

POWER TECHNOLOGIES, INC.  
A Stone & Webster Company

## Stability and Frequency Regulation Due To Antamina

### 10.1 Overview

This section addresses two additional concerns raised during the course of the study.

The first concern is the effect on the stability at Aguaytia by the installation of the mine load at Antamina and the SVC at Vizcarra. The dynamic simulation results in Section 10.1 reveal that the installation of the load at Antamina and the SVC at Vizcarra has little impact on the stability performance of the Aguaytia units.

The second concern is the regulation of frequency on the whole system for load changes at Antamina. This issue for starting up load needs to be coordinated with SICN system operations prior to increasing plant load. Section 10.2 contains the results of a simulation case for the sudden loss of load.

# **Eteselva SRL**



**EXAMEN TECNICO DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS  
DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA SRL**

**Examen del Diseño del Aislamiento  
Eléctrico del Proyecto**

**Especialista: Ing. Justo YANQUE**

**Lima, Octubre del año 2004.**

# **Eteselva SRL**

**EXAMEN TECNICO DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS  
DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA SRL**

**Examen del Diseño del Aislamiento  
Eléctrico del Proyecto**

**Especialista: Ing. Justo YANQUE**

**Lima, Octubre del año 2004.**

#### 4.3 Examen del Diseño del Aislamiento Eléctrico del Proyecto.

##### 4.3.1 Revisión de la información del Proyecto y sus Alcances.

El proyecto de líneas de transmisión y subestaciones Aguaytía-Paramonga Nueva en 220 KV, cuenta con los estudios del aislamiento en alta tensión, elaborados por una empresa de consultoría internacional por encargo del contratista ABB, dichos documentos se hallan redactados en idioma inglés y datan del año 1997; entre otros fueron objeto de consultas de referencia con ETECEN, empresa de transmisión de esa época, así como de consultas de opinión y apreciación técnica especializada, con la empresa de consultoría internacional PP&L que motivaron dos revisiones de elaboración a cargo del Consultor; el documento principal que engloba todo el análisis técnico final está conformado por un volumen de 124 páginas que fue emitido el mes de Junio de 1997 con la siguiente identificación:

**ABB: 220 KV, Aguaytía-Tingo María and Paramonga Substations  
INSULATION CO-ORDINATION STUDY  
ELECTRICAL SYSTEM AGUAYTIA STUDIES  
PE-SEGE-DE-1002 REV.B  
FINAL REPORT  
LIMA, JUNE 1997**

El Estudio que consta de 2 partes en 13 títulos con un total de 5 anexos, analizó mediante modelamiento digital y utilizando el Logiciel EMTP, las sobretensiones en diferentes puntos del sistema que actualmente es de ETESELVA, con la finalidad de definir los niveles básicos mínimos del aislamiento (Fig. 4.3.1), tanto de las dos Líneas que después recibieron sendos códigos (L-251) y (L-252), como de los principales equipos de las Subestaciones que el presente estudio denomina (SEAGU, SETIN), incluyendo la coordinación con los dispositivos de protección destinados a evitar por diseño dichas solicitaciones; el índice (traducido) del contenido del referido estudio es el siguiente:

**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO.  
SISTEMA ELÉCTRICO DE AGUAYTÍA  
CONTENIDO:  
PARTE 1: ESTUDIOS ELECTRICOS-SIMULACION EMTP**

- 1.0 Resumen
- 2.0 Introducción y Metodología
- 3.0 Análisis en Estado Estable
- 3.1 Flujo de Carga y Apertura de Interruptores
- 3.2 Corto Circuito, Niveles de Corriente y Flujo
- 3.3 Resonancia Paralela
- 4.0 Sobretensiones de Maniobra
- 4.1 Energización desde Paramonga Nueva a Tingo María
- 4.2 Reenergización desde Paramonga Nueva a Tingo María
- 4.3 Falla Fase Tierra
- 4.4 Rechazo de Carga
- 4.5 Energización del Transformador de Potencia
- 5.0 Sobretensiones de Rayo

- 5.1 Rayos al Conductor de Fase
- 5.2 Rayos al Cable de Guarda
- 6.0 Coordinación del Aislamiento
- 7.0 Conclusiones y Recomendaciones
- 8.0 Referencias
- Anexo 1 – Parte 1 – Componentes del Modelo EMTP
- Anexo 2 – Parte 1 – Figuras de Sobretensión Transitoria
- PARTE 1: COORDINACION DEL AISLAMIENTO
- 9.0 Resumen
- 10.0 Procedimiento
- 10.1 Sobretensiones Representativas
- 10.2 Tensión de Sostenimiento de Coordinación
- 10.3 Tensión de Sostenimiento Requerida
- 10.4 El Nivel Básico de Aislamiento Estandarizado
- 10.5 Aplicación del Proceso de Coordinación
- 11.0 Condiciones para las Pruebas y Otros Requerimientos
- 12.0 Conclusiones y Recomendaciones
- 13.0 Referencias
- Anexo 1 – Parte 2 – Definiciones
- Anexo 2 – Parte 2 – Niveles de Aislamiento Normalizados
- Anexo 3 – Parte 2 – Figuras

Adicionalmente al Estudio arriba mencionado el Proyecto también contó en forma complementaria con los diseños del aislamiento externo ya coordinado para los niveles de tensión impulsional, con los que fueron definidos básicamente los diseños de las líneas de fuga de las cadenas de aisladores y los intervalos de aire para el aislamiento del conductor, tanto de los aislamientos aplicados a la Línea eléctrica como de aquellos destinados a las Subestaciones, lo cual fue realizado mediante la definición de cinco Zonas de Aislamiento en función del perfil de altitudes de la ruta de la línea y de los planos maestros del armado superior de los siete tipos de estructuras de la línea eléctrica, cuya distribución obedeció también a su aplicación en cinco Zonas de Comportamiento Mecánico, que fueron determinadas paralelamente según el perfil de los esfuerzos y las condiciones ambientales que impone la naturaleza; el documento técnico que reunió dichos diseños finales que fueron aplicados en la obra, está conformado por un volumen misceláneo que fue emitido en el mes de febrero de 1998 con la siguiente identificación:

**AGUAYTIA E, ABB  
AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R. LTDA  
AGUAYTIA THERMOELECTRIC GAS PROJECT  
220 KV TRANSMISSION LINE AGUAYTIA – PARAMONGA  
FINAL REPORT  
PE-LITR-9000  
AS DESIGNED  
ASEA BROWN BOVERI S.A.  
FEBRUARY 1998**

El referido documento compendio, presenta los diseños del aislamiento basados en el estudio de la coordinación del aislamiento citado precedentemente, dichos diseños ha

sido aplicados al aislamiento externo de las Líneas y Subestaciones del sistema inicial que continúan operando; el índice (traducido) de la parte del contenido del mismo que encierra el tema tratado se puede presentar según su desarrollo como sigue:

#### CONTENIDO

#### CAPITULO VIII: Determinación del Aislamiento y Comportamiento contra Sobretensiones de Rayo

##### 8.1 Aislamiento Requerido debido a la Contaminación

###### 8.1.1 Niveles de Contaminación

###### 8.1.2 Número de Aisladores por Contaminación

###### 8.1.3 Tipos de Aisladores según Zona de Aislamiento

###### 8.1.4 Número y Tipo de Aisladores por Zona

##### 8.2 Aislamiento Requerido Respecto de las Sobretensiones de Maniobra

###### 8.2.1 Factor de Sobretensión de Maniobra

###### 8.2.2 Tensiones Críticas Disruptivas de las Cadenas e Aisladores

###### 8.2.3 Número de Aisladores/Cadena y Mínima Distancia Conductor-Estructura

###### 8.2.4 Brechas entre Conductor-Estructura según el NESC

###### 8.2.5 Brechas Resultantes entre Conductor-Estructura

##### 8.3 Número de Aisladores por Cadena

##### 8.4 Cálculo de la Tasa de Fallas del Aislamiento Bajo Impulsos de Rayo

###### 8.4.1 Niveles Isoceraúnicos

###### 8.4.2 Consideración de las Resistencias de Puesta a Tierra

###### 8.4.3 Cálculo de la Tasa de Fallas con el Programa de la CIGRE

###### 8.4.4 Tasas de Fallas para dos y un Cables de Guarda

###### 8.4.5 Desempeño de las Líneas Respecto de los Impactos de Rayo

#### 4.3.2 Metodología del Examen Técnico del Diseño de la Coordinación del Aislamiento

Los criterios fundamentales para el examen del diseño de la Coordinación del Aislamiento, se basan en que el comportamiento del aislamiento eléctrico de las Líneas y las Subestaciones, obedece a las sollicitaciones del campo eléctrico durante el servicio, éstas pueden ser normales bajo la tensión de servicio o anormales bajo sobretensiones ya sea temporales a frecuencia industrial o transitorias bajo ondas de impulso tipo rayo o tipo maniobra.

Según la incidencia de los parámetros de la operación o de los agentes del medio, el aislamiento puede sufrir reducciones, en el caso de ser aislamientos internos éstas son lentas y localizadas y de carácter permanente (envejecimiento), y en caso de ser aislamiento externos (líneas de fuga), éstas son totales y de carácter dinámico (variación en el tiempo) y pueden ser parcialmente reversibles; no obstante, en todos los casos pueden fallar, dado que su desempeño se rige por la ley estadística Normal (o de la de Weibull corregida), por lo que su diseño debe tomar en consideración los elementos fundamentales que definen su naturaleza, frente a las sollicitaciones de tensión previsible durante la operación y principalmente el concepto que siempre existirá una probabilidad de falla que debe administrarse razonablemente en cada caso,

dentro de un intervalo de confianza, que es el que determina finalmente su costo y la confiabilidad de su desempeño durante el servicio.

El examen técnico realizado toma en consideración los siguientes elementos que se relacionan tanto a la coordinación de Aislamiento para la definición de los Aislamientos externos, como al diseño consecutivo de los aislamientos externos:

- Existirán siempre Solicitaciones de Tensión durante el Servicio
  - Son las mismas tensiones de servicio o los gradientes superficiales
  - Son sobretensiones temporales o de larga duración
  - Son sobretensiones impulsionales lentas, tipo maniobra
  - Son sobretensiones impulsionales rápidas, tipo rayo
  - Pueden surgir por superposición de otras dos sobretensiones cualesquiera
- Los Aislamientos Externos son Autoregenerables
  - El aire actúa como aislante eléctrico
  - Obedece a una Tensión de Sostenimiento estadística
  - Son líneas de fuga que constituyen el perfil de los aisladores
  - Son intervalos de aire entre partes a diferente potencial
  - Se corrigen según las condiciones del medio ambiente
- Los Aislamientos Internos No son Autoregenerables
  - El aislante es simple o está compuesto de materiales dieléctricos
  - Obedecen a una Tensión de Sostenimiento convencional
  - Se ubican entre partes internas a diferente potencial y temperatura
  - Se intercalan entre puntos a diferente gradiente superficial
  - No les afectan directamente las condiciones del medio ambiente
- Influencia de las condiciones del Medio Ambiente y del Entorno
  - Los parámetros atmosféricos, presión, temperatura, humedad abs.
  - Los parámetros meteorológicos desfavorables, lluvia, condensación
  - Los agentes desfavorables del entorno, contaminación, viento
  - Los agentes naturales del medio, erosión, intemperización

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) recoge éstos y otros aspectos que gravitan decisivamente en el desempeño de los aislamientos eléctricos y unifica los criterios del diseño a través de los estándares CEI-60071-1 y CEI-60071-2, que a partir de la evaluación de las sobretensiones en el modelo de la red, permiten determinar los niveles básicos del aislamiento para frecuencia industrial, para impulsos tipo maniobra e impulsos tipo rayo, considerando según el caso la necesidad de protección previa con apartarrayos o la no protección de los aislamientos internos de los aparatos principales, dado que dicha protección también cubre indirectamente a los equipos periféricos.

Dicha coordinación permite consecutivamente el diseño de las líneas de fuga del aislamiento externo que asimismo se pueden asociar el perfil de la ruta, a las características de un sitio o a las secuencias del mantenimiento, lo cual se complementa con el diseño de los intervalos de aire que en su mayor parte se asocian a los soportes o estructuras y se ciñen a los métodos o expresiones que recomiendan los reglamentos tales como el CNE.

Según lo anotado la metodología seguida para el examen de la coordinación del aislamiento del proyecto de línea eléctrica y subestaciones Aguaytía-Paramonga Nueva, se basa en las aplicaciones de los estándares internacionales de la IEC arriba mencionados, en concordancia con el reglamento nacional (CNE), vigente en la época del proyecto y complementariamente con las recomendaciones de la literatura técnica y los manuales que tienen aceptación internacional.

