número de líneas conectadas a la subestación.
- P presión dinámica del viento (N/m^2)
- P(%) probabilidad de descarga en aislamientos autorecuperables.
- $P_w(\%)$ probabilidad de soportar tensiones de prueba aplicadas a aislamientos autorecuperables.
- P_1 densidad del aire a 1.013 bar y 0 °C; igual a 1.29 kg/m^3 .
- Q_C reactivos capacitivos.
- Q_L reactivos inductivos.
- R riesgo de falla.
- R_a tasa de falla aceptable. Para equipos se expresa como número de fallas por año, mientras para líneas de transmisión se define como el número de fallas por kilómetro por año.
- R_f resistencia de falla a tierra.
- R_{km} tasa de salidas de la línea de transmisión conectada a la subestación debida a eventos atmosféricos, por año para el tramo correspondiente al primer kilómetro en frente de la subestación. ($1/km \cdot \text{año}$)
- R_t tasa de retorno de sobretensiones asumido. Corresponde a un valor referencial de fallas por año, $1/\text{año}$.
- S pendiente del frente de onda de sobretensión que llega hasta la subestación desde la línea, $kV/\mu s$.
- S_{kss} potencia trifásica de corto circuito de simulación.
- T tiempo de viaje de la onda de sobretensión atmosférica, μs .
- T_p tiempo de frente de onda.
- T_t duración de la tensión temporal en segundos.

T_w	tiempo de propagación de una onda a través de la línea.
T_{wp}	tiempo de duración del pico aplicado en la prueba de descarga de línea de un pararrayos.
T_2	tiempo al valor medio de cola.
V	amplitud de una sobretensión.
v	velocidad del viento (m/s).
v	velocidad de propagación de la onda de sobretensión por la línea (0.3 km/ μ s)
V_c	voltaje de operación continua en pararrayos.
V_{cw}	tensión soportada de coordinación.
V_D	tensión de restablecimiento. Es la tensión que aparece entre los contactos del disyuntor luego de haber sido interrumpida la corriente.
V_e	amplitud de una sobretensión fase-tierra.
V_{eq}	valor de la sobretensión temporal equivalente de 10 segundos.
V_{e2}	valor de la sobretensión fase-tierra con una probabilidad del 2% a ser excedido: $F (V_e \geq V_{e2}) = 0.02$.
V_L	tensión de carga del generador. Representa la tensión V_e en la prueba de descarga de línea de un pararrayos.
V_m	voltaje máximo para el equipo.
V_n	voltaje nominal del sistema.
V_p	amplitud de un sobrevoltaje fase-fase.
V_{pl}	nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo rayo.
V_{ps}	nivel de protección del pararrayos a impulsos de maniobra.
V_{p2}	valor del sobrevoltaje fase-fase con una probabilidad del 2% a ser excedido: $F (V_p \geq V_{p2}) = 0.02$.
V_r	tensión asignada de un pararrayos.
$V_{r,min}$	mínima tensión asignada de un pararrayos, $V_{r,min} = 1.25 * V_c$
V_r'	tensión asignada de preselección para un pararrayos.
V_{res}	tensión residual de un pararrayos
V_{rp}	sobretensión representativa.
V_{rw}	tensión soportada requerida.
V_s	voltaje máximo para el sistema.
V_t	amplitud de la sobretensión temporal (TOV).

V_w	tensión soportada.
V_2	voltaje en el extremo abierto o sin carga de la línea.
V_1	voltaje en el extremo dónde se está alimentando a la línea.
V_{50}	tensión crítica disruptiva, es la tensión que al ser aplicada un gran número de veces sobre un aislamiento autorecuperable, provoca disrupción en un 50% de las veces.
W	energía que el pararrayos debe ser capaz de absorber.
W'	energía específica, igual a la energía (W) dividida para la tensión asignada.
X	distancia sobre la línea, entre el lugar donde ocurre la descarga atmosférica y la subestación, m.
X_L	reactancia de la línea de transmisión.
Z	impedancia característica de la línea.
Z_g	impedancia de puesta a tierra.
$Z_1 = R_1 + jX_1$	impedancia de secuencia positiva.
$Z_0 = R_0 + jX_0$	impedancia de secuencia negativa.
σ_s	desviación estándar.

CATEG	Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.
C.C.S	Coca Codo Sinclair.
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
EHV	<i>extra high voltage</i> , extra alta tensión
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
L/T	línea de transmisión.
MPDSL	máximo esfuerzo dinámico permisible en servicio.
PSSL	esfuerzo estático admisible en servicio.
p.u	valor en por unidad
SIL	<i>surge impedance loading</i> , Potencia SIL.
SIN	Sistema Nacional Interconectado.
SIW	<i>switching impulse withstand voltage</i> , tensión soportada a impulsos de maniobra equivalente, producto de aplicar los factores de conversión sobre las tensiones soportada requeridas a sobretensiones temporales.

SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
S/E	subestación.
SS.AA	servicios auxiliares.
Trafo	transformador de potencia.
TOV	<i>temporary overvoltage</i> , sobretensión temporal.
UHV	<i>(ultra high voltage)</i> , ultra alta tensión.

ANEXO A

“Mapa con la Distribución Geográfica del SNT”

ANEXO A

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DEL S.N.T.

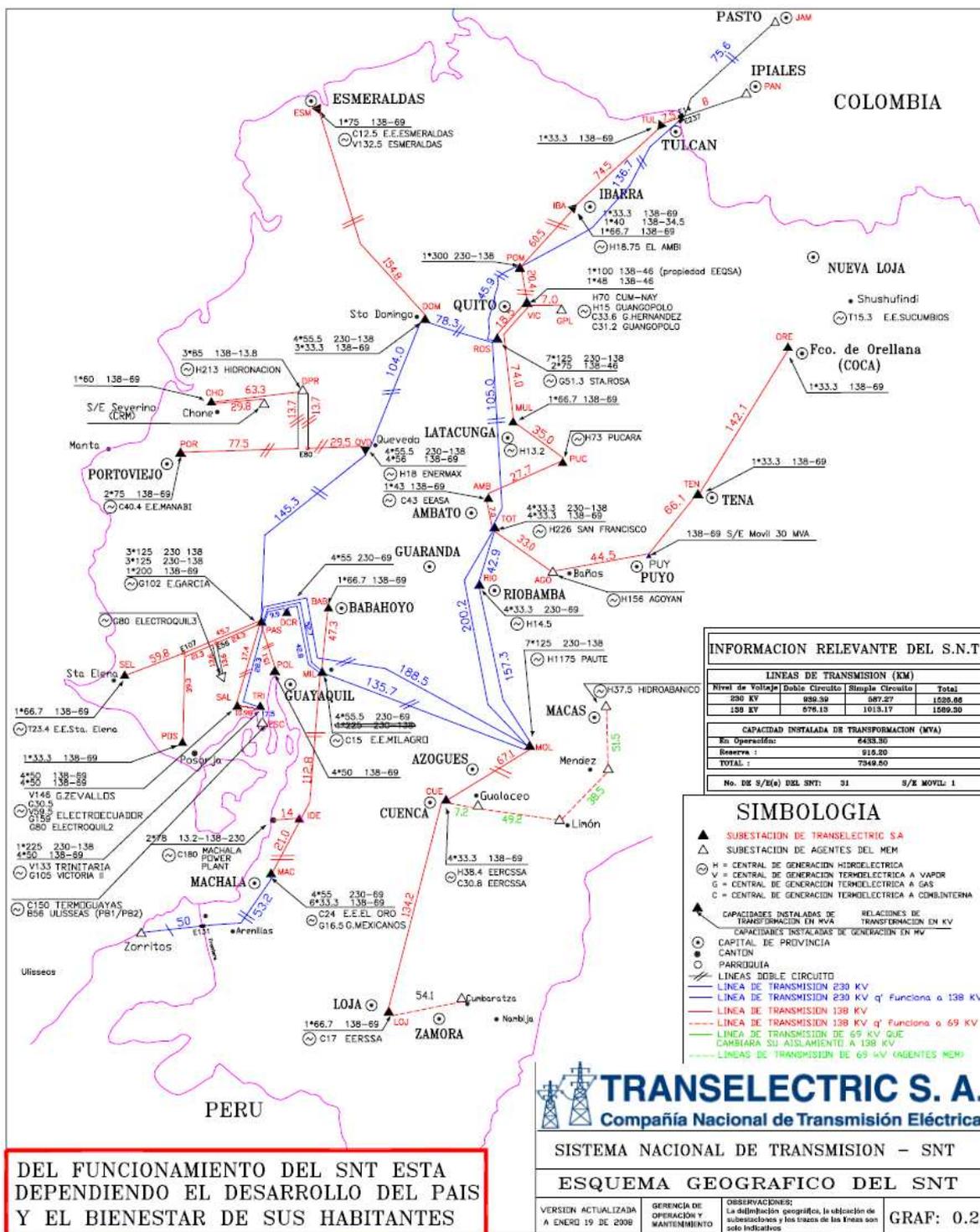
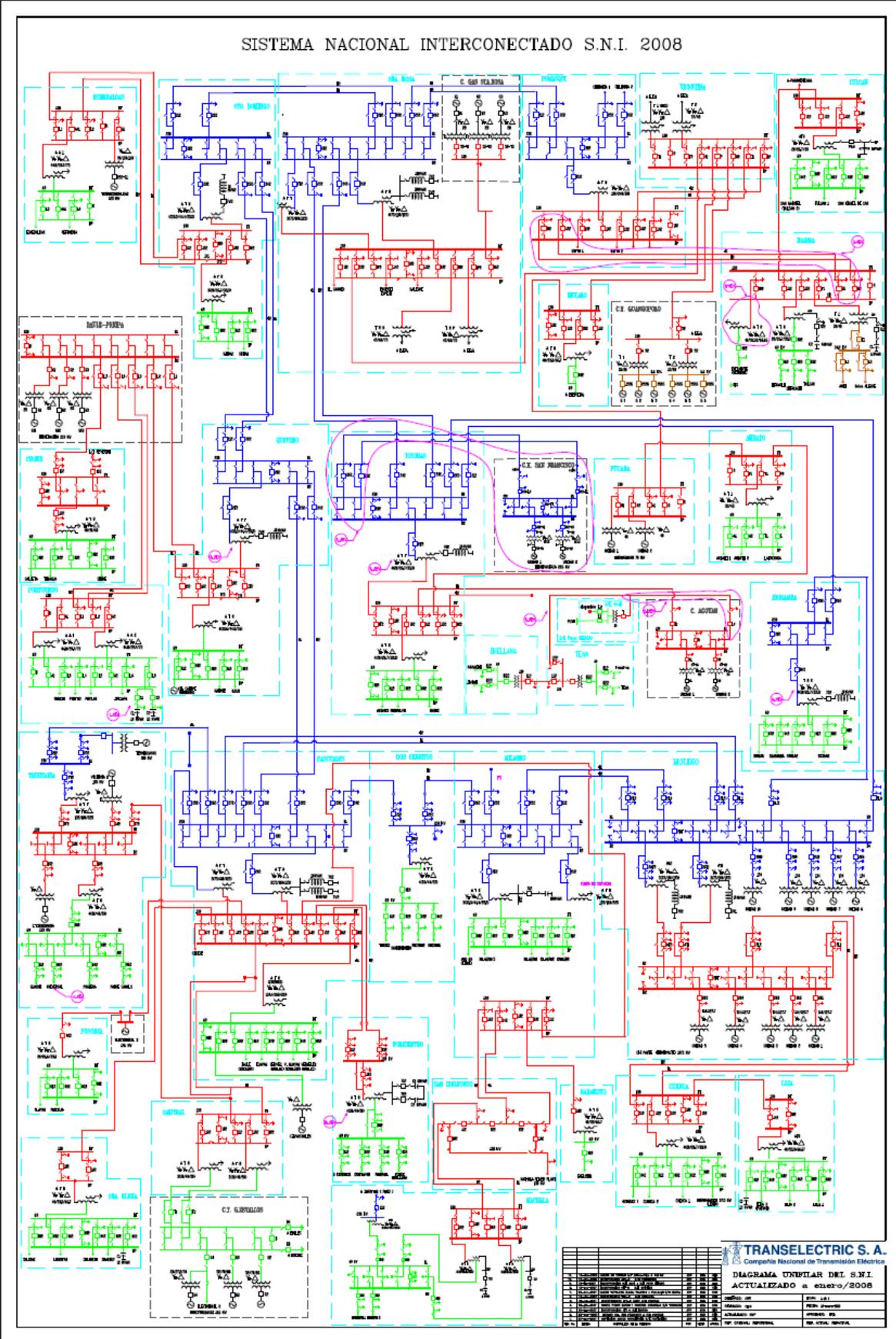


Figura A.1. Distribución geográfica del sistema nacional de transmisión ecuatoriano [5].

ANEXO B

“Diagramas Unificares del S.N.I”

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO S.N.I. 2008



ANEXO C

**“Distribución Geográfica del Sistema de Transmisión de
500 kV”**

ANEXO C

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV.