#### 4.3.3 El Perfil Geográfico de la Ruta de la Línea para el Aislamiento

Los 392 Km de Ruta de la Línea que fueron definidos en el replanteo para la obra fueron necesariamente examinados en los estudios del aislamiento del proyecto, en relación a la dotación de los aislamientos externos que debían estar en concordancia con las condiciones naturales imperantes propias del perfil geográfico del recorrido cuya segmentación se hacía necesaria en función primero de la altitud geográfica que se reparte entre los 303 m de cota en la subestación Aguaytía del lado Selva, los 4754 m de cota en el punto intermedio más elevado de la línea que comprende a la zona de sierra muy alta (Especial) en el Nevado "Burro" y los 109 m de cota en la zona del litoral marítimo de Paramonga Nueva, y luego en función de los rangos del aislamiento abordables con el respaldo de los estándares y normas vigentes, lo cual dio lugar a considerar a partir de los niveles de aislamiento obtenidos previamente, las siguientes zonas de aislamiento eléctrico que se muestran en la (Fig. 4.3.3).

- **Zona I.-** Para altitudes ( $h < 1000$  m) de cota, las cuales totalizan 123.7 Km de tramos de Selva Baja limpia y lluviosa, y del litoral marítimo salino y seco donde el entorno se impone exigiendo respectivamente en el primer caso aisladores de pequeña línea de fuga (STD-290 mm) y en el segundo caso aisladores de gran línea de fuga (FOG-430 mm), en este rango de altitud el aislamiento externo de los equipos de las subestaciones puede ser utilizado directamente sin correcciones por medio ambiente.
- **Zona II.-** Para el rango de altitudes ( $1000 \text{ m} < h < 2500$  m), en que se desarrollan 95 Km de tramos de Selva Alta y de Sierra Baja, donde las condiciones del aire atmosférico son limpias y asimismo en un caso se dan intensas lluvias estacionales y anuales mientras que en el segundo caso sólo hay lluvias estacionales, son

necesarios solamente aisladores de pequeña línea de fuga (STD-290 mm) y asimismo se considera que el diseño del aislamiento externo está totalmente cubierto por los factores de corrección de las normas.

- **Zona III.-** Para el rango de altitudes ( $25000 \text{ m} < h < 3500 \text{ m}$ ), que representan casi 48 Km de tramos de línea en Sierra Alta, en los que las condiciones climáticas propician el aire limpio y las lluvias estacionales, lo cual es conveniente para el uso de aisladores de pequeña línea de fuga (STD-290 mm) con un dimensionamiento siempre posible de ser extrapolado desde límite de los factores de corrección que consignan las normas
- **Zona IV.-** Para el rango de altitudes ( $35000 \text{ m} < h < 4500 \text{ m}$ ), con casi 122 Km de ruta en Sierra muy Alta, caracterizadas por microclimas fríos en suelos carentes de vegetación y con escasas lluvias en atmósfera limpia, también se hace propicio el uso de aisladores de pequeña línea de fuga (STD-290 mm); en este caso se les dimensionan prolongando y corrigiendo a criterio del profesional, las características de corrección ya extrapoladas.
- **Zona V (Especial).-** Involucra el pequeño tramo de casi 3.5 Km que se considera excepcional sólo por su condición de altitud superior a 4500 m, dado que el entorno siempre corresponde al de sierra muy alta, donde asimismo se hace extensiva la aplicación de los mismos criterios de diseño, con aisladores de pequeña línea de fuga (STD-290 mm).

La zonificación arriba descrita permitió que el diseño diferenciado de las líneas de fuga del aislamiento tengan el siguiente cuadro de valores que fue aplicado en obra y actualmente se halla en funcionamiento con una dotación de aisladores de vidrio templado cuya tensión de sostenimiento al ser instalados formando cadenas, varía ligeramente según el fabricante, la (Tabla 10.6) del Estudio examinado, consigna los valores máximos y mínimos para el modelo Estándar normalizado.

**Aislamiento del Conductor en la Ruta de la Línea Eléctrica**

Zona de Aislamiento Ruta	Rango de Altitudes (m)	Longitud de tramos (Km)	Aisladores/Cadena		Tensión KVc $U_{90\%}$ a CN (mínimo)
			Suspensión (N°)	Anclaje (N°)	
Zona I: C	$h < 1000$	123.7	15	16	1100
Zona I: S	$h < 1000$		15	16	1100
Zona II: SB	$1000 < h < 2500$	95.0	16	17	1165
Zona II: SvB	$1000 < h < 2500$		16	17	1165
Zona III: SA	$2500 < h < 3500$	48.0	19	20	1360
Zona IV: SmA	$3500 < h < 4500$	122.0	21	22	1490
Zona V: SE	$4500 < h$	3.5	21	22	1490

En idéntica forma manteniendo la zonificación de la ruta de la línea y tomando en consideración las condiciones atmosféricas y de medio ambiente, en valor promedio, las distancias mínimas desde la cadena de aisladores, entre el conductor y la estructura, fueron determinadas en forma convencional para la situación de reposo y de máximo empuje del viento de 30 Kg/m sobre el conductor, habiéndose obtenido y aplicado el cuadro de valores siguiente:

**Distancia Mínimas del Conductor a la Estructura**

Zona de Aislamiento Ruta	Rango de Altitudes (m)	Longitud de tramos (Km)	Dist. Conductor-Estructura	
			En Reposo (m)	Balaceo (m)
Zona I: C	$h < 1000$	123.7	1.29	1.29
Zona I: S	$h < 1000$			
Zona II: SB	$1000 < h < 2500$	95.0	1.51	1.43
Zona II: SvB	$1000 < h < 2500$			
Zona III: SA	$2500 < h < 3500$	48.0	1.70	1.53
Zona IV: SmA	$3500 < h < 4500$	122.0	1.85	1.58
Zona V: SE	$4500 < h$	3.5	2.16	1.63

#### 4.3.4 Examen del Estudio de la Coordinación del Aislamiento.

El Estudio de la Coordinación del Aislamiento en el Sistema Eléctrico Aguaytía-Paramonga Nueva siguió el método propuesto por la Norma CEI-60071, se inició analizando niveles de sobretensión temporal para inferir la necesidad de utilizar equipos de protección, en este caso pararrayos y de ese modo minimizar la incidencia de los esfuerzos aplicados en los aislamientos internos, logrando una especificación económica y segura.

De ese modo el nivel básico inicial del aislamiento (BIL) de los principales equipos instalados en las subestaciones, fue determinado con 900 kV en la Subestación Aguaytía y con 1050 kV en la Subestación Tingo María, los mismos que considerando la protección externa con pararrayos, se especificaron con 900 KVc, dado que de ese modo se limitaron las excesivas sobretensiones temporales y transitorias que fueron evidenciadas en los estudios con modelamiento digital.

La primera parte del Estudio examinado, se consagra al cálculo de las tensiones resultantes de los diferentes esquemas de funcionamiento que producen esfuerzos en los aislamientos, proviniendo desde el interior y el exterior al sistema; según lo cual se encuentran casos en los que se sobrepasa el (BIL) donde la implementación de protección por pararrayos limita dichas sobretensiones a valores menores resultando

una solución económica frente a una especificación con el BIL necesario que sería mayor.

Como resultados finales se consignan las tablas de sobretensiones a las que se halla expuesto el sistema Aguaytía-Paramonga Nueva, donde también se muestra la influencia decisiva de la presencia de los reactores (en SETIN y SEPAR) en la disuasión de las maniobras menos favorables.

#### **4.3.4.1.- El Modelamiento de las Sobretensiones**

El estudio examinado analizó los dos tipos de sobretensiones que pueden presentarse utilizando el Logicel de modelamiento EMTP-ATP, la metodología aplicada se base en la verificación del esfuerzo eléctrico creado por las sobretensiones respecto al BIL necesario del componente principal a ser instalado en la subestación, lo cual permite la decisión sobre el uso o no de un dispositivo de protección dedicado.

Los casos examinados se inscriben en la siguiente relación como si se tratase de fuentes de generación de sobretensiones

- **Temporales**
  - Efecto Ferranti
  - Falla a tierra subtransitoria
  - Resonancia paralela
- **Transitorios de origen interno**
  - Cierre de Interruptores
  - Cortocircuito fase a tierra
  - Rechazo de carga
  - Energización de transformadores
- **Transitorios de origen externo**
  - Caída de Rayos

La base de datos utilizada para el modelamiento fue consignada en el Anexo 1 de la Parte 2 del referido Estudio, provino de los estudios de la transmisión, de las subestaciones y de la operación efectuados para el sistema de Aguaytía-Paramonga Nueva; asimismo los modelos matemáticos para el uso del Logicel computacional ATP fueron presentados en el Anexo 1 de la Parte 1 de dicho estudio.

#### **4.3.4.2.- Análisis de las Sobretensiones Temporales**

Esta parte considera el flujo de potencia con las variaciones máximas de la tensión en Aguaytía y Tingo María, estando una línea y las subestaciones en diversas configuraciones y esquema de operación con interruptor abierto en un extremo, en cortocircuito y con fenómeno de resonancia paralela.

#### 4.3.4.3.- Flujo de Potencia – Línea con interruptor abierto en un extremo

De acuerdo al estudio examinado, la simulación del flujo de potencia tiene por objeto determinar las sobretensiones mínimas con descarga continua que debe soportar los equipos de protección en este caso los pararrayos.

Se han seleccionado casos que pueden provocar las más elevadas sobretensiones y por consiguiente las más severas solicitaciones en el sistema; los casos de flujo de potencia se resumen en la **Tabla 3.1** y los correspondientes diagramas unifilares se presentan en las Figuras 1F al 11F, su interpretación es la siguiente:

##### **Caso 1F, Situación sin generación en Aguaytía**

Es un caso base sin la generación en Aguaytía y muestra el nivel de tensiones en las subestaciones de Chimbote, Paramonga Nueva Nueva y Zapallal. Este caso es utilizado para obtener el voltaje Thevenin de la red vista desde Paramonga Nueva; en la Figura 1F se muestran los valores de las tensiones y flujos en líneas principales.

##### **Caso 2F, Situación post energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María, extremo abierto en Tingo María, sin reactores**

Simula el caso pseudoestacionario después de la energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María con el interruptor abierto en Tingo María. No se encuentran operando los reactores En este caso se presentan tensiones en el orden de 1.18 pu en Tingo María; en la figura 2F se muestra el nivel de tensiones en el sistema.

##### **Casos 3F, 4F y 5F, Estados post energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María, extremo abierto en Tingo María, con reactor en Tingo María caso 3F, con reactores en Paramonga Nueva casos 4F y 5F**

El caso 3F simula el caso pseudoestacionario después de la energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María con interruptores abiertos en Tingo María con reactor en Tingo María. Ver figura 3F.

El caso 4F simula el caso pseudoestacionario después de la energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María con interruptores abiertos en Tingo María con reactores en Tingo María y Paramonga Nueva. Ver figura 4F.

El caso 5F simula el caso pseudoestacionario después de la energización de la línea Paramonga Nueva-Tingo María con interruptores abiertos en Tingo María con reactores en Tingo María y Paramonga Nueva. Ver figura 5F. Adicionalmente se muestra en la figura los niveles de las tensiones cuando esta conectado el sistema desde Aguaytía a Tingo María.

##### **Caso 6F, Estado con generación de 77.5 MW en la CT de Aguaytía**

El caso 6F simula el caso cuando la central de Aguaytía genera 77.5 MW y se envían al sistema estando los interruptores cerrados en Tingo María y Paramonga Nueva.

En la figura 6F se muestran los niveles de las tensiones para este caso.

**Caso 7F, Estado con un generador en la CT de Aguaytía y el interruptor abierto en la llegada a la subestación de Paramonga Nueva con reactor en Tingo María**

El caso 7F simula el caso en el que se abre el interruptor en la subestaciones de Paramonga Nueva y el sistema se mantiene energizado desde Aguaytía-Tingo María-Llegada a Paramonga Nueva; en ésta situación se halla conectado el reactor de 30MVAR en Tingo María; en la figura 7F se muestran los niveles de las tensiones y la tensión en la llegada a Paramonga Nueva alcanza 247.8 kV.

**Caso 8F, Estado dos generadores en la CT de Aguaytía con reactor en Tingo María**

El caso 8F simula la operación cuando la central de Aguaytía entrega al sistema 2x77.5 MW, en este caso se considera que está conectado el reactor de 30MVAR en Tingo María; en la figura 8F se muestran los niveles de las tensiones. En Tingo María se tiene 214.7 kV .

**Caso 9F, Estado dos generadores en la CT de Aguaytía sin reactor en Tingo María**

El caso 9F simula la operación cuando la central de Aguaytía entrega al sistema 2x77.5 MW, en este caso no está conectado el reactor de 30MVAR en Tingo María.

En la figura 9F se muestran los niveles de las tensiones. En Tingo María alcanza los 223.1 kV.