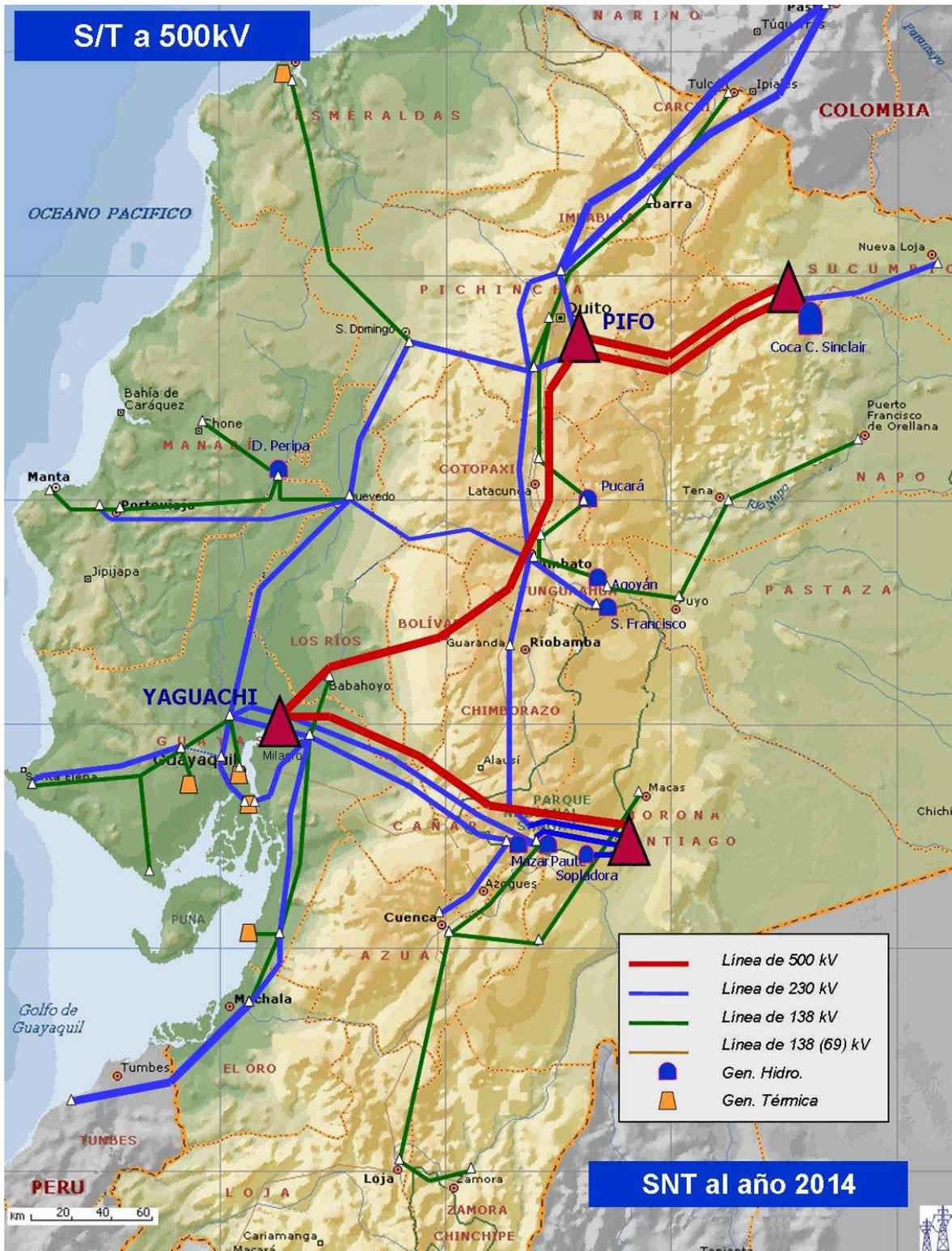
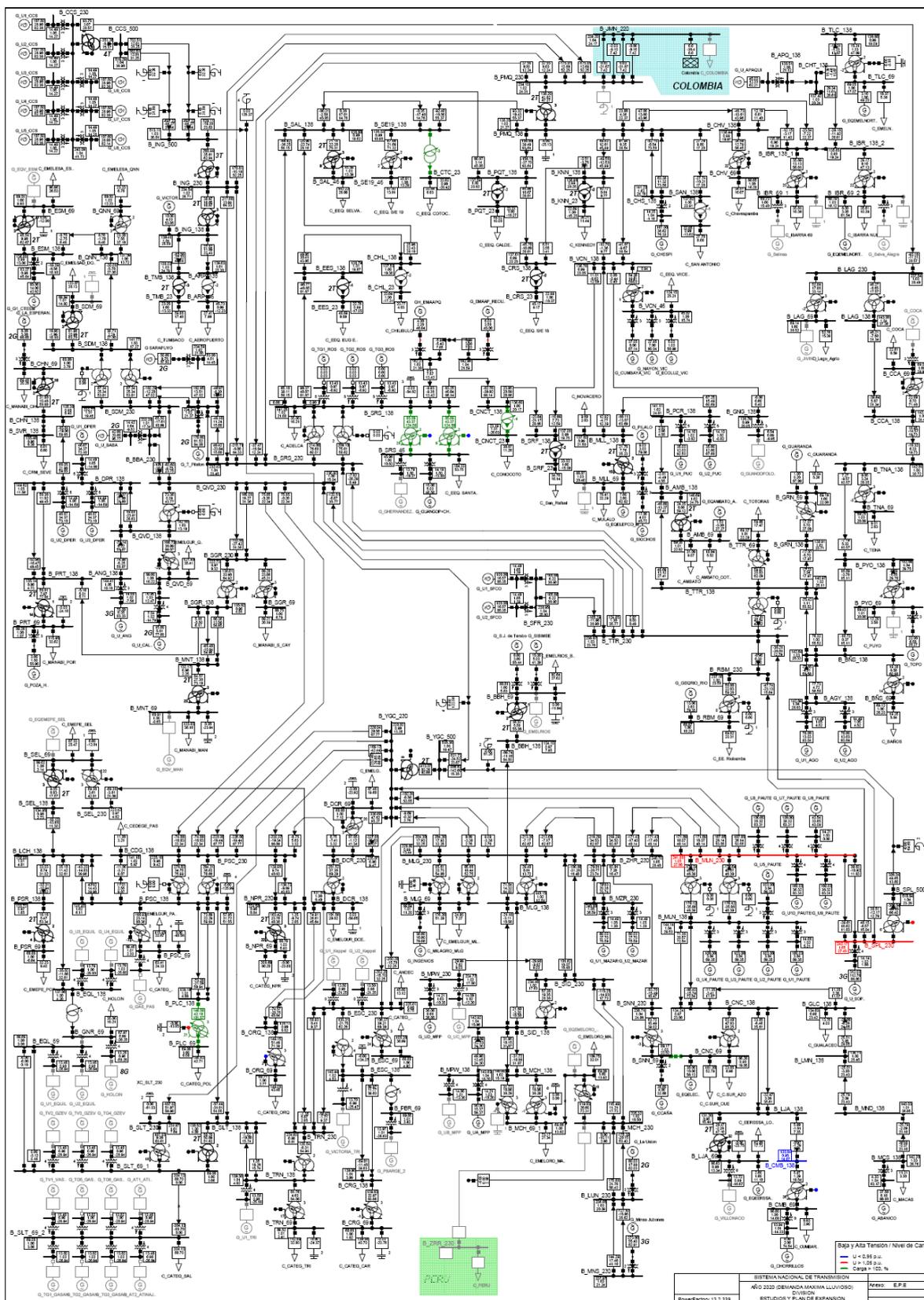


Figura C.1. Sistema de transmisión de 500 Kv [4].

ANEXO D

**“Flujo de Carga, Año 2020 para Demanda Máxima y
Estado Lluvioso”**

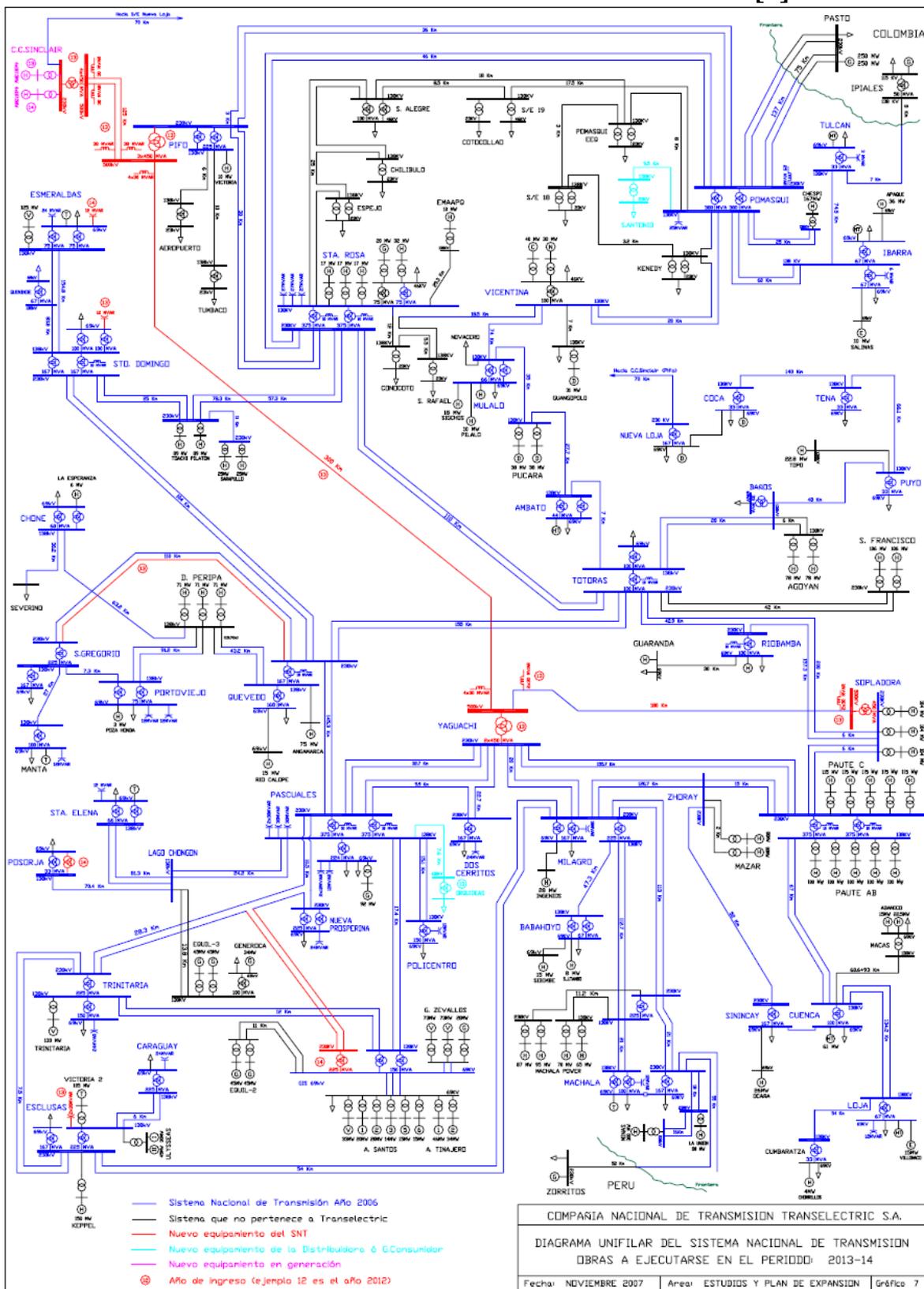


ANEXO E

**“Diagrama Unifilar del S.N.I para el período:
2013-2014”**

ANEXO E

DIAGRAMA UNIFILAR DEL S.N.I: 2013-2014 [5].



ANEXO F

“Tensiones Máximas para el Equipo”

ANEXO F

TENSIONES MÁXIMAS PARA EL EQUIPO.

A continuación la Tabla F.1 muestra las tensiones máximas para el equipo para cada valor de tensión nominal del sistema.

Tabla F.1. Valores de las tensiones máximas para el equipo, para cada tensión nominal del sistema. Valores de tensión entre fases. [30]

Tensiones Nominales del Sistema. (kV)		Tensión Máxima para el Equipo. (kV)
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

ANEXO G

“Sobretensión Estadística Fase – Fase, V_{p2} ”

ANEXO G.

SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA FASE – FASE V_{p2}

El valor de la sobretensión estadística fase-fase (V_{p2}) se puede estimar en base del valor de la sobretensión estadística fase-tierra (V_{e2}) de acuerdo a la Figura G.1, donde se ilustra valores de V_{e2} en función de la relación entre los valores estadísticos fase-fase y fase-tierra. La parte superior de la curva corresponde a las sobretensiones trifásicas por recierre, mientras que el tramo inferior se aplica a las sobretensiones por energización.

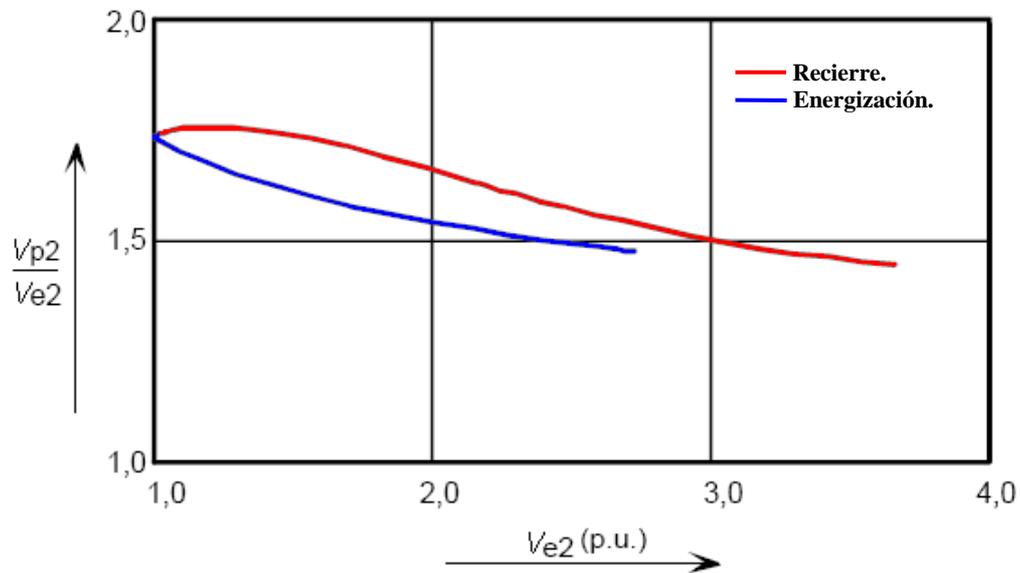


Figura G.1. Relación entre V_{e2} y V_{p2}/V_{e2} [7].

ANEXO H

**“Ejemplos de Tablas de Datos de Pararrayos donde se
Especifica el TOV”**

ANEXO H.

EJEMPLOS DE TABLAS DE DATOS DE PARARRAYOS DONDE SE ESPECIFICA EL TOV.

En el presente anexo se muestra un ejemplo de tablas de datos de pararrayos en donde se puede ver que además de la tensión nominal o asignada se especifica una tensión TOV que es la que correspondería a la tensión asignada definida según la norma IEC. La Figura H.1 muestra los datos correspondientes a pararrayos marca ABB, mientras que la Figura H.2 corresponde a pararrayos de marca Tridelta.

Tensión máxima de red U_m kV _{rms}	Tensión nominal U_r kV _{rms}	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC U_C kV _{rms}	según ANSI/IEEE MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	30/60 μ s			8/20 μ s			
						1 kA kV _{pico}	2 kA kV _{pico}	3 kA kV _{pico}	5 kA kV _{pico}	10 kA kV _{pico}	20 kA kV _{pico}	40 kA kV _{pico}
420	330	264	267	376	356	634	652	665	697	726	785	854
	336	267	272	383	362	646	664	677	710	740	799	869
	360	267	291	410	388	692	712	725	761	792	856	931
	372	267	301	424	401	715	735	749	786	819	884	962
	378	267	306	430	408	726	747	761	799	832	899	978
	381	267	308	434	411	732	753	767	805	839	906	985
	390	267	315	444	421	750	771	786	824	858	927	1013
	396	267	318	451	427	761	783	798	837	872	941	1029
	420	267	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
	550	396	317	318	451	427	761	783	798	837	872	941
420		336	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
444		349	353	506	479	853	878	894	938	977	1060	1153
800	588	470	470	670	635	1134	1167	1189	1247	1299	1402	1525
	612	490	490	697	660	1180	1214	1237	1298	1351	1459	1587
	624	499	499	711	673	1203	1238	1261	1323	1378	1488	1618

Figura H.1. Tabla de datos donde se muestra el TOV para pararrayos ABB.

type / Tipo	rated voltage / Tensión asignada U_r kV	continuous operating voltage / Tensión de operación continua U_c kV	temporary over- voltage TOV ¹⁾ / Sobretensión temporal ¹⁾		residual voltage at steep, lightning and switching impulse current / Tensión residual con impulso de corriente de frente escarpado, impulso de maniobra e impulso tipo rayo										min. housing size / Tamaño mínimo de la envol- vente
			1 sec kV	10 sec kV	20 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	250 A	500 A	1000 A	2000 A	3000 A	
					(1/2 μ s) kV	(8/20 μ s) kV	(8/20 μ s) kV	(8/20 μ s) kV	(8/20 μ s) kV	(30/70 μ s) kV					
SB 396/20.5-II	396	317	459	432	1083	857	895	942	1027	744	763	777	810	838	3x 3
SB 416/20.5-II	416	333	483	453	1139	901	941	990	1079	782	802	817	851	881	3x 3
SB 420/20.5-II	420	336	487	458	1150	910	950	1000	1090	790	810	825	860	890	3x 3
SB 444/20.5-II	444	355	515	484	1216	962	1004	1057	1152	835	856	872	909	941	3x 4
SB 468/20.5-II	468	374	543	510	1281	1014	1058	1114	1214	880	902	919	958	991	3x 6
SB 570/20.5-II	570	456	661	621	1561	1235	1289	1357	1479	1072	1099	1120	1167	1208	4x 5
SB 588/20.5-II	588	470	682	641	1609	1273	1329	1399	1525	1105	1133	1154	1203	1245	4x 6
SB 612/20.5-II	612	490	710	667	1676	1326	1384	1457	1588	1151	1180	1202	1253	1297	4x 6

Figura H.2. Tabla de datos donde se muestra el TOV para pararrayos Tridelta.

ANEXO I

“Magnitud de las Corrientes de Descarga de Rayo”

ANEXO I

MAGNITUD DE LAS CORRIENTES DE DESCARGA DE RAYO.

La probabilidad acumulada de que el primer impulso de corriente de una descarga atmosférica I_f , sea mayor que una corriente dada I , se puede determinar mediante la expresión I.1.

$$P(I_f > I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (I.1)$$

Donde:

$P(I_f > I)$ es la probabilidad de que el valor pico del primer impulso de corriente de una descarga atmosférica sea mayor o igual a un valor de corriente dado I .

$$2 \text{ kA} < I < 200 \text{ kA}$$

Dando valores de I dentro el rango establecido se puede calcular el valor de P . La Figura I.1 muestra la curva de la probabilidad en función de la corriente I , de donde claramente se puede notar que la probabilidad de que un impulso de corriente debido a una descarga atmosférica tome valores mayores a 20 kA es baja.

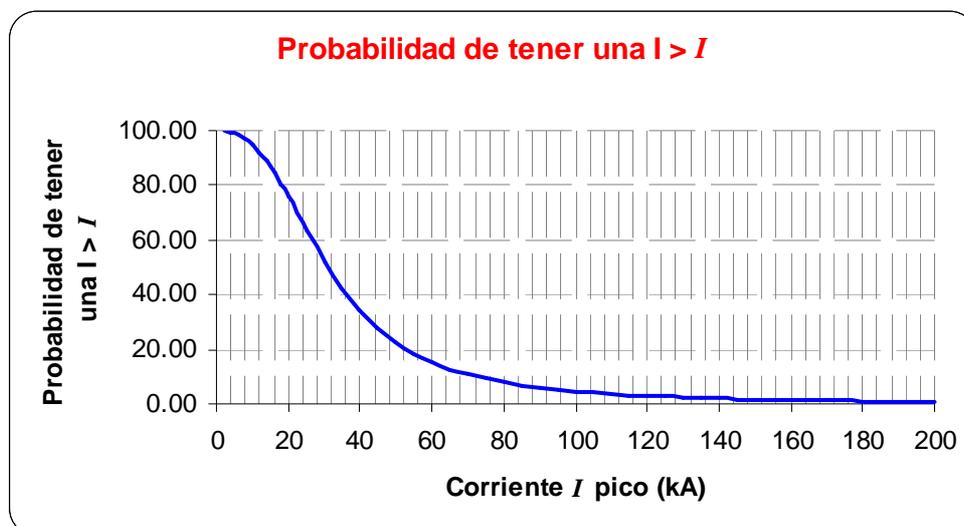


Figura I.1. Probabilidad de tener un impulso de corriente atmosférico mayor que I .

ANEXO J

**“Tensiones soportadas para Sistemas del Rango I
y Tensiones Soportadas según Normas ANSI/ IEEE”**

ANEXO J

TENSIONES SOPORTADAS PARA SISTEMAS DEL RANGO I Y TENSIONES SOPORTADAS SEGÚN NORMAS ANSI IEEE.

La Tabla J.1 muestra las tensiones soportadas estandarizadas para sistemas del Rango I, según la norma IEC, mientras que las Tablas J.2 y J.3 muestran los valores de tensiones soportadas para sistemas del Rango I y II, respectivamente, según normas ANSI/IEEE.

Tabla J.1. Tensiones soportadas estandarizadas para Rango I, según IEC ($1 \text{ kV} < V_m < 245 \text{ kV}$)
[11]

Voltaje Máximo para los Equipos V_m kV r.m.s.	Tensión Soportada de Corta Duración, frecuencia industrial. kV r.m.s	Tensión Soportada a Impulsos Atmosféricos. kV pico.
3.6	10	20 40
7.2	20	40 60
12	28	60 75 95
17.5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185) 230	450 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

Nota.- los valores en paréntesis se consideran insuficientes para probar las tensiones soportadas requeridas fase – fase.

Tabla J.2. Tensiones soportadas estandarizadas para Rango I, según ANSI/IEEE ($15 \text{ kV} < V_m < 242 \text{ kV}$) [11]

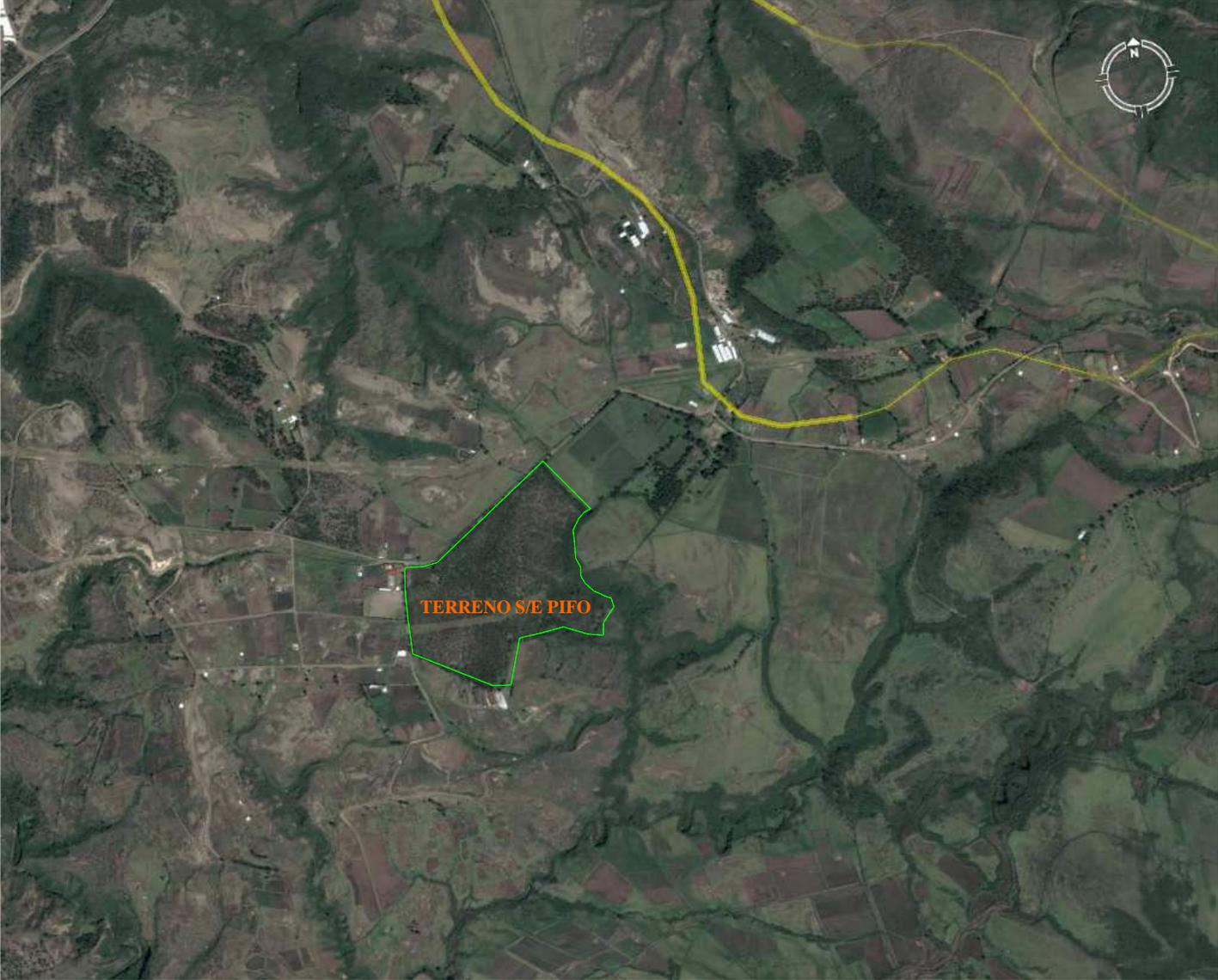
Voltaje Máximo del Sistema V_m Fase – Fase, kV r.m.s.	Tensión Soportada de Corta Duración, frecuencia industrial. Fase – Tierra, kV r.m.s	Nivel Básico de Aislamiento a Impulsos Atmosféricos. BIL Fase – Tierra, kV pico.
15	34	95
		110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95	250
	140	350
121	140	350
	185	450
	230	550
145	230	450
	275	550
	325	650
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