**Caso 10F, Estado con dos generadores en la CT de Aguaytía y el interruptor abierto en la llegada a la subestación de Paramonga Nueva sin reactor en Tingo María**

El caso 10F simula el caso cuando se abre el interruptor en la subestaciones de Paramonga Nueva y el sistema se mantiene energizado desde Aguaytía-Tingo María-Llegada a Paramonga Nueva; no estando conectado el reactor de 30 MVAR en Tingo María; en la Fig. 10F se muestran los niveles de las tensiones y la tensión en la llegada a Paramonga Nueva alcanza 250.8 kV.

**Caso 11F, Estado con dos generadores en la CT de Aguaytía e interruptores abiertos en la llegada a Zapallal y llegada a Chimbote sin reactor en Tingo María**

El caso 11F simula la operación cuando se abren los interruptor en la subestaciones de Zapallal y Chimbote y el sistema se mantiene energizado desde Aguaytía-Tingo María-Paramonga Nueva, no estando conectado el reactor de 30 MVAR en Tingo María ni el de 40 MVAR en Paramonga Nueva; en la Fig. 11F se muestran los niveles de las tensiones y la tensión en la llegada a Paramonga Nueva alcanza 391.1 KV. Y representa un caso en el que el sistema interconectado sale de servicio.

#### **4.3.5 Niveles de las corrientes totales en barra y flujos de corrientes en líneas cuando ocurre un Cortocircuito en el Sistema**

Las simulaciones de las corrientes de falla para máxima y mínima generación en la C.T. Aguaytía permiten observar los niveles de las corrientes de cortocircuito en los interruptores y tensiones en las fases con y sin falla; se simula un caso de sensibilidad en máxima demanda para el año 2005, una falla a tierra para observar las máximas tensiones en las fases sin falla.

La impedancia Thevenin equivalente vista desde Paramonga Nueva hacia el sistema interconectado se obtiene para las condiciones de máxima y mínima demanda.

En la Tabla 3.2 se muestra el resumen de resultados para los casos simulados según los esquemas que se mencionan junto con el análisis de cada caso.

Los niveles de corrientes de cortocircuito máximos en las barras de Tingo Maria y Aguaytía son de 2.08 kA y 3.7 kA respectivamente.

El incremento de la generación en el área de Lima tiene poca influencia en la corriente de cortocircuito del sistema de Aguaytía como se ha demostrado según el caso de máxima generación para el año 2005.

#### **Caso 1C. Cortocircuito trifásico en máxima demanda**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio trifásico y se obtiene las corrientes de falla en barra.

En la Tabla 1C se muestran las corrientes en las barras del sistema y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV alcanza los 2.49 kA.

En la Figura CA1 se muestra el flujo de las corrientes ante una falla trifásica en la barra de Aguaytía 220 kV.

En la Figura CT1 se muestra el flujo de las corrientes ante una falla trifásica en la barra de Tingo María 220 kV

En la figura CP1 se muestra el flujo de las corrientes ante una falla trifásica en la barra de Paramonga Nueva 220 kV

#### **Caso 2C Cortocircuito trifásico en máxima demanda año 2005**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio trifásico en máxima demanda para el año 2005 y se obtienen las corrientes de falla en barra.

En la Tabla 2C se muestran las corrientes en las barras del sistema y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito trifásico alcanza los 2.59 kA.

#### **Caso 3C Cortocircuito monofásico en máxima demanda año 2005**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio monofásico en máxima demanda y se obtienen las corrientes de falla en barra que se muestran en la tabla 3C y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito monofásico a tierra alcanza los 2.98 kA.

#### **Caso 4C Cortocircuito bifásico en máxima demanda**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio bifásico en máxima demanda y se obtienen las corrientes de falla en barra que se muestran en la Tabla 4C y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito bifásico a tierra alcanza los 3.71 kA.

#### **Caso 5C Cortocircuito trifásico en mínima demanda**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio trifásico en mínima demanda y se obtienen las corrientes de falla en barra que se muestra en la Tabla 5C y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito trifásico alcanza 1.85 kA.

#### **Caso 6C Cortocircuito monofásico en mínima demanda**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio monofásico a tierra en mínima demanda y se obtienen las corrientes de falla en barra que se muestra en la Tabla 6C y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito trifásico alcanza 2.33 kA.

En la Figura 6C se muestran las corrientes y tensiones por fase y secuencia y para una falla en la barra de Tingo María 220 kV se aprecia que la máxima tensión en las fases sin falla alcanza 274.kV (1.23 pu).

#### **Caso 7C Cortocircuito bifásico en mínima demanda**

En este caso se simula el cortocircuito subtransitorio bifásico a tierra en mínima demanda y se obtienen las corrientes de falla en barra que se muestra en la Tabla 7C y se aprecia que en la barra de Aguaytía 220 kV la corriente de cortocircuito trifásico alcanza 3.17 kA.

#### **4.3.6 Resonancia Paralela**

La resonancia paralela se manifiesta como una sobretensión armónica ante la presencia de un determinado armónico de corriente.

En el Estudio se obtiene la impedancia en función de la frecuencia para las barras de Aguaytía, Tingo María y Paramonga Nueva, para lo cual se representaron los parámetros de la red en función de la frecuencia y se encontraron los equivalentes por frecuencia en cada barra, mostrando los puntos.

- Los valores de las impedancia en función del orden del armónico o múltiplos de 60 Hz (Tabla 1F del Estudio no consignada en este informe)
- La magnitud de la impedancia para la barra de Aguaytía (La Figura 1.1F del Estudio no consignada en este informe).
- La magnitud de la impedancia para la barra de Paramonga Nueva (La Figura 1.2F del Estudio no consignada en este informe).

- La magnitud de la impedancia para la barra de Tingo María (La Figura 1.3F del Estudio no consignada en este informe).

Se ha encontrado la presencia de una alta impedancia para el 5to armónico en la barra de Tingo María lo que indica la posible alta tensión que se presentaría al generarse corrientes armónicas de 5to orden como consecuencia de la saturación, energización de los transformadores en el sistema.

Se recomienda la energización local de los transformadores y realizar mediciones de los armónicos en diferentes condiciones de la operación.

#### 4.3.7 Sobretensiones Por Maniobras

Las sobretensiones producidas por las maniobras se simularon para el sistema presentado en la Figura 4.1; las ondas de sobretensiones originados por las maniobras en los interruptores son de forma, magnitud y duración que corresponden a un evento en particular, también la magnitud de estas sobretensiones dependen del punto donde ocurre la maniobra.

Se aplica la opción sistemática del ATP para simular varios casos a la vez y determinar la condición de cierre que provoca la máxima sobretensión.

Las accionamientos de las maniobras en los interruptores concernientes al sistema de Aguaytía se clasifican como sigue:

- Energización de línea con el cierre del interruptor desde un extremo, con el otro extremo con el interruptor abierto
- Reenergización de línea, energización estando la línea con carga debido a una anterior energización.
- Cortocircuito de una fase a tierra
- Rechazo de carga, mediante la apertura de un interruptor que alimenta a una carga.
- Cierre de interruptor el cual energiza a un transformador.

El ATP contiene rutinas de soporte para modelar los componentes de acuerdo al tipo de análisis a realizar entre los que se encuentran:

- Constantes de líneas R-L-C con acoplamiento mutuo (stand alone type 1,2,3)
- Modelos de pararrayos ZnO
- Modelo de la saturación en los transformadores
- Equivalente Thevenin de redes
- Parámetros de elementos desacoplados (lumped, series R-L-C type 0)
- Apertura y cierre de Interruptores de tiempo controlado
- Simulaciones de varios casos de manera sistemática

En el Anexo 1 de la Parte 1 del Estudio examinado se presentaron los modelos y parámetros de los componentes del sistema utilizados en el presente estudio.

- **Energización desde Paramonga Nueva hacia Tingo María**

Cuatro configuración en el sistema de Aguaytía se utilizaron para la simulación de las energizaciones cuyas tablas del Estudio no han sido consignadas en este informe son:

- 1E Energización sin reactores y sin pararrayos (Tabla 1E y Fig. 1E)
- 2E Energización con reactores y sin pararrayos (Tabla 2E y Fig. 2E)
- 3E Energización sin reactores y con pararrayos (Tabla 3E y Figs. 3E, 3.1E)
- 4E Energización con reactores y con pararrayos (Tabla 4E y Figs. 4E, 4.1E)

Se utilizan los valores de 40 MVAR para el reactor en Paramonga Nueva, de 30 MVAR para el reactor de Tingo María, y los pararrayos de tensión nominal en 180 kV.

**Caso 1E, Energización sin reactores y sin pararrayos**

Se cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R de 4.6 mseg. (90 grados) con 2.46 pu en la fase T. En la figura 1E se muestran las forma de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

**Caso 2E, Energización con reactores y sin pararrayos**

Se cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R de 3.7 mseg. (80 grados) con 2.2 pu en la fase T. En la figura 2E se muestran las forma de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

**Caso 3E, Energización sin reactores y con pararrayos**

Se cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R de 4.6 mseg. (100 grados) con 2.4 pu en la fase T. En la Figura 3E se muestran las forma de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

#### **Caso 4E, Energización con reactores y con pararrayos**

Se cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R de 3.7 mseg. (80 grados) con 2.1 pu en la fase T. En la Figura 4E se muestran las forma de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

Se evidencia que la energización con reactores y pararrayos producen menores valores de sobretensiones.

- **Re-energización desde Paramonga Nueva hacia Tingo María**

Se utilizaron cuatro configuraciones en el sistema de Aguaytía respecto a la operación de los reactores Shunt y de los pararrayos para la simulación de las re-energizaciones, las tablas respectivas se han obviado en este examen:

- 1E Re-energización sin reactores y sin pararrayos (Tabla 1R y Fig. 1R)
- 2E Re-energización con reactores y sin pararrayos (Tabla 2R y Fig. 2R)
- 3E Re-energización sin reactores y con pararrayos (Tabla 3R y Figs. 3R, 3.1R)
- 4E Re-energización con reactores y con pararrayos (Tabla 4R y Figs. 4R, 4.1R)

Para simular estos casos previamente se energiza para que el sistema permanezca con una tensión inicial o carga atrapada luego se abre el interruptor del extremo de envío cuando la tensión esta en el valor pico. La carga atrapada decae lentamente y puede durar minutos para disipar la carga. El recierre se produce al cerrar nuevamente el interruptor de envío.

#### **Caso 1R, Re-energización sin reactores y sin pararrayos**

Se re-cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R correspondiente a 15 grados con 3.3 pu en la fase S.

En la Figura 1R se muestran las forma de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

#### **Caso 2R, Re-energización con reactores y sin pararrayos**

Se re-cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R correspondiente a -60 grados con 3.0 pu en la fase T.

En la Figura 2R se muestran las formas de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

#### **Caso 3R, Re-energización sin reactores y con pararrayos**

Se re-cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R correspondiente a -30 grados con 2.5 pu en la fase S.

En la Figura 3R se muestran las formas de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.

#### **Caso 4R, Re-energización con reactores y con pararrayos**

Se re-cierra el interruptor desde Paramonga Nueva y se tensiona la línea Paramonga Nueva-Tingo María, se simulan varios casos de manera sistemática mostrando los tiempos de cierre de los interruptores en las fases R, S y T.

En la Tabla 4.1 se muestra que el valor máximo de la sobretensión ocurre para un tiempo de cierre en la fase R correspondiente a -60 grados con 2.5 pu en la fase R.

En la Figura 4R se muestran las formas de las ondas de tensión en la subestación de Tingo María para las fases R, S, T.; se evidencia que la re-energización con reactores y pararrayos presentan menores valores de sobretensiones.

- **Cortocircuito monofásico a tierra y apertura de interruptores**

Se simuló el cortocircuito monofásico a tierra en medio de la línea Paramonga Nueva-Tingo María con recierre exitoso y no exitoso. Como resultado de estas simulaciones se obtiene el TRV en los interruptores de Paramonga Nueva y Tingo María.

#### **Caso 1C, Cortocircuito monofásico a tierra con recierre exitoso**

Este caso simula el cortocircuito monofásico a tierra con recierre exitoso.

Las condiciones iniciales son:

- Corriente de carga : 60 amp (cap.)
- Corriente de falla : 440 amp.

Las secuencias de los eventos son:

- Falla monofásica a tierra ubicada a 53 km desde Tingo María hacia Paramonga Nueva
- Apertura del interruptor de envío desde Tingo María después de 40 mseg.
- Apertura del interruptor de recepción en Paramonga Nueva después de 45 mseg.
- Eliminación de la falla monofásica a tierra después de 167 mseg. de ocurrida la falla.

- Cierre del interruptor en el lado de Tingo María después de 620 mseg. (tiempo de espera de 580 mseg.)
- Cierre del interruptor en el lado de Paramonga Nueva después de 640 mseg. (tiempo de espera de 595 mseg.)