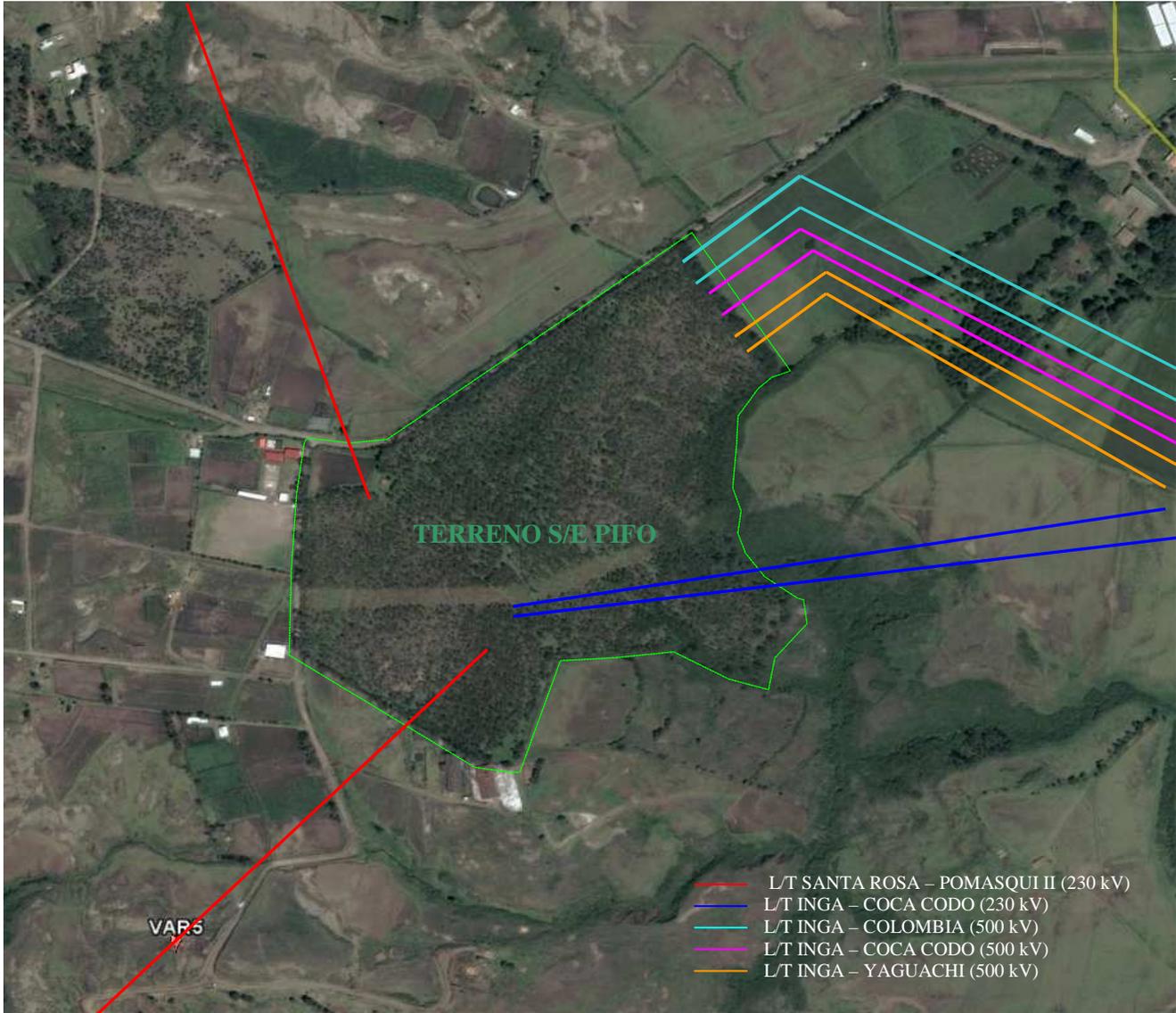
Tabla J.3. Tensiones soportadas estandarizadas para Rango II, según ANSI/IEEE ($V_m > 242 \text{ kV}$) [11]

Voltaje Máximo del Sistema V_m Fase – Fase, kV r.m.s.	Nivel Básico de Aislamiento a Impulsos Atmosféricos. BIL Fase – Tierra, kV pico.	Nivel Básico de Aislamiento a Impulsos de Maniobra. BSL Fase – Tierra, kV pico.
362	900	650
	975	750
	1050	825
	1175	900
	1300	975
550	1300	1050
	1425	1175
	1550	1300
	1675	1425
	1800	1550
800	1800	1300
	1925	1425
	2050	1550
		1675
		1800

ANEXO K

“Vista Aérea del Área de la Futura Subestación Pifo”





ANEXO L

“Parámetros para la Determinación de V_{e2} ”

ANEXO L

PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DE V_{e2}

Los parámetros necesarios para la selección de V_{e2} a través de la Figura 2.7, serán definidos para cada una de las líneas conectadas a la subestación Pifo tomando en cuenta los criterios mostrados en la Sección 2.1.2.3.

L.1. LÍNEA COCA CODO SINCLAIR – PIFO 1

Tanto para esta línea como para las otras líneas conectadas a la subestación, se calculará el porcentaje de compensación en paralelo, se definirá el tipo de red de alimentación, se asumirá la presencia de resistores de preinserción en los disyuntores y finalmente se mostrará el ejemplo de la selección de los valores de V_{e2} en la Figura 2.7 considerando eventos de energización y recierre.

L.1.1. Porcentaje de compensación en paralelo.

Para determinar el porcentaje de compensación reactiva en paralelo se procede a calcular los MVAR generados por la componente capacitiva de la línea, según la expresión L.1. Los valores de las susceptancias de las líneas se encuentran tabulados en la Tabla 1.4. Una vez determinados los MVAR capacitivos, se determina el porcentaje de compensación que constituyen los MVAR inductivos provenientes de los reactores ubicados en cada uno de los extremos de la línea. Los valores nominales de estos reactivos se encuentran tabulados en la Tabla 1.5.

Cálculo de la componente capacitiva de la línea.

$$Q_C = V_n^2 * B_c \quad (L.1)$$

$$Q_C = ((500kV)^2 * (637.637\mu S))$$

$$Q_C = 159.41MVAR$$

Total de MVAR para compensación:

$$Q_L = 60MVA_r$$

Entonces el porcentaje de compensación es:

$$\% \text{Compensación} = \frac{60MVA_r}{159.41MVA_r} * 100\%$$

$$\% \text{Compensación} = 37.64\%$$

L.1.2. Red de alimentación.

De acuerdo a las definiciones de los tipos de redes de alimentación descritas en la Sección 2.1.2.3.1, la red de alimentación a la subestación Pifo a través de la línea Coca Codo Sinclair – Pifo, mostrada en la Figura L.1, corresponde a una red del tipo inductiva.

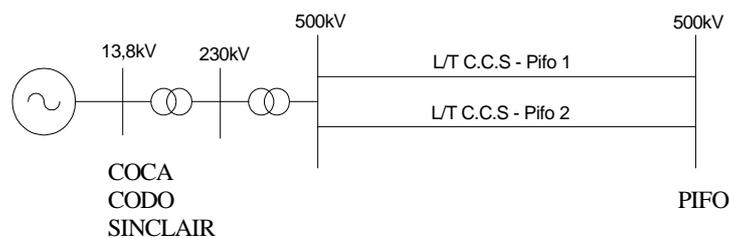


Figura L.1. Red de alimentación respecto de la L/T C.C.S – Pifo.

L.1.3. Características de los disyuntores.

Aun cuando no se tiene definido el tipo de disyuntores a instalarse en las líneas del sistema de 500 kV, para el presente estudio se asume que éstos estarán previstos de resistencias de preinserción, ya que estas ayudan a prevenir en gran medida la aparición de sobretensiones en la operación de disyuntores. Se asume también que los disyuntores serán de operación monopolar, es decir, el recierre será monofásico.

L.1.4. Maniobras a considerar.

A pesar de haber asumido que el recierre será monofásico, en cuyo caso sólo se debería analizar la energización de la línea, se encontrará también el valor de V_{e2} para el caso de recierre trifásico con el fin de comparar los resultados con los de energización.

Bajo esta premisa, en este punto se usará los valores obtenidos en los pasos anteriores para ubicarlos en la Figura 2.7 y encontrar así los valores de V_{e2} .

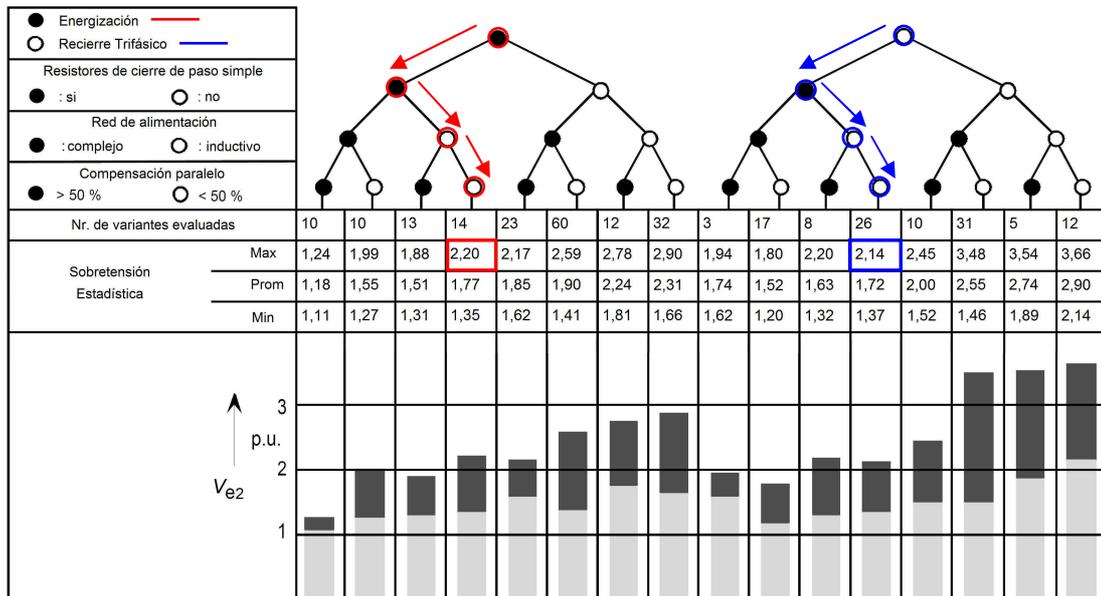


Figura L.2. Selección de V_{e2} para la línea Coca Codo Sinclair – Pífo 1.

De aquí se tiene que $V_{e2} = 2.2$ p.u. para maniobras de energización y que $V_{e2} = 2.14$ para maniobras de recierre trifásico.

Nota.- La línea Coca Codo Sinclair – Pífo 2 tiene las mismas características que la línea Coca Codo Sinclair – Pífo 1, por lo que los valores de V_{e2} para esta línea serán los mismos que los mostrados en la Figura L.2.

L.2. LÍNEA PIFO – YAGUACHI.

Los parámetros de esta línea se determinarán de forma análoga a los determinados para la línea anterior.

L.2.1. Porcentaje de compensación en paralelo.

Siguiendo el mismo procedimiento descrito en L.1.1, se tiene:

Cálculo de la componente capacitiva de la línea.

$$Q_C = V_n^2 * B_c$$

$$Q_C = ((500kV)^2 * (1530.33\mu S))$$

$$Q_c = 382.58 \text{MVA}r$$

Total de MVA_r para compensación:

$$Q_L = 240 \text{MVA}r$$

Entonces el porcentaje de compensación es:

$$\% \text{Compensación} = \frac{240 \text{MVA}r}{382.58 \text{MVA}r} * 100\%$$

$$\% \text{Compensación} = 62.73\%$$

L.2.2. Red de alimentación.

De acuerdo a las definiciones de los tipos de redes de alimentación descritas en la Sección 2.1.2.3.1, la red de alimentación a la subestación Pifo a través de la línea Pifo – Yaguachi, mostrada en la Figura L.3, corresponde a una red del tipo compleja.

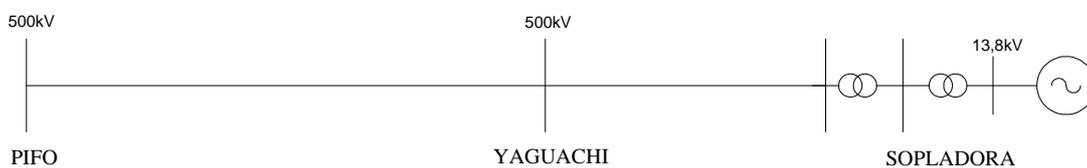


Figura L.3. Selección de V_{e2} para la línea Pifo - Yaguachi.

L.2.3. Características de los disyuntores.

Al igual que para la línea C.C.S – Pifo, se ha considerado el uso de disyuntores previstos de resistencias de preinserción y de operación monopolar, es decir, recierre monofásico.

L.2.4. Maniobras a considerar.

Bajo el mismo criterio que para la línea C.C.S – Pifo se determinará el V_{e2} considerando los eventos de energización y recierre trifásico de la línea Pifo –

Yaguachi. Para esto se ubica los resultados obtenidos en los pasos anteriores en la Figura 2.7, tal como se muestra a continuación.