En la Tabla 4.1 se resumen los resultados con TRV de 382.8 en Tingo María y 276.05 kV en Paramonga Nueva. En las respectivas figuras del Estudio examinado se muestran las ondas de las tensiones y el consumo de la energía en los pararrayos.

#### Caso 2C, Cortocircuito monofásico a tierra con recierre exitoso en Tingo María y no exitoso en Paramonga Nueva

Este caso simula el cortocircuito monofásico a tierra con recierre exitoso en Tingo María y no exitoso en Paramonga Nueva.

Las condiciones iniciales son:

- Corriente de carga: 60 amp (cap.)
- Corriente de falla: 440 amp.

Las secuencia de los eventos son:

- Falla monofásica a tierra ubicada a 53 km desde Tingo María hacia Paramonga Nueva
- Apertura del interruptor de envío desde Tingo María después de 40 mseg.
- Apertura del interruptor de recepción en Paramonga Nueva después de 45 mseg.
- Eliminación de la falla monofásica a tierra después de 167 mseg. de ocurrida la falla.
- Cierre del interruptor en el lado de Tingo María después de 620 mseg. (tiempo de espera de 580 mseg.)
- Se mantiene abierto el interruptor en el lado de Paramonga Nueva

En la tabla 4.1 se resumen los resultados con TRV de 382.8 en Tingo María y 388.2 kV en Paramonga Nueva. En las figuras respectivas del estudio examinado se muestran las ondas de las tensiones y el consumo de la energía en los pararrayos.

- **Rechazo de Carga**

El rechazo de carga se simuló mediante la apertura de los interruptores ubicados en los terminales de las líneas Paramonga Nueva-Zapallal y Paramonga Nueva-Chimbote.

En la Tabla 1d del Estudio se presenta la tensión que resulta en 1.85 pu sin embargo la energía consumida en los pararrayos se incrementa hasta que el sistema de regulación de tensión en la central de Aguaytía reduzca la sobretensión,

también puede resultar el caso en el que la protección por sobretensión en la barra tome la acción de abrir otros interruptores del sistema.

- **Energización del Transformador en Tingo María**

Dos casos de energización del transformador en Tingo María se simularon, una de manera local y el otro caso con el cierre del interruptor desde Paramonga Nueva a Tingo María y transformador.

**Caso 1EFR, Energización Local**

Simula el caso energización local mediante el cierre del interruptor del transformador

En la Tabla 4.1 y la Figura 1EFR del Estudio se muestran tensiones del orden de 425.9 kV en la fase R con las ondas de las tensiones por fases.

**Caso 2EFR, Energización con línea y transformador**

Simula el caso energización mediante el cierre del interruptor de la línea desde Paramonga Nueva a Tingo María y transformador

En la Tabla 4.1 y la Figura 2EFR del Estudio se muestran tensiones del orden de 488.1 kV en la fase R con las ondas de las tensiones por fases

Se recomienda la energización de manera local para el transformador en Tingo María.

#### **4.3.8 Sobretensión Generados por Descargas Atmosféricas**

Esta parte trata de las sobretensiones transitorias debido a las descargas atmosféricas en el sistema de Aguaytía. Estas sobretensiones de origen externo causan descargas en los aisladores y los pararrayos son importantes como protección en las subestaciones.

Se simularon descargas directas a los conductores y en los cables de guarda cercanas a la subestación de Tingo María.

El programa ATP tiene rutinas de soporte para los modelos de los componentes y de las descargas los cuales son:

- Parámetros distribuidos de las líneas a una frecuencia de 100 kHz (type -1,-2,-3)
- Modelos de pararrayos tipo ZnO
- Fuente de tensión tipo 14. Activada durante desde el estado inicial.
- Fuente de corriente tipo 15. Que representa a la onda de impulso típica de 8/20 $\mu$ s
- Elementos desacoplados, tipo serie R-L-C (type 0) que representan a los capacitores y transformadores.
- Impedancia modal (type -1) que simulan a las torres, y a las barras rígidas y flexibles

En el Anexo 1 de la Parte 1 del Estudio examinado se muestran los modelos aplicados en el estudio.

- **Descargas Directas en los Conductores de las Líneas**

Descargas atmosféricas representadas por fuentes de corriente de 10 kA (65 % de probabilidad de ocurrencia según el comité de la AIEE) que inciden en los conductores de las fases se simulan.

En la figura 5.1 se muestra la disposición de las barras y se consideran los siguientes casos que están implementados con las respectivas figuras en el estudio:

- 1DD con pararrayos en TIN-R (Tabla 5.1, Figuras 1DD, 1.1DD)
- 2DD con pararrayos en TIN-R y N10 (Tabla 5.1, Figuras 2DD, 2.1DD)
- 3DD con pararrayos en TIN-R, N10, N13 (Tabla 5.1, Figuras 3DD, 3.1DD)
- 4DD con pararrayos en TIN-R, N10, N13, N14 (Tabla 5.1, Figuras 4DD, 4.1DD)
- 5DD sin pararrayos (Tabla 5.1, Figura 5DD)

**Caso 1DD, con pararrayos en TIN-R**

Para la configuración con pararrayos solamente en TIN en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 10 kA produciéndose la mayor tensión de valor 4.2 pu en el punto N13.

En la Table 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 1DD y 1.1DD se observan los gráficos de las sobretensiones y de la energía consumida en los pararrayos.

**Caso 2DD, con pararrayos en TIN-R y N10**

Para la configuración con pararrayos en TIN y N10 en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 10 kA produciéndose la mayor tensión de valor 4.1 pu en el punto N13.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 2DD y 2.1DD se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

**Caso 3DD, con pararrayos en TIN-R, N10 y N13**

Para la configuración con pararrayos en TIN, N10, N13 y N14 en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 10 kA produciéndose la mayor tensión de valor 2.7 pu en el punto N13.

La energía consumida en el pararrayos es de 2 kJ.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 3DD y 3.1DD se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 4DD, con pararrayos en TIN-R, N10 y N13**

Para la configuración con pararrayos en TIN, N10, y N13 en salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 10 kA produciéndose la mayor tensión de valor 2.7 pu en el punto N13.

La energía consumida en el pararrayos es de 2 kJ.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 4DD y 4.1DD se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 5DD, sin pararrayos**

Para la configuración sin pararrayos en la subestación de Tingo María en el circuito de salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 10 kA produciéndose la mayor tensión de valor 4.2 pu en el punto N13.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en la figura 5DD se observa los gráficos de las sobretensiones para las tres fases.

- **Descargas indirectas en los conductores de las líneas**

Descargas atmosféricas representadas por fuentes de corriente de 100 kA (1.5 % de probabilidad de ocurrencia según el comité de la AIEE) que inciden en los cables de guarda se simulan.

En la Figura 5.1 se muestra la disposición de las barras y se consideran los siguientes casos:

- 1DI con pararrayos en TIN-R (Tabla 5.1, Figuras 1DI, 1.1DI)
- 2DI con pararrayos en TIN-R y N10 (Tabla 5.1, Figuras 2DI, 2.1DI)
- 3DI con pararrayos en TIN-R, N10, N13 (Tabla 5.1, Figuras 3DI, 3.1DI)
- 4DI con pararrayos en TIN-R, N10, N13, N14 (Tabla 5.1, Figuras 4DI, 4.1DI)
- 5DI sin pararrayos (Tabla 5.1, Figura 5DI)

#### **Caso 1DI con pararrayos en TIN-R**

Para la configuración con pararrayos solamente en TIN en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo en el cable de guarda a 1 km de Tingo Maria hacia Paramonga Nueva de 100 kA produciéndose la mayor tensión de valor 7.3 pu en el punto N13.

La energía consumida en el pararrayos es de 5 kJ.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 1DI y 1.1DI se observan los gráficos de las sobretensiones y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 2DI con pararrayos en TIN-R y N10**

Para la configuración con pararrayos en TIN y N10 en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo en el cable de guarda a 1 km de Tingo María hacia Paramonga Nueva de 100 kA produciéndose la mayor tensión de valor 7.6 pu en el punto N13.

La energía consumida en el pararrayos es de 5 kJ

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 2DD y 2.1DD se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 3DI con pararrayos en TIN-R, N10 y N13**

Para la configuración con pararrayos en TIN, N10, N13 y N14 en la salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo en el cable de guarda a 1 km de Tingo María hacia Paramonga Nueva de 100 kA produciéndose la mayor tensión de valor 3.7 pu en el punto N14.

La energía consumida en el pararrayos es de 9 kJ.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 3DI y 3.1DI se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 4DI con pararrayos en TIN-R, N10 y N13**

Para la configuración con pararrayos en TIN, N10, y N13 en salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo en el cable de guarda a 1 km de Tingo María hacia Paramonga Nueva de 100 kA produciéndose la mayor tensión de valor 3.0 pu en el punto TIN-R.

La energía consumida en el pararrayos es de 15 kJ.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en las figuras 4DI y 4.1DI se observan los gráficos de las sobretensiones para las tres fases y de la energía consumida en los pararrayos.

#### **Caso 5DD sin pararrayos**

Para la configuración sin pararrayos en la subestación de Tingo María en el circuito de salida hacia Paramonga Nueva se simula la caída de un rayo en el cable de guarda a 1 km de Tingo María hacia Paramonga Nueva de 100 kA produciéndose la mayor tensión de valor 7.7 pu en el punto N13.

En la Tabla 5.1 se observan las tensiones y en la figura 5DI se observa los gráficos de las sobretensiones para las tres fases.

La presencia de los pararrayos son importantes para limitar los valores de las sobretensiones.

#### 4.3.9 Coordinación del Aislamiento

En la Parte 2 del estudio examinado se presenta la metodología para la coordinación y protección del aislamiento.

En dicha parte el estudio permite determinar las tensiones representativas las cuales ha resultados de los siguientes valores máximos:

- En estado estable por efecto ferranti : 1.2 pu
- Por maniobras en interruptores : 3.3 pu
- Por descargas atmosféricas : 7.7 pu

#### 4.3.10 Conclusiones y Recomendaciones Aplicadas

##### Del Flujo de Potencia

Se recomienda la utilización de los reactores para el tensionamiento en vacío de la línea Paramonga Nueva a Tingo María y para la posterior puesta en paralelo de los subsistemas Aguaytía – Tingo María y Paramonga Nueva-Tingo María.

##### Del Cortocircuito

El nivel de la corriente de cortocircuito en Tingo María 220 kV es de 2.08 kA

El nivel de la corriente de cortocircuito en Aguaytía 220 kV es de 3.7 kA

El flujo de corriente de cortocircuito en la línea Aguaytía-Tingo María-Paramonga Nueva esta en el orden de 440 a 540 amp.

##### Resonancia Paralela

Se recomienda energizar el transformador de Tingo María de manera local

##### Sobretensiones de Maniobras

Los casos evidencian la necesidad de los reactores y de los pararrayos para limitar las sobretensiones.

Los valores de las tensiones por energización de línea alcanza un máximo de 474.6 Kv

Los valores de las tensiones por reenergización de línea alcanza un máximo de 598.7kV

##### Sobretensiones por cortocircuito

Resultan valores para la tensión transitoria de recuperación (TRV) de las siguientes características:

- Corriente de carga inicial: 60 amp (cap) en mínima demanda
- Corriente de falla mínima en la línea: 440 amp
- TRV en los interruptores de la subestación de Tingo María: 382 kV con 0.5 kV/ $\mu$ s

- TRV en los interruptores de la subestación Paramonga Nueva: 388 kV con 0.2 kV/ $\mu$ s

#### **Rechazo de Carga**

Se presenta un incremento en el tiempo de la energía consumida por los pararrayos que puede ser limitada por la acción de los reguladores de tensión en la Central Aguaytía o en caso extremo bajo la actuación de la protección por sobretensión que manda apertura de las líneas desde Aguaytía-Tingo María a Paramonga Nueva.

#### **Energización del Transformador en Tingo María**

Se recomienda la energización local para evitar sobretensiones oscilatorias debido a la saturación con la alta corriente de energización e inmediatamente después a la sobretensión por efecto ferranti y generación de armónicos por las no linealidades.

#### **Sobretensiones por descargas atmosféricas**

Se demuestra la importancia de los reactores y pararrayos

La máxima tensión por descarga directa en los conductores de las fases para un rayo de 10 kA resulta de 760.6 kV para las condiciones sin pararrayos.

La máxima tensión por descarga en el cable de guarda para un rayo de 100 kA con tensión inducida en las fases resulta de 1385.7 kV para las condiciones sin pararrayos.

#### **4.3.10.1.- Procedimiento de la Coordinación del Aislamiento**

El Estudio realizado según se menciona en el mismo, aplica los estándares de la IEC (International Electrotechnical Comisión IEC Standard – Publication 71-1, 71-2, 71-3), para la coordinación del aislamiento, específicamente se aplica el proceso descrito en la Norma IEC 71-1 (1990) así como la guía IEEE Std C62.22-1991 para la selección de pararrayos.