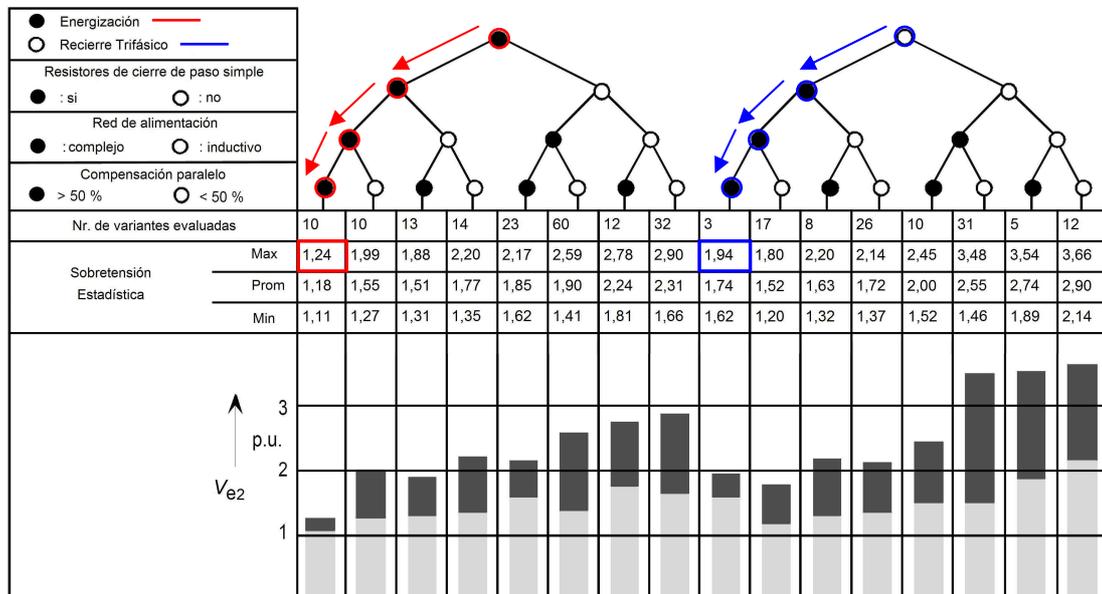


Figura L.4. Selección de V_{e2} para la línea Pifo - Yaguachi.

De aquí se tiene que $V_{e2} = 1.24$ p.u para maniobras de energización y que $V_{e2} = 1.94$ para maniobras de recierre trifásico.

A pesar de que la línea Pifo – Yaguachi es de mayor longitud que la línea C.C.S - Pifo, y que por lo tanto se podría pensar en que ocasionaría mayores sobretensiones debidas al efecto capacitivo de la línea, se puede verificar que esto no ocurre debido a que esta línea tiene un porcentaje de compensación mayor y que se alimenta a través de una red compleja.

ANEXO M

“Catálogos de Pararrayos”

ANEXO M

CATÁLOGOS DE PARARRAYOS.

A continuación se muestra un extracto de los catálogos de pararrayos ABB [18] y Siemens [31] en donde se incluye las características de los pararrayos que podrían ser utilizados en la aplicación.

2.1. M.1. PARARRAYOS ABB CON REVESTIMIENTO DE PORCELANA.

Descargador de óxido de cinc EXLIM T

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes
- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).



Sumario de datos de rendimiento

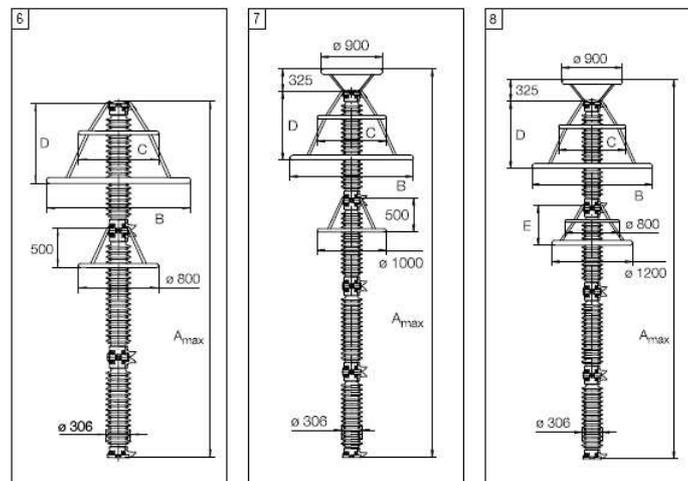
Tensiones de red (U_m) _m	245 -800 kV
Tensiones nominales (U_n)	180 -624 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA _{pico}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15/20 kA _{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	150 kA _{pico}
Corriente baja 2.000 μ s	1.900 A _{pico}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC) [2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	Clase 5 15,4 kJ/kV (U_n)
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 800 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA _{sim}
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible (PSSL)	7.200 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	18.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 μ s		8/20 μ s				
						U _C	MCOV	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA
U _m kV _{rms}	U _r kV _{rms}	U _C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	1 kA kV _{pico}	2 kA kV _{pico}	3 kA kV _{pico}	5 kA kV _{pico}	10 kA kV _{pico}	20 kA kV _{pico}	40 kA kV _{pico}
420	330	264	267	376	356	634	652	665	697	726	785	854
	336	267	272	383	362	646	664	677	710	740	799	869
	360	267	291	410	388	692	712	725	761	792	856	931
	372	267	301	424	401	715	735	749	786	819	884	962
	378	267	306	430	408	726	747	761	799	832	899	978
	381	267	308	434	411	732	753	767	805	839	906	985
	390	267	315	444	421	750	771	786	824	858	927	1013
	396	267	318	451	427	761	783	798	837	872	941	1029
	420	267	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
550	396	317	318	451	427	761	783	798	837	872	941	1029
	420	336	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
	444	349	353	506	479	853	878	894	938	977	1060	1153
800	588	470	470	670	635	1134	1167	1189	1247	1299	1402	1525
	612	490	490	697	660	1180	1214	1237	1298	1351	1459	1587
	624	499	499	711	673	1203	1238	1261	1323	1378	1488	1618

Datos técnicos de los revestimientos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Línea de fuga	Aislamiento externo *)				Dimensiones						
				1,2/50 μ s seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 μ s húmedo	Masa kg	A _{máx.}	B	C	D	E	Fig.
U _m kV _{rms}	U _r kV _{rms}		mm	kV _{pico}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kg	A _{máx.}	B	C	D	E	Fig.
420	330-360	BM420	8864	1548	756	718	1232	385	3245	1200	800	600	-	3
	330-336	BH420	11002	1946	934	905	1540	460	4190	1600	800	1000	-	4
	360	BH420	11002	1946	934	905	1540	465	4190	1400	800	700	-	4
	372-420	BH420	11002	1946	934	905	1540	475	4190	1200	800	600	-	4
	330-336	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	525	4850	1600	800	1000	1000	5
	360-372	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1600	800	1000	-	4
	378	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1600	800	650	-	4
	381-396	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	530	4850	1400	800	700	-	4
	420	BV420	13296	2322	1134	1077	1848	540	4850	1200	800	600	-	4
550	396-420	BM550	11002	1946	934	905	1540	490	4500	1800	800	800	-	7
	444	BM550	11002	1946	934	905	1540	495	4500	1800	800	800	-	6
	396-420	BH550	14287	2352	1212	1178	2002	600	5763	1800	1000	800	800	8
	444	BH550	14287	2352	1212	1178	2002	605	5763	1800	1000	600	800	8
800	Bajo pedido													



Descargador de óxido de cinc EXLIM P

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descarga muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes
- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).



Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red (U_m)	52 -550 kV
Tensiones nominales (U_r)	42 -444 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA _{pico}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15 kA _{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	100 kA _{pico}
Corriente baja 2 000 μ s	1.350 A _{pico}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 4
[2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	10,8 kJ/kV (U_r)
Cumple con / sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 550 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA _{sim}
Aislamiento externo	Cumple con / sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible (PSSL)	7.200 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	18.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		U_G	MCOV	1 s	10 s	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_G kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}
550	396	317	318	459	435	773	800	820	856	901	987	1086
	420	336	336	487	462	819	849	870	908	956	1051	1152
	444	349	353	515	488	866	897	920	960	1015	1111	1217

Datos técnicos de los revestimientos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Distancia de fuga	Aislamiento externo *)				Dimensiones						
				1,2/50 μ s seco		50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 μ s húmedo	Tierra	A _{pico}	B	C	D	Fig.
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}		mm	kV _{pico}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kg						
550	396-444	GM550	11002	1946	934	905	1540	420	4500	1800	1000	800	10	
	396	GH550	14287	2352	1212	1178	2002	530	5763	1800	1000	1000	12	
	420-444	GH550	14287	2352	1212	1178	2002	530	5763	1800	1000	1000	11	

M.2. PARARRAYOS ABB CON REVESTIMIENTO DE SILICONA.

Descargador de óxido de cinc HS PEXLIM T-T

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes

- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).

- Ideales para aplicaciones con una gran actividad sísmica.

Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, robustez y seguridad adicional del personal.



Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red (U_m) _m	245 -800 kV
Tensiones nominales (U_r)	180 -624 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA _{pico}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15/20 kA _{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	100 kA _{pico}
Corriente baja 2000 μ s	1.900 A _{pico}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC) [2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	Clase 5 15,4 kJ/kV (U_r)
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 362 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA _{sim}
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible declarada (DPSSL)	19.000 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	28.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +40 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

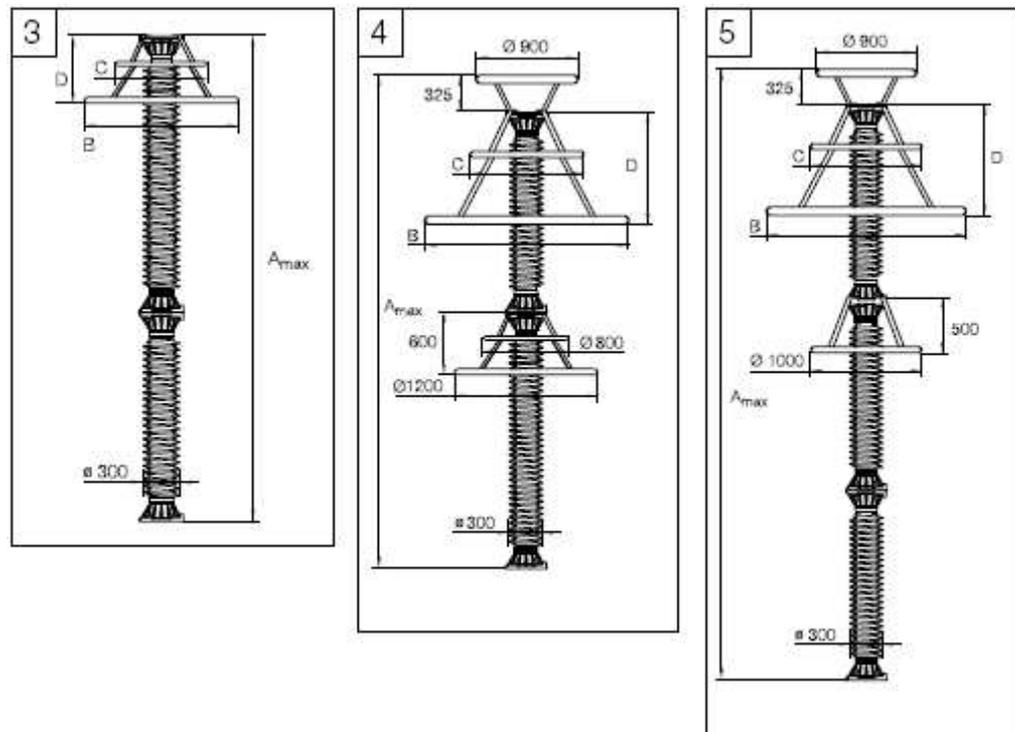
Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 μ s			8/20 μ s			
						1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}
420	330	264	267	378	358	638	656	669	702	731	789	859
	360	267	291	410	388	692	712	725	761	792	856	931
	390	267	315	444	420	750	771	786	824	858	927	1013
550	396	317	318	474	448	793	816	831	872	908	981	1072
	420	336	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
	444	349	353	506	479	853	878	894	938	977	1060	1153
800	Bajo pedido											

Datos técnicos de los revestimientos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Distancia de fuga	Aislamiento externo *)				Dimensiones					
				1,2/50 μ s seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 μ s húmedo	Masa kg	$A_{m\acute{a}x.}$	B	C	D	Fig.
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}		mm										
420	330	TH420	11900	1831	874	860	1275	300	4035	1600	800	1000	3
	360	TH420	11900	1831	874	860	1275	300	4035	1200	800	600	3
	390	TV420	13900	2162	1048	1020	1500	330	4575	1200	800	600	3
550	396	TH550	13900	2162	1048	1020	1500	360	4890	1800	1000	1000	4
	420	TH550	13900	2162	1048	1020	1500	360	4890	1800	1000	1000	4
	444	TH550	14850	2250	1050	1050	1575	405	5540	1800	1000	1000	5

*) Suma de las tensiones de resistencia para unidades vacías de descargador.



Descargador de óxido de cinc HS PEXLIM P-T

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de sub-estaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes



- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).
- Ideales para aplicaciones con una gran actividad sísmica.

Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, robustez y seguridad adicional del personal.

Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red (U_m)	245 -550 kV
Tensiones nominales (U_r)	180 -444 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA _{pico}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15 kA _{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	100 kA _{pico}
Corriente baja 2000 μ s	1.350 A _{pico}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 4
[2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	10,5 kJ/kV (U_r)
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 362 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA _{sim}
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible declarada (DPSSL)	19.000 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	28.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +40 °C
Altitud de diseño	máx. 1.000 m
(Mayores altitudes bajo pedido)	
Frecuencia	15 - 62 Hz

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 μ s			8/20 μ s			
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
						kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}
550	396	317	318	459	435	773	800	820	856	901	987	1086
	420	336	336	487	462	819	849	870	908	956	1051	1152
	444	349	353	515	488	866	897	920	960	1015	1111	1217

Datos técnicos de los revestimientos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revestimiento	Distancia de fuga	Aislamiento externo *)				Dimensiones					
				1,2/50 μ s seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 μ s húmedo	Masa kg	A _{máx.}	B	C	D	Fig.
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}		mm	kV _{pico}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}						
550	396	TH550	13900	2162	1048	1020	1500	315	4890	1800	1000	1000	4
	420	TH550	13900	2162	1048	1020	1500	315	4890	1800	1000	800	4
	444	TH550	14850	2250	1050	1050	1575	365	5540	1800	1000	1000	5

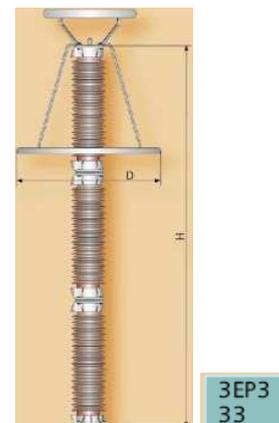
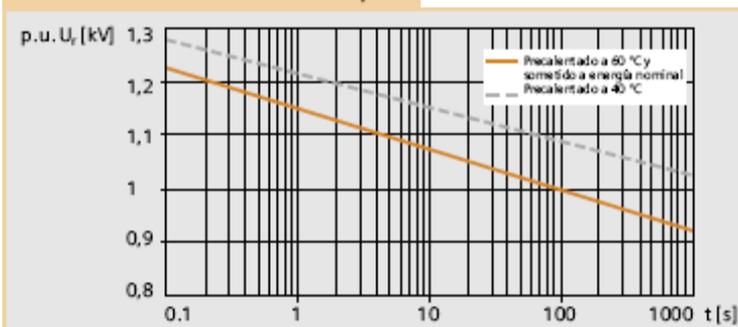
M.3. PARARRAYOS SIEMENS CON REVESTIMIENTO DE PORCELANA.