##### **a) Procedimiento**

Los cuatro pasos a seguir en el procedimiento para la coordinación del aislamiento se pueden esquematizar en forma de un diagrama de flujo del cálculo (Fig. 10.1) y de correlación entre ellos:

- 1.- Sobretensiones Representativas
- 2.- Tensiones de Sostenimiento de Coordinación
- 3.- Tensiones de Sostenimiento Requeridas
- 4.- Nivel de Aislamiento Estandarizado

- **Tensiones Representativas**

Están calculadas en la parte de simulaciones (Parte 1: Estudio Eléctrico – Simulaciones con ATP) que tienen como condiciones iniciales el estado dado por el flujo de potencia. Las simulaciones con el ATP dan la información para los sobrevoltajes calculados.

En la tabla 10.1 se muestran los valores reales y en pu obtenidos del estudio de simulación. Estos resultados se dividen en:

- Sobretensiones en servicio continuo
- Sobretensiones Temporales y
- Sobretensiones Transitorias

Para las tensiones en servicio continuo los estudios de flujo de potencia y de corto circuito dan como resultados la máxima tensión de operación como de 391 kV entre fases.

Para las tensiones temporales simulados con el ATP se alcanza la máxima tensión de 449.3 kV pico (No se considera 488.8 kV por ser una condición extrema de operación no recomendada).

Para las sobretensiones temporales de frente lento como las maniobras de energización y re-energización las simulaciones con el ATP resultan con valores de 462.6 kV pico.

Para las sobretensiones temporales de frente rápido como la caída de rayos en alcanza 537.5 kV pico caso con la protección de los pararrayos.

La Tabla 10.2 muestra las sobretensiones para la zona sin protección o de aislamiento autorestaurado (Caso de las líneas de transmisión) y alcanza valores de 760.6 kV pico, se descarta el valor máximo encontrado de 1385.8 kV debido a su baja probabilidad de ocurrencia.

- **Tensiones de Sostenimiento de Coordinación**

Se obtienen aplicando el factor de coordinación determinístico (Kcd) para los equipos protegidos. Para los equipos no protegidos se aplica el factor de coordinación estadístico (Kcs); estos factores se aplican a las tensiones representativas.

$K_{cd} = 1.1$  (Para tomar en cuenta las variaciones en el soporte con pararrayos)

Para las ondas de frente rápido, el voltaje de soporte de coordinación es igual al nivel del voltaje de impulso (descarga atmosférica) limitado por los pararrayos y a esto se adiciona una corrección que toma en cuenta la separación entre el pararrayos y el equipo protegido.

$$U_{cw} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot T$$

Donde  $U_{pl}$  : Nivel de protección al impulso por rayo

$S$  : pendiente de la onda en kV/ $\mu$ s

$T$  : tiempo equivalente en seg.

$$T = (1 + a_1 + a_2 + 1A) / c \quad (\text{Ver Fig. A2.3})$$

$c$  : velocidad de la luz en m/ $\mu$ s

$Kcs = 1.1$  (Determinado por un riesgo pequeño de falla  $R = 3 \times 10E^{-4}$  de acuerdo a la Fig. A2.1)

Para el equipo en exterior no protegido, se aplica el factor de altitud para 1000 y 3000 msnm y se utiliza el factor corrector de altitud siguiente:

$$Ka = b \exp(m)$$

Donde H : altitud en metros

m : de la figura A2.2

- **Tensión de Sostenimiento Requerido**

Se obtienen aplicando los factores de seguridad en el voltaje de soporte de coordinación para cubrir las contingencias no identificadas.

- $Kf = 1.15$  para el aislamiento interno
- $Kf = 1.05$  para el aislamiento externo

- **El Nivel de Aislamiento Estandarizado**

Se selecciona de los valores estándar superiores más cercanos. Los valores estándar se muestran en la Tabla N 10.4 para el rango de aislamiento 1:

$$1kV < Um \leq 245 kV$$

Constituyendo así el nivel de aislamiento estándar.

- **Aplicación del Proceso de Coordinación**

En la Tabla 10.3 se ilustra el proceso de coordinación para el Sistema de Aguaytía-Paramonga Nueva. Se ha seguido el procedimiento descrito en los sub-capítulos anteriores.

El resultado es el nivel de aislamiento estándar para las subestaciones resultan ser de:

- Nivel 220 kV en Aguaytía : BIL 950 kV pico
- Nivel 220 kV en Tingo María : BIL 1050 kV pico

Dichos niveles de aislamientos normalizados durante el diseño son replanteados con miras a su reducción, asegurando la protección contra las sobretensiones de origen externo, implementando pararrayos tanto a la llegada o salida de las líneas eléctricas en la subestación como al interior de la misma y en forma estrecha al lado de los bornes pasatapas del transformador de potencia, de ese modo se definieron 900 KV para las tensiones del Nivel Básico de Aislamiento en los primarios.

**b) Conclusiones de la Coordinación del Aislamiento**

- Se ha determinado la selección de los niveles estandarizados de aislamiento del sistema Aguaytía-Paramonga Nueva mediante la aplicación de las normas de la IEC.

- Las definiciones y procedimientos de la Norma IEC 71-1, 71-2, 71-3 y revisiones aplicados al sistema de ETESELVA dieron los siguientes resultados:
  - Aislamiento Interno Estándar para sobretensiones tipo maniobra: 650 kV
  - Aislamiento Interno Estándar para sobretensiones tipo rayo: 850 kV
  - Aislamiento Interno Estándar para sobretensiones de maniobra locales: 950 kV
  - Aislamiento Externo Estándar para impulsos por maniobras a 1000 msnm: 850 kV
  - Aislamiento Externo Estándar para impulsos por maniobras a 3000 msnm: 1050 kV
  - Aislamiento Externo Estándar para impulsos por descargas atmosféricas a 1000 msnm: 950 kV
  - Aislamiento Externo Estándar para impulsos por descargas atmosféricas a 3000 msnm: 1175 kV

#### 4.3.11 Conclusiones del Examen al Estudio de la Coordinación del Aislamiento

- a) El aislamiento del Sistema de Transmisión y Transformación Aguaytía-Paramonga Nueva en 220 KV, de ETESELVA, para su implementación en 1998, contó con los estudios necesarios para garantizar la idoneidad de su desempeño:
  - Estudio de la Coordinación del Aislamiento, consagrado principalmente a la determinación de los Niveles Básicos de Aislamiento de los aislamientos internos, y a la aplicación de la protección por pararrayos (aparrayos)
  - Estudios y Diseños de los Aislamiento Externos, consagrados principalmente a la determinación de la línea de fuga y el tipo de aisladores a ser aplicados a los aislamientos externos de las líneas y subestaciones
- b) El examen practicado al Diseño de la coordinación del aislamiento del Proyecto L.T. Aguaytía-Paramonga Nueva y que ha sido revisado en extenso, indica que ha seguido la metodología recomendada por las Normas IEC-71, habiendo inclusive calculado las sobretensiones respectivas con el modelador ATP, lo cual asegura la independencia de criterios que ha preferido mantener dicho Diseño, al no depender de los datos que emanan del análisis del sistema de potencia que es un estudio paralelo.
- c) Las aplicaciones de los resultados de los estudios del aislamiento para todo el Sistema de Transmisión y Transformación Aguaytía-Paramonga Nueva de ETESELVA, han permitido especificaciones económicas y eficaces para el equipamiento principal de las subestaciones.
- d) Los estudios del aislamiento externo por línea de fuga según el perfil de la ruta, han permitido dotaciones de aisladores de vidrio templado que funcionan normalmente;

el tramo de Selva Baja y Alta tiene cerca de 100 Km y es permanentemente afectado por descargas atmosféricas.

# ANEXO 01

## Tablas

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 3.1.- Sobretensiones a Frecuencia Industrial, Modelamiento ATP**

Caso de Configuración	S TT en SEAGU KV <sub>L-L</sub>	S TT en SETIN KV <sub>L-L</sub>	S TT en SEPAR KV <sub>L-L</sub>	Descripción de la Maniobra Previa y Situación de Funcionamiento de la Red con conexión en SEPAR (Reactores en SETIN y SEPAR)
1F-1	-	-	225.7	Tensión en Barras de SEPAR, sin conexión al Sistema de Transmisión de ETESELVA
2F	-	261.8	240.0	Energización desde barra SEPAR a SETIN (sin Reactores en ambas SE)
3F	-	228.6	231.6	Energización de SEPAR a SETIN (con Reactor 30 MVAR)
4F	-	218.4	221.2	Energización de SEPAR (Reactor 40 MVAR) a SETIN (Reactor 30 MVAR)
5F	223.8	224.5	-	Energización de SEAGU a SETIN (sin Reactor)
6F	-	218.4	221.2	Energización de SEPAR a SETIN (con Reactores en ambas SE)
7F	222.5	222.4	221.6	Alimentación con 77.5 MW de SEAGU a SEPAR (con Reactores en ambas SE)
8F	231.6	234.8	247.8	Energización de SEAGU a SETIN (Reactor 30 MVAR), a SEPAR (interruptor abierto)
9F	218.0	214.7	223.3	Alimentación 155 MW de SEAGU a SETIN (Reactor 30 MVAR), a SEPAR (sin Reactor)
10F	221.0	223.1	225.7	Alimentación 155 MW de SEAGU a SETIN, a SEPAR (sin Reactores en ambas SE)
11F	231.0	237.7	250.8	Energización de SEAGU a SETIN (sin Reactor), a SEPAR (interruptor abierto)
11F	251.8	283.3	391.1	Energización de SEAGU a SEPAR (sin ambos Reactores), SECHIM, SEZAP Abiertos

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 3.2.- Resumen de las Corrientes de Falla Simuladas**

Caso de Config.	Corriente SEAGU KV <sub>L-L</sub>	Corriente SETIN KV <sub>L-L</sub>	Corriente SEPAR KV <sub>L-L</sub>	Descripción del Tipo de Falla Simulado y de la Magnitud de la Corriente Obtenida
1C	2.49	1.94	2.53	Máxima Corriente de Falla Trifásica
2C	2.59	2.08	5.28	Sensibilidad, Máxima Corriente de Falla Trifásica
3C	2.98	1.89	2.34	Máxima Corriente de Falla Monofásica
4C	3.71	1.84	2.17	Máxima Corriente de Falla Bifásica
5C	1.85	1.65	2.34	Mínima Corriente de Falla Trifásica
6C	2.33	1.70	2.26	Mínima Corriente de Falla Monofásica
7C	3.17	1.76	2.18	Mínima Corriente de Falla Bifásica

**Tabla 1C.- Máxima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 3F**

barra SE	KV <sub>F-F</sub>	I <sub>Base</sub>	Z <sub>Base</sub>	I p.u.	MVA	KA
Aguaytía	220	0.262	484	9.518	951.80	2.49
Tingo María	220	0.262	484	7.399	739.90	1.94
Tingo María	138	0.418	190	4.176	417.70	1.75
Paramonga N.	220	0.262	484	9.659	965.90	2.53
Zapallal	220	0.262	484	27.126	2712.60	7.11
Chimbote	220	0.262	484	7.300	730.00	1.91
Guadalupe	220	0.262	484	5.300	530.00	1.39
Chiclayo	220	0.262	484	5.899	589.90	1.55
Piura	220	0.262	484	3.638	363.80	0.95
Talara	220	0.262	484	2.733	273.30	0.72

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 2C.- Máxima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 3F  
(Análisis de Sensibilidad)**

barra SE	KV <sub>F.F</sub>	I <sub>Base</sub>	Z <sub>Base</sub>	I p.u.	MVA	KA
Aguaytía	220	0.262	484	9.870	987.00	2.59
Tingo María	220	0.262	484	7.924	792.40	2.08
Tingo María	138	0.418	190	4.330	433.00	1.81
Paramonga N.	220	0.262	484	20.147	2014.70	5.28
Zapallal	220	0.262	484	67.303	6730.30	17.63
Chimbote	220	0.262	484	12.432	1243.20	3.26
Guadalupe	220	0.262	484	7.193	719.30	1.88
Chiclayo	220	0.262	484	7.142	714.20	1.87
Piura	220	0.262	484	4.020	402.00	1.05
Talara	220	0.262	484	2.978	297.80	0.78

**Tabla 3C.- Máxima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 1F-T**

barra SE	KV <sub>F.F</sub>	I <sub>Base</sub>	Z <sub>Base</sub>	I p.u.	KA
Aguaytía	220	0.262	484	11.390	2.98
Tingo María	220	0.262	484	7.205	1.89
Tingo María	138	0.418	190	4.439	1.86
Paramonga N.	220	0.262	484	8.914	2.34
Zapallal	220	0.262	484	24.720	6.48
Chimbote	220	0.262	484	8.468	2.22
Guadalupe	220	0.262	484	5.894	1.54
Chiclayo	220	0.262	484	7.498	1.96
Piura	220	0.262	484	4.811	1.26
Talara	220	0.262	484	3.706	0.97