Valores máximos		3EP4	3EP2	3EP3
Tensión nominal del sistema U_n	kV	345	500	765
Tensión máxima del equipamiento U_m	kV	362	550	800
Tensión nominal del descargador U_f	kV	288	468	612
Máxima corriente nominal de descarga I_n	kA	10	20	20
Máxima clase de descarga de línea		3	5	5
Capacidad de absorción de energía máxima	kJ/kVr	8	13	25
Máximo impulso de corriente de larga duración	A	850	1600	5500
Corriente nominal de cortocircuito	kA	65	65	100
Carga de servicio máxima admisible	kNm	4,5	12,5	34

Tensión máxima del equipamiento	Nivel básico de aislamiento a impulso atmosférico (BIL)	Tensión nominal	Tensión de operación permanente	Clase de descarga de línea CEI	Impulso con corriente de larga duración 2 ms	Valores máximos de las tensiones residuales a las corrientes de descarga de los impulsos siguientes						Tipo de descargador
						8/20 μ s 5 kA [kV]	8/20 μ s 10 kA [kV]	8/20 μ s 20 kA [kV]	30/60 μ s 0.5 kA [kV]	30/60 μ s 1 kA [kV]	30/60 μ s 2 kA [kV]	
U_m [kV] con neutro a tierra	BIL min [kV]	U_f [kV]	U_c [kV]	LD-Cl	[A]							
	1425	396	316	4	1200	875	931	1024	754	773	810	3EP3 396 - 3 P H 4 3 - 2 xxx
	1300	396	316	5	1600	865	911	993	747	774	802	3EP3 396 - 4 P H 5 3 - 2 xxx
	1300	396	316	5	2100	839	883	954	742	759	786	3EP3 396 - 5 P H 5 3 - 2 xxx
	1425	399	319	4	1200	882	938	1032	760	779	816	3EP3 399 - 3 P H 4 3 - 2 xxx
	1300	399	319	5	1600	872	918	1001	753	780	808	3EP3 399 - 4 P H 5 3 - 2 xxx
	1300	399	319	5	2100	846	890	961	748	765	792	3EP3 399 - 5 P H 5 3 - 2 xxx
	1425	420	336	4	1200	928	987	1086	799	819	859	3EP3 420 - 3 P H 4 3 - 2 xxx
	1425	420	336	5	1600	918	966	1053	792	821	850	3EP3 420 - 4 P H 5 3 - 2 xxx
	1425	420	336	5	2100	890	937	1012	787	806	834	3EP3 420 - 5 P H 5 3 - 2 xxx
1550	444	355	5	1600	970	1021	1113	837	868	898	3EP3 444 - 4 P H 5 3 - 2 xxx	
1425	444	355	5	2100	941	990	1069	832	851	881	3EP3 444 - 5 P H 5 3 - 2 xxx	

Altura (H)	Número de unidades	Aislamiento de la carcasa		Línea de fuga	Carga dinámica máxima	Aisladores altemos o normales	Diámetro del anillo equipotencial (D)	Peso	Figura	Gráfico sobretensión - tiempo
		Tensión resistida a impulso atmosférico $1,2/50 \mu s^{1)}$ [kV]	Tensión resistida a los impulsos tipo maniobra (SIL) ¹⁾ [kV]							
[mm]				[mm]	[N]		[mm]	[kg]		
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	703	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	724	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	785	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	706	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	724	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	785	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	709	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	731	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	791	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	735	33	2
4920	3	2313	1596	14025	6900	A	1800	803	33	2

Gráfico sobretensión - tiempo 2



3EP3 33

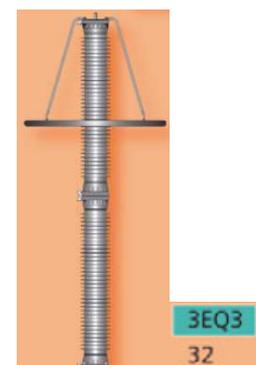
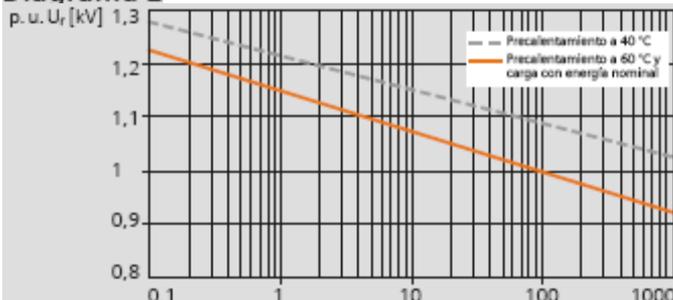
M.4. PARARRAYOS SIEMENS CON REVESTIMIENTO DE SILICONA.

Valores máximos		3EQ1	3EQ4	3EQ3
Tensión nominal del sistema U_n	kV	345	500	765
Tensión máxima para equipamiento U_m	kV	362	550	800
Tensión nominal máxima U_r	kV	288	468	612
Corriente nominal de descarga máxima I_n	kA	10	20	20
Clase de descarga de línea máxima		3	5	5
Capacidad máxima de absorción de energía	kJ/kVr	8	18	27
Corriente de impulso de larga duración	A	850	2100	5500
Corriente de cortocircuito	kA	40	65	80
Momento máximo resistido	kNm	6	38	72

Datos de la red		Tensión nominal	Tensión de operación permanente	Clase de descarga de línea	Corriente de impulso rectangular 2 ms	Valores máximos para tensiones residuales con corrientes de descarga de los siguientes impulsos					Tipos de pararrayos			
Tensión máxima del equipamiento	Nivel básico de aislamiento NBA					U_1 [kV]	U_2 [kV]	LD-Cl	[A]	8/20 μ s 5 kA [kV]	8/20 μ s 10 kA [kV]	8/20 μ s 20 kA [kV]	30/60 μ s 0,5 kA [kV]	30/60 μ s 1 kA [kV]
U_m [kV]	550	1300	396	316	5	1600	865	911	993	747	774	802	3EQ4	396 - 4 P V 5 2 - 4 xxx
		1300	396	316	5	2100	839	883	954	742	759	786	3EQ4	396 - 5 P V 5 2 - 4 xxx
		1300	399	319	5	1600	872	918	1001	753	780	808	3EQ4	399 - 4 P V 5 2 - 4 xxx
		1300	399	319	5	2100	846	890	961	748	765	792	3EQ4	399 - 5 P V 5 2 - 4 xxx
		1425	420	336	5	1600	918	966	1053	792	821	850	3EQ4	420 - 4 P V 5 2 - 4 xxx
		1425	420	336	5	2100	890	937	1012	787	806	834	3EQ4	420 - 5 P V 5 2 - 4 xxx
		1425	420	336	5	2100	890	937	1012	787	806	834	3EQ3	420 - 5 P S 5 2 - 4 xxx
		1550	444	355	5	1600	970	1021	1113	837	868	898	3EQ4	444 - 4 P V 5 2 - 4 xxx
		1550	444	355	5	1600	970	1021	1113	837	868	898	3EQ3	444 - 4 P T 5 2 - 4 xxx
		1425	444	355	5	2100	941	990	1069	832	851	881	3EQ4	444 - 5 P V 5 2 - 4 xxx
		1425	444	355	5	2100	941	990	1069	832	851	881	3EQ3	444 - 5 P T 5 2 - 4 xxx

Altura [H]	Número de unidades	Aislamiento de la envolvente		Línea de fuga	Esfuerzos fuga dinámicos máx. admisibles	Diám. anillo distribuidor de potencial (D)	Peso	Diagrama de sobretensión temporal	Figura
		Tensión de ensayo atmosférica 1,2/50 μ s ¹⁾ [kV]	Tensión alternada resistida soportada 1 min, mojado ¹⁾ [kV]						
[mm]				[mm]	[N]	[mm]	[kg]		
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	251	2	42
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	311	2	42
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	251	2	42
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	311	2	42
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	256	2	42
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	319	2	42
4600	2	1891	1369	14300	9100	1800	386	2	32
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	263	2	42
4800	2	2007	1453	15060	8800	1800	333	2	32
4920	2	2071	1499	15430	4300	1800	327	2	42
4800	2	2007	1453	15060	8800	1800	397	2	32

Diagrama 2



ANEXO N

“Cálculos de Absorción de Energía del Pararrayos”

ANEXO N

CÁLCULOS DE ABSORCIÓN DE ENERGÍA

El cálculo de la energía a ser absorbida por los pararrayos se realiza utilizando las expresiones 2.16 y 2.19. Los resultados obtenidos para las líneas relacionadas con la S/E Pifo y considerando todas las posibles opciones de pararrayos tanto de Siemens como de ABB se presentan en las Tablas N.1 y N.2. La fila resaltada en cada tabla corresponde al máximo requerimiento de absorción de energía para la línea en estudio.

Tabla N.1. Resultados de los requerimientos de absorción de energía para la L/T C.C.S – Pifo.

LÍNEA COCA CODO SINCLAIR - PIFO							
Pararrayos	V _r (kV)	V _{ps} (kV)	V _e (kV)	T _w (ms)	Z (ohm)	W(kJ)	W' (kJ/kV)
Siemens	399	760	943,052	0,4167	252	460,09	1,15
	399	753	943,052	0,4167	252	473,28	1,19
	399	747	943,052	0,4167	252	484,33	1,21
	420	800	943,052	0,4167	252	378,47	0,90
	420	792	943,052	0,4167	252	395,64	0,94
	420	787	943,052	0,4167	252	406,16	0,97
	444	837	943,052	0,4167	252	293,56	0,66
444	832	943,052	0,4167	252	305,56	0,69	
ABB							
Clase 4	420	819	943,052	0,4167	252	336,00	0,80
10,5 kJ/kV	444	866	943,052	0,4167	252	220,68	0,50
Clase 5	420	807	943,052	0,4167	252	363,10	0,86
15,4 kJ/kV	444	853	943,052	0,4167	252	254,04	0,57

Tabla N.2. Resultados de los requerimientos de absorción de energía para la L/T Pifo – Yaguachi.

LÍNEA PIFO YAGUACHI							
Pararrayos	V _r (kV)	V _{ps} (kV)	V _e (kV)	T _w (ms)	Z (ohm)	W(kJ)	W' (kJ/kV)
Siemens	399	760	943,05	1	252	1104,12	2,77
	399	753	943,05	1	252	1135,79	2,85
	399	747	943,05	1	252	1162,31	2,91
	420	800	943,05	1	252	908,27	2,16
	420	792	943,05	1	252	949,47	2,26
	420	787	943,05	1	252	974,71	2,32
	444	837	943,05	1	252	704,49	1,59
444	832	943,05	1	252	733,30	1,65	
ABB							
Clase 4	420	819	943,05	1	252	806,34	1,92
10,5 kJ/kV	444	866	943,05	1	252	529,58	1,19
Clase 5	420	807	943,05	1	252	871,38	2,07
15,4 kJ/kV	444	853	943,05	1	252	609,64	1,37

La Tabla N.3 muestra energía que el pararrayos debe ser capaz de absorber según las pruebas de descarga de línea descritas en la norma. Estos valores se encontraron en función de la expresión 2.20 y los parámetros de la Tabla 2.10, considerando clases de descarga de línea 4 y 5, que son las que corresponden al sistema en estudio.

Tabla N.3. Energía a ser absorbida durante las pruebas de descarga de línea.

	REQUERIMIENTOS PARA PRUEBAS						
	V _r (kV)	V _{res} (kV)	V _L (kV)	T _{wp} (ms)	Z (ohm)	W(kJ)	W' (kJ/kV)
Clase 4 *	399	747	1037,4	2,8	319,2	3805,77	9,54
Clase 5 *	399	747	957,6	3,2	199,5	5046,80	12,65

A continuación se muestra el ejemplo de cálculo para la determinación de los valores mostrados en las tablas anteriores.

Ejemplo de cálculo de W y W' para la L/T C.C.S – Pifo 1.

Para el ejemplo de cálculo se considera el nivel de protección y tensión nominal del pararrayos que ocasiona la condición de mayor absorción de energía, según la Tabla N.1. Así:

$$V_{ps} = 747 \text{ kV}$$

$$V_r = 399 \text{ kV}$$

Para el cálculo se parte de la expresión 2.19:

$$W = 2V_{ps} (V_e - V_{ps}) \frac{T_w}{Z}$$

Donde:

$$V_e = V_{e2} = 2.2 \text{ p.u} = 943.05 \text{ kV}$$

$$T_w = \frac{L}{v}$$

Donde L es la longitud de la línea, esto es, L = 125 km y v es la velocidad de propagación de la onda y se considera igual a 0.3 km/μs. Por lo tanto:

$$T_w = \frac{125 \text{ km}}{0.3 \text{ km/s}}$$

$$T_w = 416,67 \mu s$$

$$T_w = 0,417 ms$$

La impedancia característica Z , se define como la raíz del cuociente entre la inductancia y la capacitancia de la línea, así:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (N.1)$$

Ahora, la inductancia y capacitancia de esta línea se calcula a partir de los valores de reactancia y susceptancia mostrados en la Tabla 1.4. Así:

$$\text{De: } X_L = 40.425 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f}$$

$$L = \frac{40.425}{2 * \pi * 60}$$

$$L = 0.1072 H$$

$$\text{De: } B_c = 637.637 \mu s$$

$$C = \frac{B_c}{2\pi f}$$

$$C = \frac{637.637 * 10^{-6}}{2 * \pi * 60}$$

$$C = 1.691 \mu F$$

La impedancia característica de la línea es entonces:

$$Z = \sqrt{\frac{0.1072}{1.691 * 10^{-6}}}$$

$$Z = 252(\Omega)$$

La energía a ser absorbida por el pararrayos ante eventos de energización o recierre de esta línea será:

$$W = 2 * 747 * (943.052 - 747) * \frac{0.4167}{252}$$

$$W = 484.32 \text{ kJ}$$

Finalmente la energía específica para el pararrayos del ejemplo es:

$$W' = \frac{W}{V_r} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kV}(V_r)} \right]$$

$$\text{Para: } V_r = 399 \text{ kV}$$

$$W' = \frac{482.32}{399} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kV}(V_r)} \right]$$

$$W' = 1.214 \frac{\text{kJ}}{\text{kV}}$$

Ejemplo de cálculo de W y W' para la L/T Pifo - Yaguachi.

Para el ejemplo de cálculo se considera el nivel de protección y tensión nominal del pararrayos que ocasiona la condición de mayor absorción de energía, según la Tabla N.2. Así:

$$V_{ps} = 747 \text{ kV}$$

$$V_r = 399 \text{ kV}$$

Para el cálculo se parte de la expresión 2.19:

$$W = 2V_{ps} (V_e - V_{ps}) \frac{T_w}{Z}$$

Donde:

$$V_e = V_{e2} = 2.2 \text{ p.u} = 943.05 \text{ kV}$$

$$T_w = \frac{L}{v}$$

Donde L es la longitud de la línea, esto es, L = 300 km y v es la velocidad de propagación de la onda y se considera igual a 0.3 km/μs. Por lo tanto:

$$T_w = \frac{300 \text{ km}}{0.3 \text{ km/s}}$$

$$T_w = 1000 \mu\text{s}$$

$$T_w = 1 \text{ ms}$$

La impedancia característica Z , se determina de la expresión N.1, para lo cual se determina la inductancia y capacitancia de la línea a partir de los valores de reactancia y susceptancia mostrados en la Tabla 1.4. Así:

$$\text{De: } X_L = 97.02 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f}$$

$$L = \frac{97.02}{2 * \pi * 60}$$

$$L = 0.2573H$$

$$\text{De: } B_c = 1530.33 \mu s$$

$$C = \frac{B_c}{2\pi f}$$

$$C = \frac{1530.33 * 10^{-6}}{2 * \pi * 60}$$

$$C = 4.059 \mu F$$

La impedancia característica de la línea es entonces:

$$Z = \sqrt{\frac{0.2573}{4.059 * 10^{-6}}}$$

$$Z = 252(\Omega)$$

La energía a ser absorbida por el pararrayos ante eventos de energización o recierre de esta línea será:

$$W = 2 * 747 * (943.052 - 747) * \frac{1}{252}$$

$$W = 1162.3KJ$$

Finalmente la energía específica para el pararrayos del ejemplo es:

$$W' = \frac{W}{V_r} \left[\frac{kJ}{kV(V_r)} \right]$$

Para: $V_r = 399 \text{ kV}$

$$W' = \frac{1162.3}{399} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kV}(V_r)} \right]$$

$$W' = 2.91 \frac{\text{kJ}}{\text{kV}}$$

Ejemplo de cálculo de W y W' para condiciones de prueba.

Para la determinación de la energía a ser absorbida por el pararrayos en condiciones de prueba, se utilizará la expresión 2.20, y la información de la Tabla 2.10.

Cálculo para un pararrayos clase 4.

$$W = V_{res} (V_L - V_{res}) \frac{T_{wp}}{Z}$$

Donde:

V_{res} se considerará igual al mínimo valor de nivel de protección de los pararrayos de las Tablas N.1 y N.2, y que corresponde a $V_{ps} = 747 \text{ kV}$.

$$V_r = 399 \text{ kV}$$

$$V_L = 2.6 V_r$$

$$Z = 0.8 V_r$$

$$T_{wp} = 2.8 \text{ ms.}$$

La energía de prueba que corresponde al doble del valor obtenido de la expresión 2.20 será:

$$W = 2 * 7747 * ((2.6 * 399) - 747) * \frac{2.8}{(0.8 * 399)}$$

$$W = 3805.76 \text{ KJ}$$

La energía específica será entonces:

$$W' = \frac{W}{V_r} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kV}(V_r)} \right]$$

$$W' = \frac{3805.76}{399} \left[\frac{kJ}{kV(V_r)} \right]$$

$$W' = 9.53 \frac{kJ}{kV}$$

Considerando un pararrayos de clase 5:

$$W = V_{res} (V_L - V_{res}) \frac{T_{wp}}{Z}$$

Donde:

V_{res} al igual que para el caso anterior, $V_{ps} = 747$ kV.

$$V_r = 399 \text{ kV}$$

$$V_L = 2.4 V_r$$

$$Z = 0.5 V_r$$

$$T_{wp} = 3.2 \text{ ms.}$$

La energía de prueba que corresponde al doble del valor obtenido de la expresión 2.20 será:

$$W = 2 * 7747 * ((2.4 * 399) - 747) * \frac{3.2}{(0.5 * 399)}$$

$$W = 5046.79 \text{ KJ}$$

La energía específica será entonces:

$$W' = \frac{W}{V_r} \left[\frac{kJ}{kV(V_r)} \right]$$

$$W' = \frac{5046.79}{399} \left[\frac{kJ}{kV(V_r)} \right]$$

$$W' = 12.648 \frac{kJ}{kV}$$

ANEXO O

“Características del Revestimiento de los Pararrayos”

ANEXO O

CARACTERÍSTICAS DEL REVESTIMIENTO DE LOS PARARRAYOS.

Tabla O.1. Tensión soportada y distancia de fuga para el revestimiento de los pararrayos preseleccionados

Opciones	Pararrayos Tipo de Revestimiento	V_{ps} (kV _{pico})	V_{pl} (kV _{pico})	Tensión Soportada a Impulso tipo rayo (kV _{pico})		Tensión Soportada a Impulso tipo maniobra (kV _{pico})		Distancia de fuga (mm)	
				Calculado	Catálogo	Calculado	Catálogo	Calculado	Catálogo
				Primera opción ABB	EXLIM T Porcelana	998	830	1660.7	2352
	HS PEXLIM T-T Silicona	998	830	1660.7	2162	1411	1500	13900	
Segunda opción Siemens	3EP3 Porcelana	1053	850	1752.2	2313	1445	1596	14025	
		1012	834	1684	2313	1417.8	1596	14025	
	3EQ4 Silicona	1053	850	1752.2	2071	1445	1499	15430	
		1012	834	1684	2071	1417.8	1499	15430	

ANEXO P

**“Cálculo de la Carga Dinámica Causada por el Viento
sobre el Pararrayos”**

ANEXO P

CÁLCULO DE LA CARGA DINÁMICA CAUSADA POR EL VIENTO SOBRE EL PARARRAYOS.

Para determinar la carga causada por el viento sobre el pararrayos, se usarán las expresiones 2.21 y 2.22, y se calculará para los pararrayos preseleccionados de la Tabla 4.5. Así:

$$M_w = \left(P \times H \times d_m \times C \times \frac{H}{2} \right) + (P \times D \times h \times (H - I))$$

Donde:

$$P = \left(\frac{P_1}{2} \right) \times v^2$$

El segundo término de esta expresión corresponde al efecto del anillo de potencial del pararrayos, como para el caso de los pararrayos en estudio se tiene varios anillos de potencial, para el cálculo se ha incluido términos adicionales para incluir estos efectos así:

$$M_w = \left(P \times H \times d_m \times C \times \frac{H}{2} \right) + (P \times D \times h \times (H - I)) + (P \times D_1 \times h_1 \times (H - I_1)) \\ + (P \times D_2 \times h_2 \times (H - I_2)) \quad (R.1)$$

Para las dimensiones del pararrayos se ha tomado como referencia la información proporcionada en los catálogos, sin embargo, en ellos no se especifica todas las dimensiones necesarias, como por ejemplo el grosor del anillo de distribución de potencial. En estos casos, se ha determinado un valor aproximado calculado en relación de las dimensiones especificadas en las figuras.

Las figuras P.1 y P.2 muestran los pararrayos para los que se calcula el momento dinámico del viento y se indica también el número de anillo de distribución de potencial respecto del cual se calcula el momento dinámico en la

tabla. Además, se puede observar que la altura especificada como máxima para los pararrayos Siemens en realidad no lo es, por lo que para el cálculo se ha considerado la longitud total del pararrayos.

Tabla P.1. Momento dinámico por el viento, para los pararrayos de preselección.

DATOS:		EXLIM T	HS-PEXLIM T-T	3EP3	3EQ4
Densidad del aire (kg/m ³)	P ₁	1,29	1,29	1,29	1,29
Velocidad del viento (m/s)	V	25	25	25	25
Presión dinámica del viento (N/m ²)	P	403,13	403,13	403,13	403,13
Altura total del pararrayos (m)	H	5,76	4,89	5,36	4,92
Diámetro medio (m)	d _m	0,31	0,30	0,30	0,30
Coefficiente de resistencia	C	0,80	0,80	0,80	0,80
Diámetro del anillo de distribución (m)	D	1,80	1,80	1,80	1,80
Grosor del anillo de distribución (m)	h	0,09	0,08	0,08	0,08
Distancia l (m)	l	1,33	1,33	1,40	1,25
Momento (N*m) (para el anillo de mayor diámetro)	M _w	1918,94	1363,70	1619,67	1384,03
Considerando los otros anillos					
Componente del anillo 1:	D ₁	1,20	1,20	-	-
	h ₁	0,06	0,06	-	-
	l ₁	2,33	2,33	-	-
	M _{w1}	99,79	74,45	-	-
Componente del anillo 2:	D ₂	0,90	0,90	1,20	-
	h ₂	0,06	0,06	0,10	-
	l ₂	0	0	0	-
	M _{w2}	125,45	106,45	259,29	-
Total: M_{wtotal} = (M_w + M_{w1} + M_{w2})	M_{wtotal}	2144,18	1544,59	1878,96	1384,03
Datos de catálogo					
Carga dinámica admisible (N*m)		18000	28000	6910 (N)	4300 (N)
Carga estática admisible (N*m)		7200	19000	-	-

De los resultados obtenidos se puede notar que el momento dinámico producido por el viento es pequeño en comparación con la capacidad de carga que los pararrayos considerados pueden soportar.

Se puede notar también que los pararrayos de revestimiento de silicona presentan un menor momento dinámico, esto se debe a que estos pararrayos tienen longitudes un poco menores que los de porcelana.

Para el caso de los pararrayos Siemens en donde la carga dinámica se especifica como fuerza, en Newtons, para poder comparar con los valores calculados se puede hallar el momento considerando la longitud total del

pararrayos. Los valores así calculados resultan ser mucho mayores que los requeridos por el sistema.

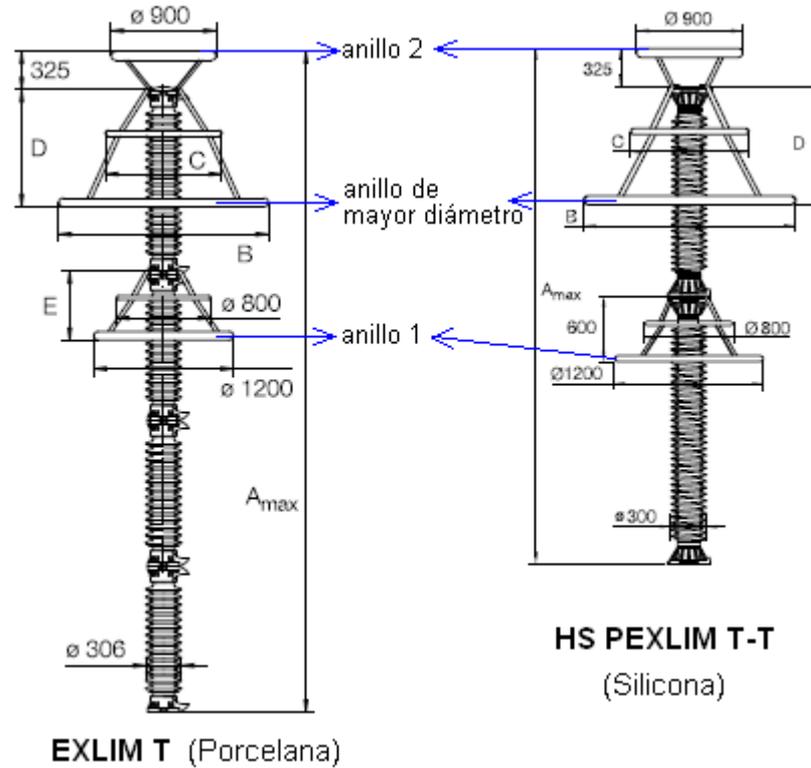


Figura P.1. Dimensiones de los pararrayos ABB considerados [18].