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 4C.- Máxima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 2F-T**

barra SE	KV <sub>F-F</sub>	I <sub>Base</sub>	Z <sub>Base</sub>	I p.u.	KA
Aguaytía	220	0.262	484	14.177	3.71
Tingo María	220	0.262	484	7.018	1.84
Tingo María	138	0.418	190	4.735	1.98
Paramonga N.	220	0.262	484	8.264	2.17
Zapallal	220	0.262	484	22.684	5.94
Chimbote	220	0.262	484	10.042	2.63
Guadalupe	220	0.262	484	6.532	1.71
Chiclayo	220	0.262	484	10.256	2.69
Piura	220	0.262	484	7.081	1.86
Talara	220	0.262	484	5.741	1.50

**Tabla 5C.- Mínima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 3F**

barra SE	KV <sub>F-F</sub>	I <sub>Base</sub>	Z <sub>Base</sub>	I p.u.	KA
Aguaytía	220	0.262	484	7.047	1.85
Tingo María	220	0.262	484	6.306	1.65
Tingo María	138	0.418	190	3.950	1.65
Paramonga N.	220	0.262	484	8.933	2.34
Zapallal	220	0.262	484	24.213	6.34
Chimbote	220	0.262	484	6.000	1.57
Guadalupe	220	0.262	484	3.505	0.92
Chiclayo	220	0.262	484	3.273	0.86
Piura	220	0.262	484	2.240	0.59
Talara	220	0.262	484	1.882	0.49

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 6C.- Mínima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 1F-T**

barra SE	$KV_{F-F}$	$I_{Base}$	$Z_{Base}$	$I_{p.u.}$	KA
Aguaytia	220	0.262	484	8.904	2.33
Tingo María	220	0.262	484	6.503	1.70
Tingo María	138	0.418	190	4.288	1.79
Paramonga N.	220	0.262	484	8.616	2.26
Zapallal	220	0.262	484	23.674	6.20
Chimbote	220	0.262	484	7.259	1.90
Guadalupe	220	0.262	484	4.269	1.12
Chiclayo	220	0.262	484	4.478	1.17
Piura	220	0.262	484	3.113	0.82
Talara	220	0.262	484	2.637	0.69

**Tabla 7C.- Mínima Reactancia Subtransitoria Síncrona con Falla 2F-T**

barra SE	$KV_{F-F}$	$I_{Base}$	$Z_{Base}$	$I_{p.u.}$	KA
Aguaytia	220	0.262	484	12.087	3.17
Tingo María	220	0.262	484	6.710	1.76
Tingo María	138	0.418	190	4.686	1.96
Paramonga N.	220	0.262	484	8.308	2.18
Zapallal	220	0.262	484	23.142	6.06
Chimbote	220	0.262	484	9.140	2.39
Guadalupe	220	0.262	484	5.422	1.42
Chiclayo	220	0.262	484	7.059	1.85
Piura	220	0.262	484	5.089	1.33
Talara	220	0.262	484	4.396	1.15

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 4.1.- Resumen de las Sobretensiones por Maniobras Simuladas**

Caso de Configuración	STM en SEAGU KV <sub>L-L</sub>	STM en SETIN KV <sub>L-L</sub>	STM en SEPAR KV <sub>L-L</sub>	Descripción de la Maniobra y Situación de Funcionamiento de la Red y del Equipamiento de Protección
1E	-387.98	-333.57	474.6	Energización sin ambos Reactores y sin Apartarays en las SS.EE.
2E	330.35	-305.5	394.81	Energización con ambos Reactores y sin Apartarays en las SS.EE
3E	-369.62	-318.97	432.81	Energización sin ambos Reactores pero con Apartarays en las SS.EE
4E	315.85	-292.14	377.02	Energización con ambos Reactores y Apartarays en las SS.EE
1R	-271.95	-598.79	502.93	Reenergización sin ambos Reactores y sin Apartarays en las SS.EE.
2R	-540.67	-478.45	369.89	Reenergización con ambos Reactores y sin Apartarays en las SS.EE
3R	292.02	-462.62	444.57	Reenergización sin ambos Reactores pero con Apartarays en las SS.EE
4R	-457.42	-444.9	404.88	Reenergización con ambos Reactores y Apartarays en las SS.EE
1C	-267.49	-213.67	231.51	Falla 1F-T en SETIN con Apertura Monofásica y Recierre del Interruptor
1C	382.8	0	0	Falla 1F-T en SETIN, Tensión Transitoria de Reestablecimiento-Interruptor de SETIN
1C	276.05	0	0	Falla 1F-T en SETIN, Tensión Transitoria de Reestablecimiento-Interruptor en SEPAR
2C	-267.49	-213.67	231.52	Falla 1F-T en SETIN con Apertura Monofásica y Recierre, sin Recierre en SEPAR
2C	382.8	0	0	Falla 1F-T en SETIN, Tensión Transitoria de Reestablecimiento-Interruptor de SETIN
2C	388.28	0	0	Falla 1F-T en SETIN, Tensión Transitoria de Reestablecimiento-Interruptor en SEPAR
1D	-313.67	-299.62	332.24	Rechazo de Carga
1EFR	-425.96	449.32	382.65	Energización desde SETIN (hallándose el transformador conectado)
2EFR	-488.14	-478.41	-488.86	Energización desde SEPAR hasta SETIN (con el transformador conectado)

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 5.1.- Resumen de las Sobretensiones de Rayo Simuladas**

Caso de Configuración	STR-Fase R en SETIN KV <sub>L-L</sub>	STR en N10 en SETIN KV <sub>L-L</sub>	STR en N13 en SETIN KV <sub>L-L</sub>	STR en N14 en SETIN KV <sub>L-L</sub>	Descripción de la Simulación de Impacto de la Descarga Atmosférica Sobre la Infraestructura de la Línea Eléctrica
1DD	409.73	-227.79	751.57	-265.8	Rayo de 10 KA al Conductor Fase R con Apartarrayos TIN-R
2DD	410.49	229.84	739.27	-268.28	Rayo de 10 KA al Conductor Fase R con Apartarrayos, N10
3DD	326.72	311.50	489.79	235.58	Rayo de 10 KA al Conductor Fase R con Apartarrayos, N10, N13
4DD	337.17	318.84	489.84	234.43	Rayo de 10 KA al Conductor Fase R con Apartarrayos, N10, N13, N14
5DD	388.52	238.45	760.65	-269.65	Rayo de 10 KA al Conductor sin con Apartarrayos
1D1	519.7	-646.46	1318.41	737.35	Rayo de 100 KA al Cable de Guarda con Apartarrayos TIN-R
2D1	445.48	-474.97	-1378.07	598.43	Rayo de 100 KA al Cable de Guarda con Apartarrayos TIN-R, N10
3D1	257.87	-478.64	499.44	670.79	Rayo de 100 KA al Cable de Guarda con Apartarrayos TIN-R, N10, N13
4D1	537.52	479.79	508.29	494.38	Rayo de 100 KA al C.G. con Apartarrayos TIN-R, N10, N13, N14
5D1	-618.75	-676.85	-1385.79	643.12	Rayo de 100 KA al Cable de Guarda, sin Fases sin Apartarrayos

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 10.1.- Sobretensiones Protegidas Representativas**

Estudios de Simulación y Casos		Sobretensión Promedio		Sobretensión Máxima	
		KV	p.u.	KV	p.u.
Tensiones Permanentes (Fase-Fase, rms)	a) Flujo de Carga	240.00	1.09	391.00	1.78
	b) Corto Circuito	272.40	1.24	-	-
Sobretensión Temporal (Fase-Tierra, cresta)	c1) Fallas a Tierra	267.49	1.49	-	-
	c2) TTR con Falla a Tierra	382.80	2.13	-	-
	d) Rechazo de Carga	332.24	1.85	-	-
	e) Ferroresonancia	449.32	2.50	488.86	2.72
Sobretensión Transitoria (Fase-Tierra, cresta)	<b>De Frente Lento</b>				
	f) Energización de la Línea	377.02	2.09	432.81	2.40
	g) Reenganche de la Línea	457.42	2.54	462.62	2.57
	<b>De Frente Rápido</b>				
	h) Rayos Directos	337.17	1.87	489.84	2.72
i) Rayos Indirectos (a tierra)	508.29	2.82	537.52	2.99	

**Tabla 10.2.- Sobretensiones No Protegidas Representativas**

Estudios de Simulación y Casos		Sobretensión Promedio		Sobretensión Máxima	
		KV	p.u.	KV	p.u.
Sobretensiones Transitorias (Fase-Tierra, cresta)	f) Energización de la Línea	387.98	2.16	474.60	2.64
	g) Reenganche de la Línea	502.93	2.79	598.79	3.33
	h) Rayos Directos	388.52	2.16	760.65	4.23
	i) Rayos Indirectos (a tierra)	676.85	3.76	1385.79	7.70

**L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO**

**Tabla 10.3.- Desarrollo de la Coordinación del Aislamiento**

Sobretensiones Representativas	Tensiones	Unid.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión más elevada para el equipo</li> <li>• Sobretensiones Temporales</li> <li>• Sobretensión de Frente Lento F-T (protegida)</li> <li>• Sobretensión de Frente Lento F-T (no protegida)</li> <li>• Sobretensión de Frente Rápido F-T (protegida)</li> <li>• Sobretensión de Frente Rápido F-T (no protegida)</li> </ul>	3.91 KV <sub>L-L</sub> 449.3 KV 462.6 KVc 598.8 KVc 537.5 KVc 760.6 KVc	
<b>Aislamiento Interno (Determinístico) – Protegido</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión Nominal del Apartarrayos</li> <li>• Nivel de Protección Contra U<sub>STM</sub></li> <li>• Nivel de Protección Contra U<sub>STR</sub> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Coordinación (Kcd) para Ondas de Frente Lento</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sostenimiento de Coordinación, STI Frente Lento           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Seguridad para el Aislamiento Interno</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sostenimiento Requerida para Impulsos de Maniobra</li> <li>• Tensión de Sostenimiento Estándar para Impulsos de Maniobra           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Corrección por Separación (Apartarrayos y Equipos)</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sostenim. de Coordinación para Ondas de Frente Lento           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Seguridad para el Aislamiento Interno</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sostenimiento Requerida para Impulsos de Rayo</li> <li>• Tensión de Sostenimiento Estándar para Impulsos de Rayo</li> <li>• Idem a la anterior para equipos de localización lejana</li> </ul>	228 KV 462.6 KVc 537.5 KVc - 508.8 KV - 559.7 KVc 650 KVc - 591.2 KVc - 679.9 KVc 750 KVc 850 KVc	1.10 1.10 1.10 1.10 1.15
<b>Aislamientos Externos (Fase-Tierra) - No Protegidos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Coordinación (Kcs) para Ondas de Frente Lento</li> <li>• Tensión de Sostenim. de Coordinación para Ondas de Frente Lento           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Corrección por Altitud a 1000m (m = 0.95)</li> <li>– Factor de Corrección por Altitud a 3000m (m = 0.95)</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sostenimiento de Coordinación Revisada (1000 m)</li> <li>• Tensión de Sostenimiento de Coordinación Revisada (3000 m)           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Factor de Seguridad para el Aislamiento Externo</li> </ul> </li> <li>• Tensión de Sosten. Requerida para Impulsos de Maniobra (1000m)</li> <li>• Tensión de Sosten. Requerida para Impulsos de Maniobra (3000m)</li> <li>• Tensión de Sosten. Estándar para Impulsos de Maniobra (1000m)</li> <li>• Tensión de Sosten. Estándar para Impulsos de Maniobra (3000m)           <ul style="list-style-type: none"> <li>– Intervalo de Aire Barra-Estructura para (850 KV)</li> <li>– Intervalo de Aire Barra-Estructura para (1050 KV)</li> </ul> </li> </ul>	- 688.6 KV - - 771.2 KVc 970.9 KVc - 809.7 KVc 1019.4KVc 850 KVc 1050 KVc	1.15 1.12 1.41 1.05 2.4 m 3.4 m

Tabla 10.3.- Desarrollo de la Coordinación del Aislamiento (continuación)