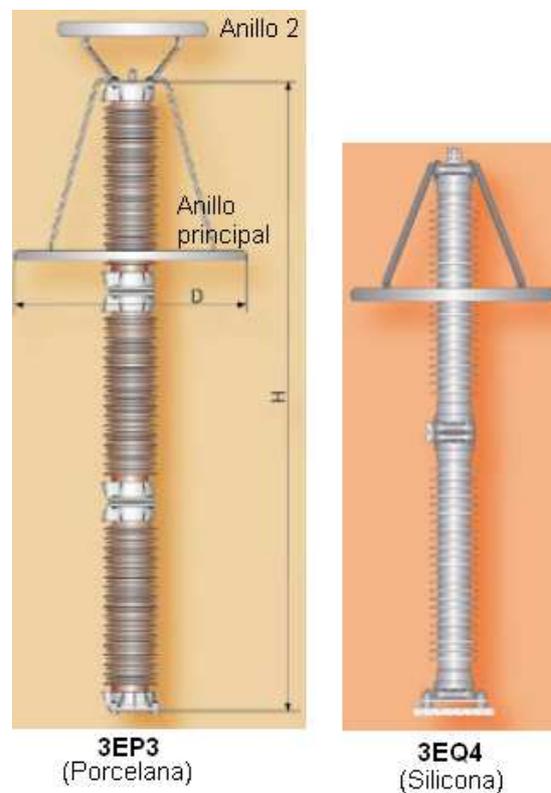
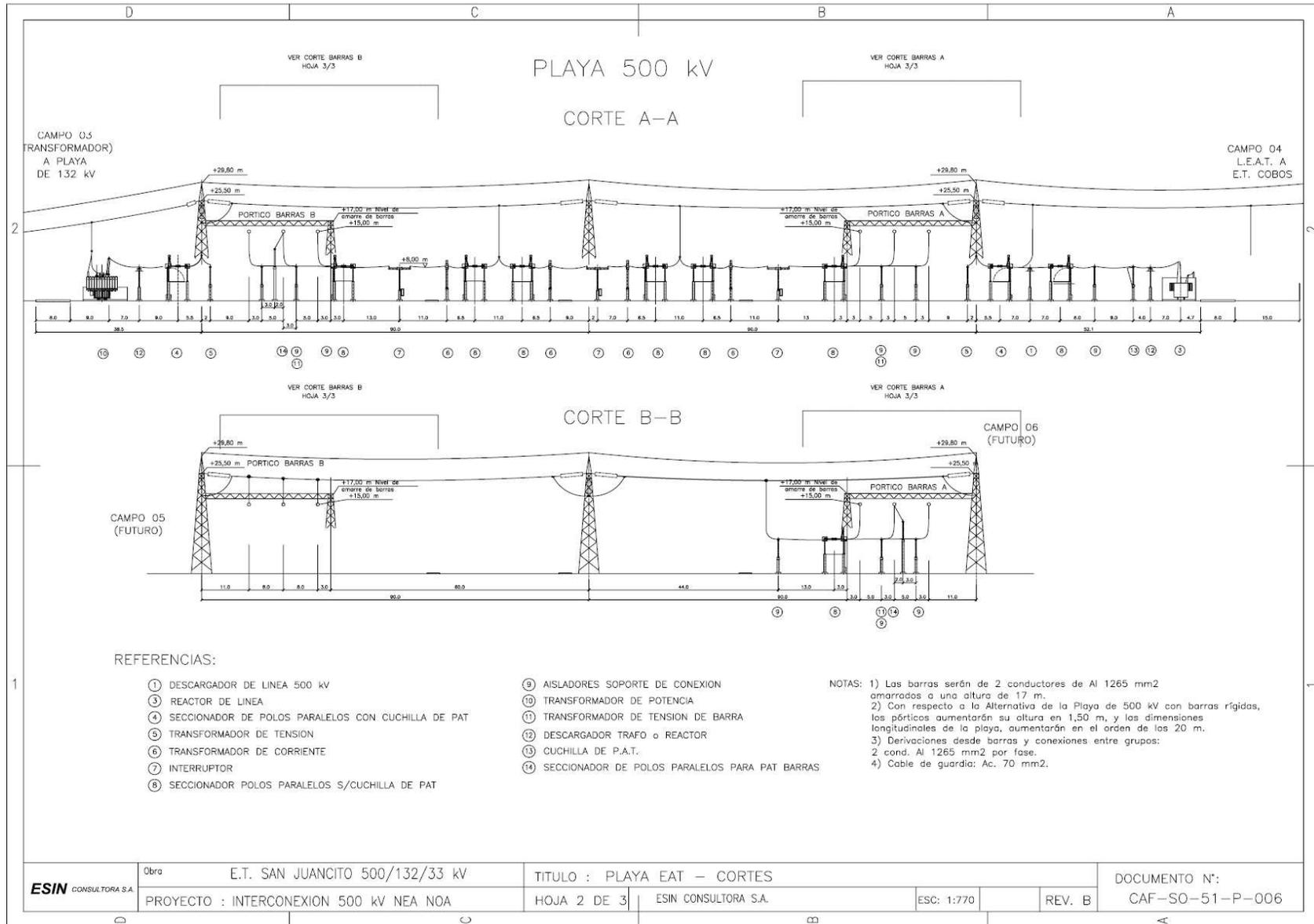


Figura P.2. Dimensiones de los Pararrayos Siemens considerados [31].

ANEXO Q

**“Corte del Patio de 500 kV de la S/E San Juancito, de la
Interconexión Nea-Noa en Argentina”**



ANEXO R

**“Tensión Soportada de Coordinación para
Sobretensiones de Frente Rápido”**

ANEXO R

TENSIÓN SOPORTADA DE COORDINACIÓN PARA SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO.

Debido al frente de onda escarpado de las sobretensiones de frente rápido para la determinación de la tensión soportada de coordinación es necesario considerar la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger. Para el caso del transformador de potencia, se tiene pararrayos ubicados junto al equipo, por lo que la distancia de separación es corta. Para el resto de equipos de la subestación, la distancia de separación se incrementa y por lo tanto la tensión soportada de coordinación será también mayor.

La Tabla R.1 muestra los resultados del cálculo de la tensión soportada de coordinación para el transformador de potencia, así como para el resto del equipo, en donde se ha considerado dos opciones de operación.

Tabla R.1. Tensiones soportadas de coordinación para sobretensiones de frente rápido.

DATOS	Transformador	Resto del Equipo Condición A	Resto del Equipo Condición B
V_{pl} (kV _{pico_f-t})	998	998	998
A (kV)	11000	11000	11000
n	1	1	2
L (km)	0,02	0,08	0,115
L_{sp} (km)	0,4	0,4	0,4
L_a (km)	1,00	2,00	2,00
Para calcular $L_a=R_a/R_{km}$			
R_a (1/año)	0,002	0,0025	0,0025
R_{km} (1/100 km*año)	0,002	0,00125	0,00125
RESULTADOS.			
Pendiente del frente de onda S (kV/ μ s)	1190,48	694,44	347,22
Tensión soportada de coordinación V_{cw} $V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)}$	1155,14	1364,67	1261,54

R.1. RESTO DEL EQUIPO, CONDICIÓN A.

Esta condición considera tener conectada una sola línea a la subestación y la posición del transformador abierta, con lo que $n = 1$. Por lo tanto, el pararrayos ubicado a la entrada de la línea deberá proteger al disyuntor, seccionadores y reactor asociados a la posición de la línea conectada. La Figura R.1 muestra el

diagrama unifilar, en donde se identifica que únicamente se encuentra conectada una línea y todas las demás posiciones, incluyendo a la del transformador están abiertas, bajo esta condición la máxima distancia de separación aparece entre el pararrayos y el seccionador 589-L1A1 que es el más lejano al pararrayos. En base a las distancias referenciales del Anexo Q, esta distancia es de 80 m.

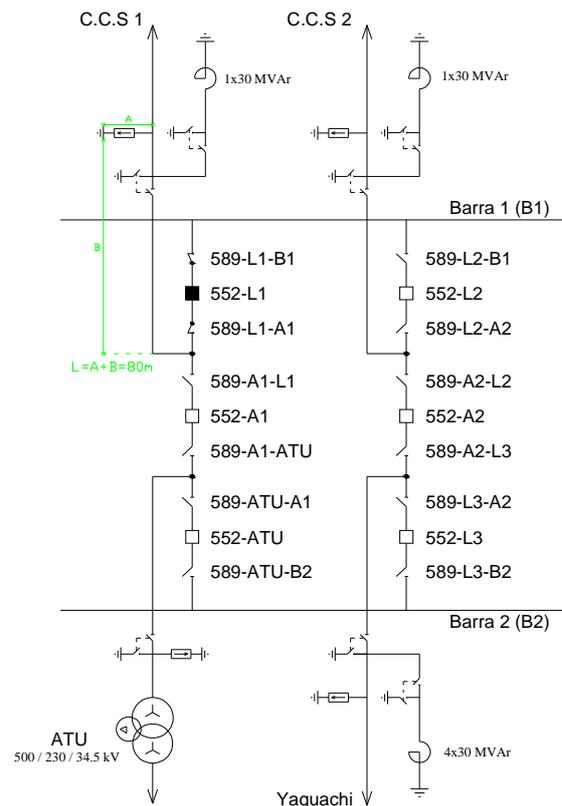


Figura R.1. Diagrama unifilar de la S/E Pifo, considerando la condición de operación A.

De los resultados obtenidos para esta condición la tensión soportada de coordinación resultó ser mayor que para la segunda opción considerada.

R.2. RESTO DEL EQUIPO, CONDICIÓN B.

Esta condición considera tener conectada una sola línea a la subestación y la posición del transformador cerrada, con lo que $n = 2$, ya que la onda de sobretensión se bifurcará, para el caso del ejemplo, entre los seccionadores 589-L1A1 y 589-A1L1. Para esta condición, el pararrayos ubicado a la entrada de la línea deberá proteger al reactor, disyuntor y seccionadores asociados a la

posición de la línea conectada, al seccionador asociado al disyuntor de acoplamiento del lado de la posición de la línea y al disyuntor de acoplamiento, por lo que la distancia a considerarse para el cálculo de V_{cw} estará comprendida a partir del pararrayos hasta el disyuntor de acoplamiento 552-A1. La Figura R.2 muestra el diagrama unifilar donde se ilustra esta condición. Los equipos del lado de la posición del transformador de potencia estarán protegidos por el pararrayos ubicado junto al transformador, ya que la distancia es aproximadamente igual que la considerada para el cálculo de V_{wc} .

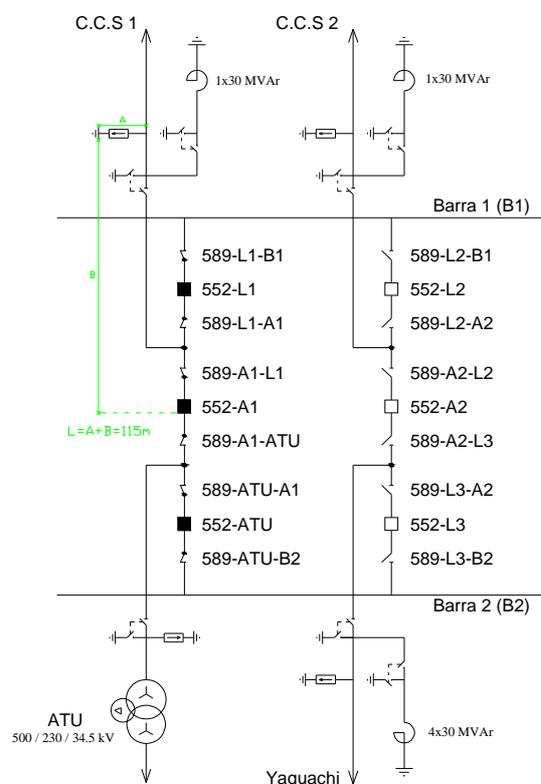


Figura R.2. Diagrama unifilar de la S/E Pifo, considerando la condición de operación B.

Para ambas condiciones de operación se consideró tener riesgos de falla menos conservadores que para el caso del transformador, haciendo estos cálculos más realistas.

Al comparar los resultados obtenidos para cada una de las condiciones de operación analizadas se puede ver que la tensión soportada de coordinación para la opción B es bastante menor que para la encontrada para la opción A, con lo

que se garantiza que para una operación normal de funcionamiento en donde se tiene más de una posición conectada a la subestación, el equipo estará ampliamente protegido.

Nota.- De Anexo Q se puede ver que para el caso de la subestación San Juancito de Argentina, que se ha tomado como referencia, se tiene también pararrayos exclusivos para la protección de los reactores de línea. Sin embargo para el caso de estudio se tiene que la distancia de separación entre el pararrayos de línea y los reactores es, para todos los casos, menor que las distancias críticas de diseño consideradas. De aquí que se puede aseverar que la zona de protección de los pararrayos de línea cubre totalmente a los reactores y que éstos no necesitarán de protección con pararrayos adicionales. No obstante será recomendable realizar estudios de simulación para verificar este criterio.