• Tensión de Sostenim. de Coordinación para Ondas de Frente Rápido	760.6 KVc	
– Factor de Corrección por Altitud a 1000m (m = 0.95)	-	1.12
– Factor de Corrección por Altitud a 3000m (m = 0.95)	-	1.41
• Tensión de Sostenimiento de Coordinación Revisada (1000m)	851.8 KVc	
• Tensión de Sostenimiento de Coordinación Revisada (3000m)	1072.4KVc	
– Factor de Seguridad para el Aislamiento Externo	-	1.05
• Tensión de Sostenim. Requerida para Impulsos de Rayo (1000m)	894.4 KVc	
• Tensión de Sostenim. Requerida para Impulsos de Rayo (3000m)	1126 KVc	
• Tensión de Sostenimiento Estándar para Impulsos de Rayo (1000m)	950 KVc	
• Tensión de Sostenimiento Estándar para Impulsos de Rayo (3000m)	1175 KVc	
o N° de Elementos Aisladores STD por cadena (1000m)		15 u
o N° de Elementos Aisladores STD por cadena (3000m)		19 u
o N° de Elementos Aisladores STD por cadena (alta contaminac.)		19 u
o N° de Elementos Aisladores STD por cadena (muy alta contam)		22 u
– Intervalo de Aire Barra-Estructura para (950 KV)		2.4 m
– Intervalo de Aire Barra-Estructura para (1050 KV)		2.4 m
– Intervalo de Aire Barra-Estructura para (1175 KV)		2.4 m

L.T. AGUAYTIA - PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

Tabla 10.4.- Niveles Básicos de Aislamiento Grupo 1-IEC, Um ≤ 245 Kv

Tensión Máx. para el Aislamiento Um, (KV eficaz)	Tensión de Sostenimiento Pruebas a FI (1 minuto) U <sub>FI</sub> , (KV eficaz)	Tensión de Sostenimiento Pruebas a TI (Tipo Rayo) U <sub>ail</sub> , (KV Cresta)
3.6	10	20
7.2	20	40
12	28	60
17.5	38	75
24	50	95
36	70	125
52	95	145
72.5	140	145
123	(185)	145
145	230	170
170	(185)	250
	230	325
	(230)	450
	275	550
	(275)	(450)
	325	550
	(325)	650
	360	(550)
	395	650
	460	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Tabla 10.5.- Niveles Básicos de Aislamiento Grupo II-IEC, Um > 245 KV

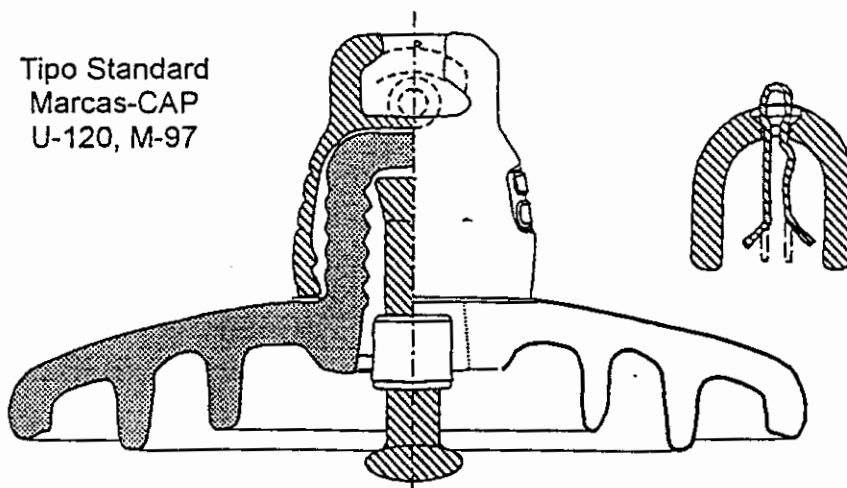
Tensión Máx. del	Tensión de Sostenimiento a Impulsos de Maniobra			Tensión de Sostenimiento
	Aislamiento Longitudinal KVc (cresta)	Aplicación Fase - Tierra KVc (cresta)	Entre Fases (Relación a Vc Fase - Tierra)	
300	750	750	1.50	850
	750	850	1.50	950
	850	850	1.50	1050
362	850	850	1.50	950
	850	950	1.50	1050
	850	850	1.60	1175
420	950	950	1.50	1175
	950	1050	1.50	1300
	950	950	1.70	1425
525	950	950	1.60	1175
	950	1050	1.50	1300
	950	1175	1.50	1425
765	1175	1300	1.70	1550
	1175	1425	1.70	1675
	1175	1550	1.60	1800

L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

Tabla 10.6.- Tensiones de Sostenimiento de la Cadena de Aisladores

Número Aisladores por Cadena Suspensión	Tensiones de Sostenimiento a Condiciones Normales Aisladores Estándar IEC-Espiga Caperuza					
	Tipo IEC: F12/146 – 120 KN			Tipo IEC Standard:		
	Aisladores BORMA instalados, U-120, M-97, Plano Similar: Tipo U-70 Z			Aisladores del Estudio, Vidrio Templado		
	Tensiones FI (KVrms)		Tensión TI (KVc)	Tensiones FI (KVrms)		Tensión TI (KVc)
	En Seco	Bajo LLuvia		En Seco	Bajo LLuvia	
1	75	45	110	70	40	100
2	130	75	195	130	75	190
3	180	115	275	180	110	270
4	235	155	360	225	140	340
5	280	195	430	270	175	410
6	325	230	505	315	210	480
7	375	265	580	360	245	550
8	420	300	660	415	280	620
9	465	325	730	450	310	690
10	510	375	800	490	345	760
11	550	410	880	530	375	830
12	595	440	955	570	405	900
13	635	475	1025	610	435	970
14	675	510	1095	650	465	1035
15	715	540	1160	690	495	1100
16	755	570	1230	725	525	1165
17	800	600	1300	765	555	1230
18	855	635	1370	800	585	1295
19	875	665	1440	840	610	1360
20	915	700	1510	875	640	1425
21	950	730	1575	915	670	1490
22	990	760	1640	950	700	1585
23	1030	790	1710	985	725	1620
24	1065	820	1775	1025	755	1680
25	1100	855	1850	1060	785	1745

Tipo Standard  
Marcas-CAP  
U-120, M-97

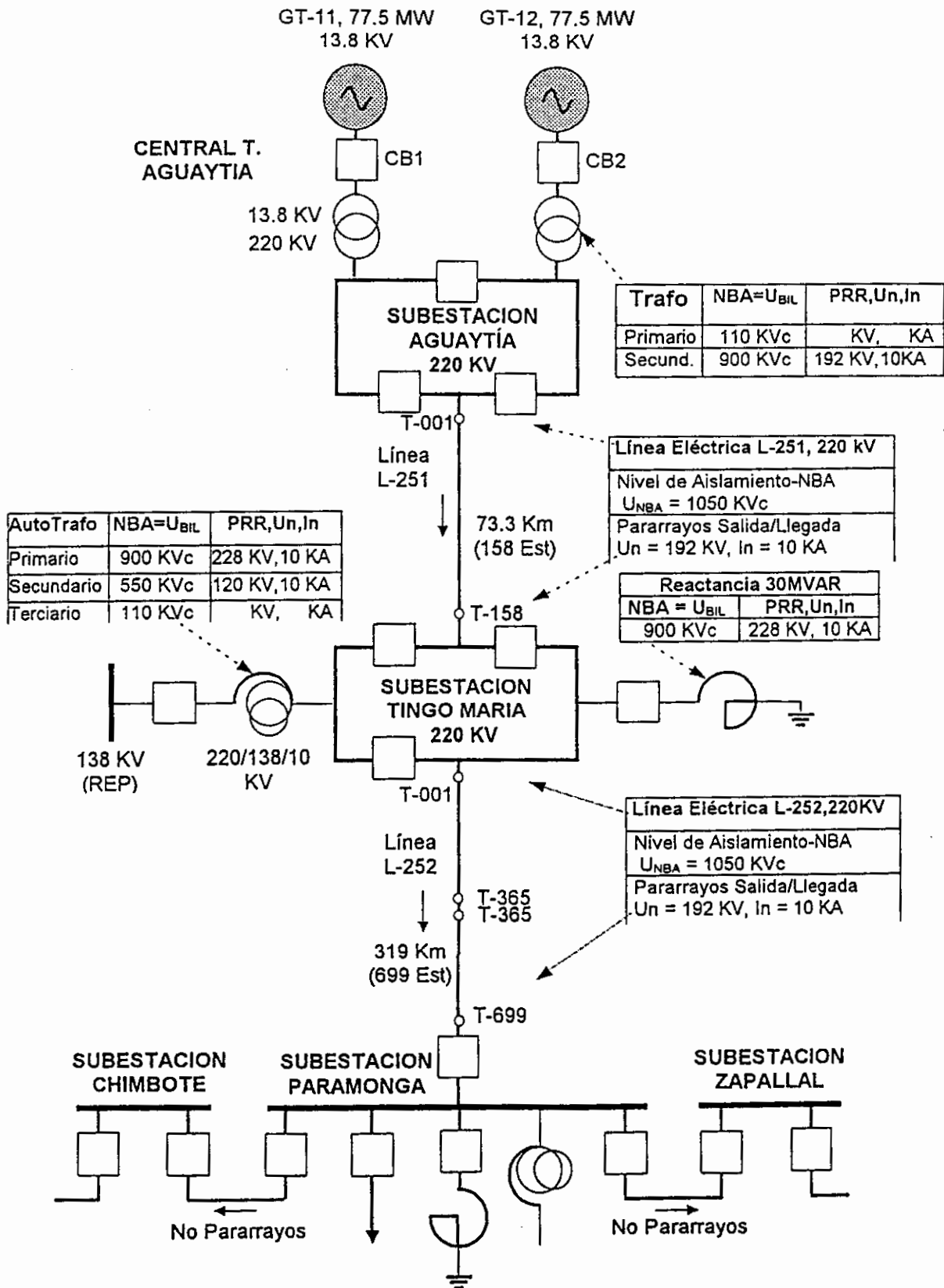


## ANEXO 02

### Figuras

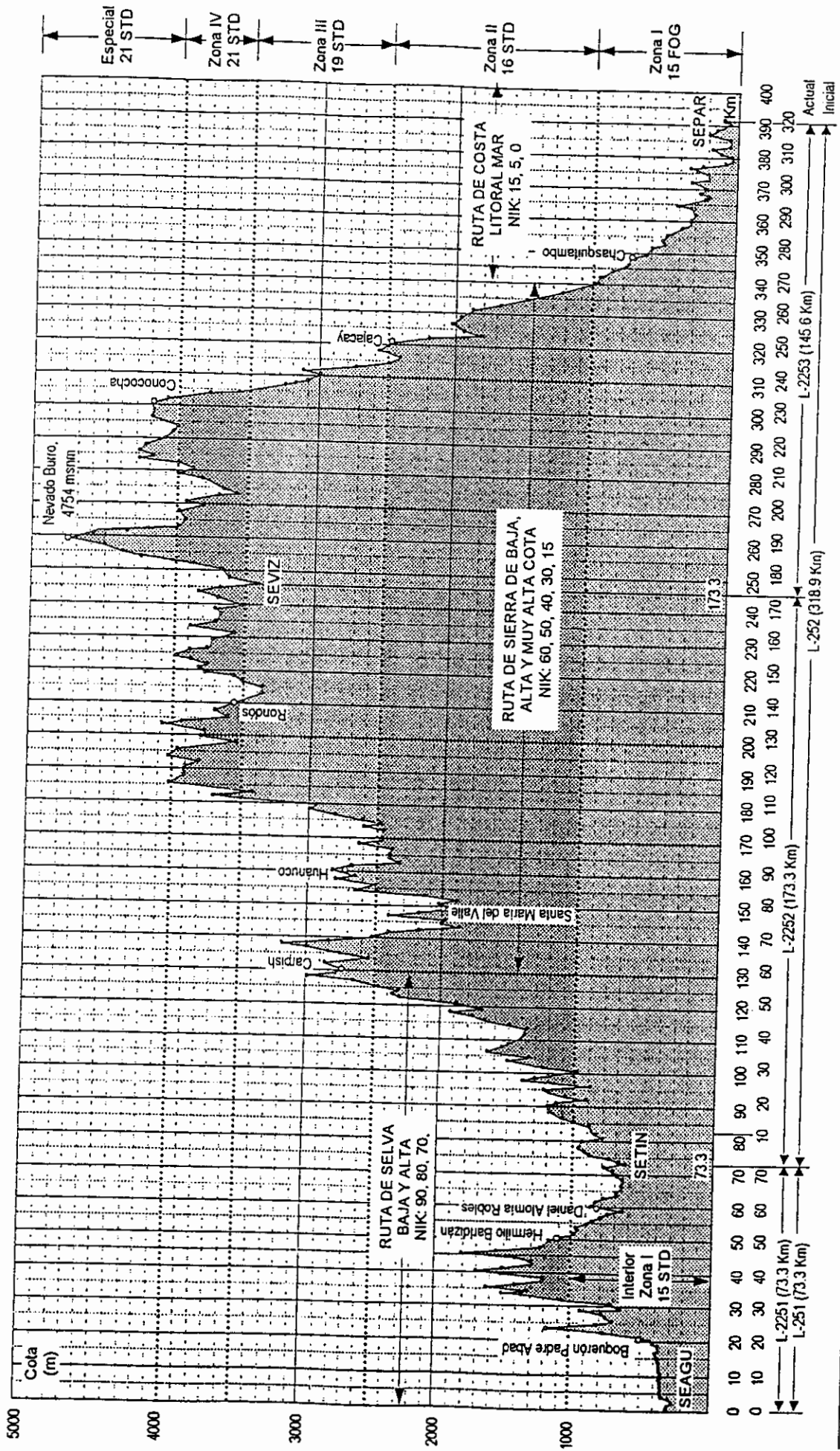
L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

Fig. 4.3.1.- Niveles Básicos del Aislamiento y Apartarrayos Instalados a 220 KV



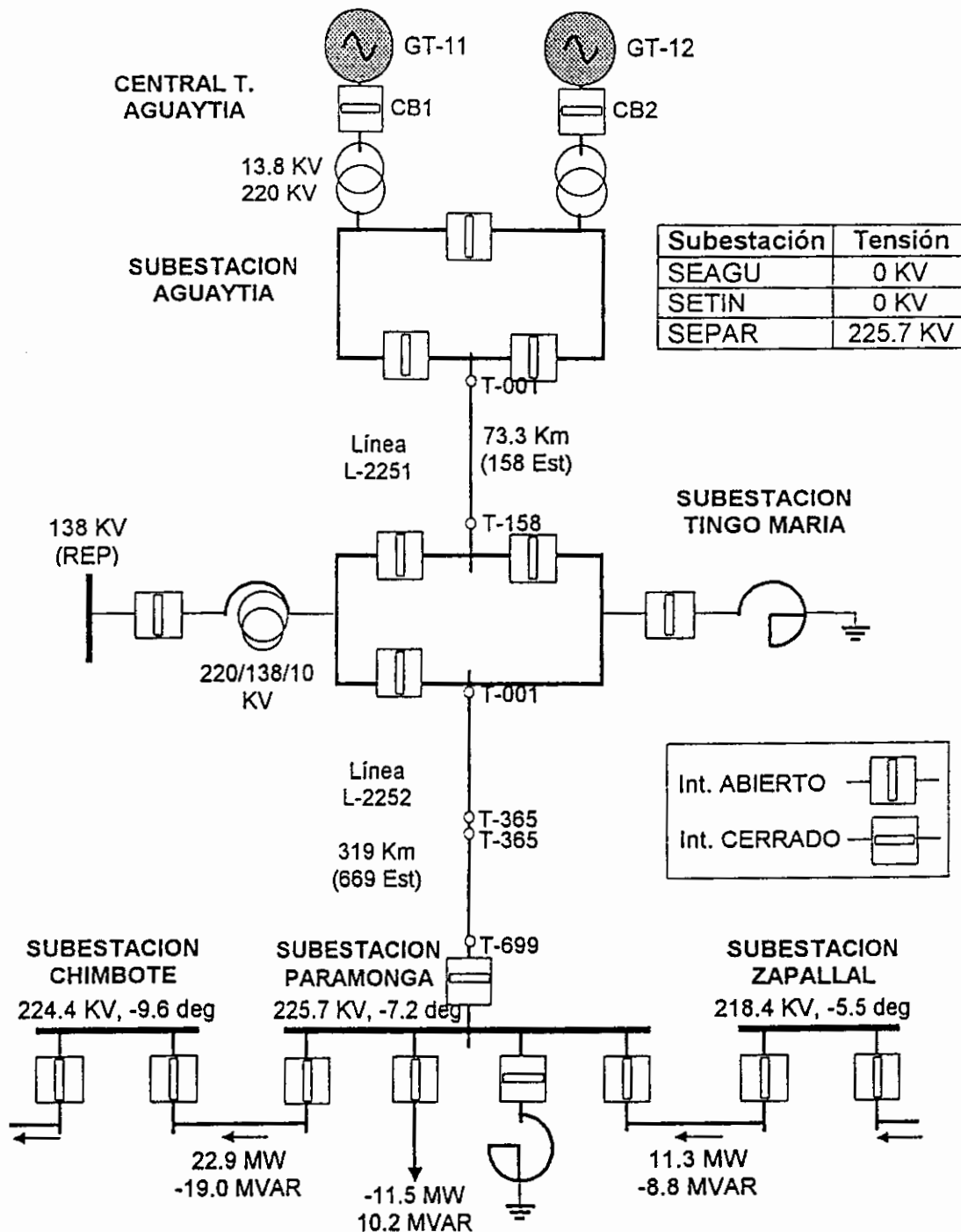
L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

Fig. 4.3.3.- Perfil de Zonas de Aislamiento y Niveles Isoceraúnicos de la Línea



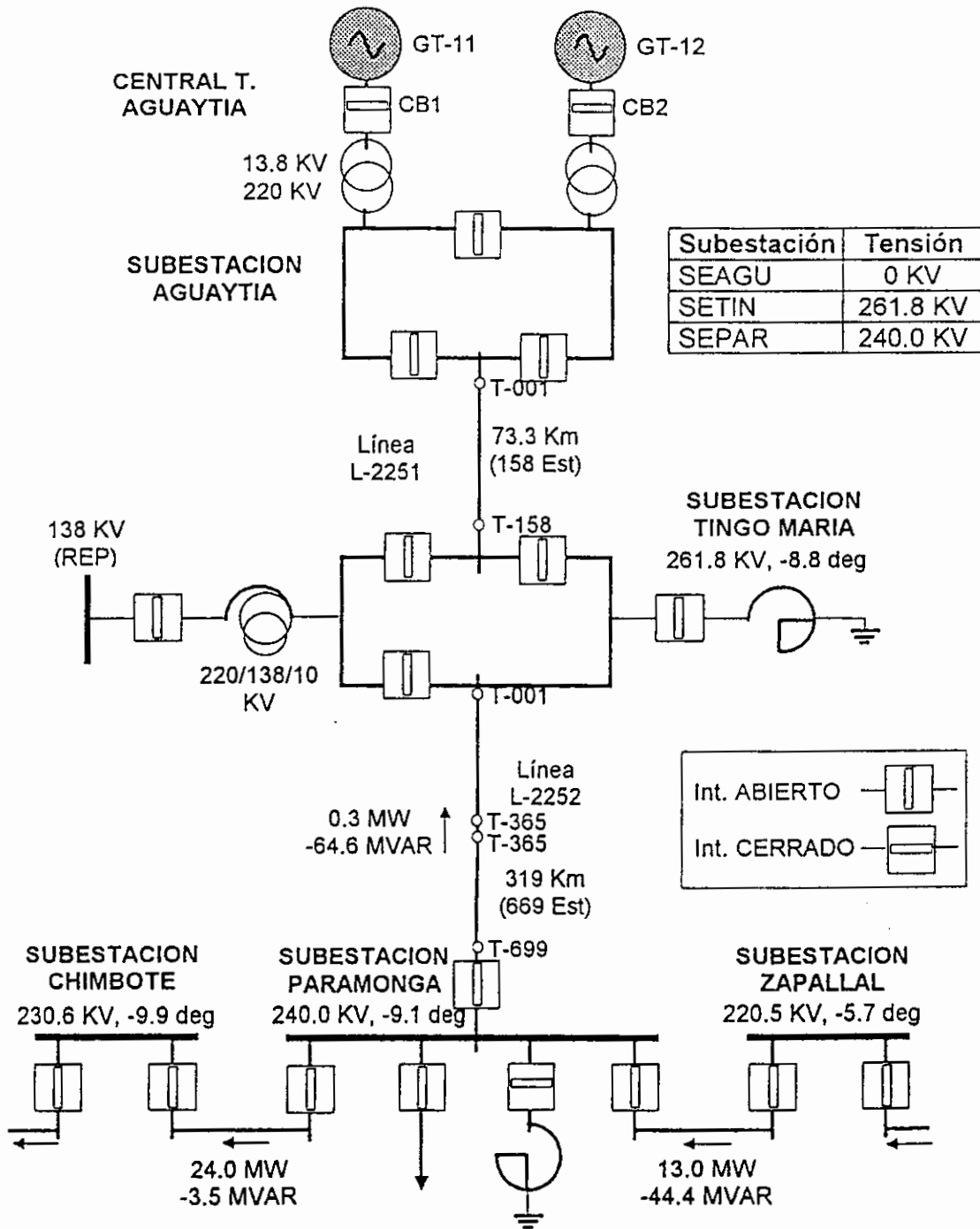
L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

- Caso 1F-1, Producción de C.T. Aguaytía 0 MW -



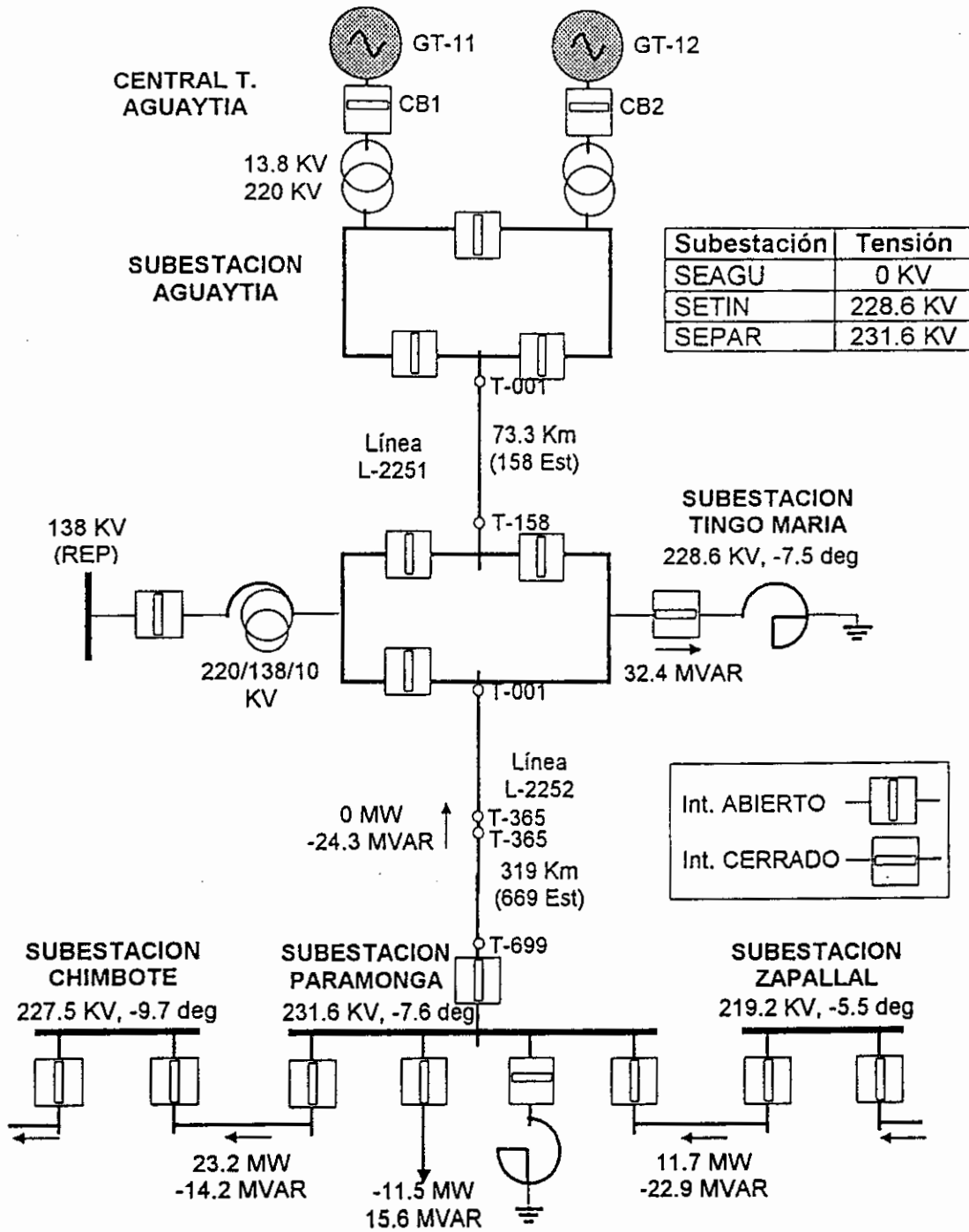
L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

- Caso 2F, Energización de SEPAR a SETIN -



L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

- Caso 3F, Energización de SEPAR a SETIN (30 MVAR) -



L.T. AGUAYTIA – PARAMONGA NUEVA DE ETESELVA S.R.L.,  
EXAMEN DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DEL PROYECTO

- Caso 4F, Energización de SEPAR (40 MVAR) a SETIN (30 MVAR) -

