Universidad de La Salle
Ciencia Unisalle

Ingeniería Eléctrica | Facultad de Ingeniería

1-1-2004

Estudio técnico analítico y estadístico de sobretensiones de tipo atmosférico utilizando diferentes metodologías, y de sobretensiones por maniobra con el uso del ATP en la línea de transmisión Guavio, Tunal

John Jairo Ramos Mendivelso
Universidad de La Salle, Bogotá

Fredy Edilson Valero Fonseca
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Ramos Mendivelso, J. J., & Valero Fonseca, F. E. (2004). Estudio técnico analítico y estadístico de sobretensiones de tipo atmosférico utilizando diferentes metodologías, y de sobretensiones por maniobra con el uso del ATP en la línea de transmisión Guavio, Tunal. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/481

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

ESTUDIO TÉCNICO ANALÍTICO Y ESTADÍSTICO DE SOBRETENSIONES DE TIPO ATMOSFÉRICO UTILIZANDO DIFERENTES METODOLOGÍAS, Y DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA CON EL USO DEL ATP EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO – TUNAL

JOHN JAIRO RAMOS MENDIVELSO

FREDY EDILSON VALERO FONSECA

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
BOGOTÁ D. C.
2004

ESTUDIO TÉCNICO ANALÍTICO Y ESTADÍSTICO DE SOBRETENSIONES DE TIPO ATMOSFÉRICO UTILIZANDO DIFERENTES METODOLOGÍAS, Y DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA CON EL USO DEL ATP EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO – TUNAL

JOHN JAIRO RAMOS MENDIVELSO

FREDY EDILSON VALERO FONSECA

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero electricista

Director
Rafael Chaparro Beltrán
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D. C.
2004

Nota de aceptación:

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

_____
Firma del director del proyecto

_____
Firma del jurado

_____
Firma del jurado

Bogotá D. C. (17, Agosto, 2004)

DEDICATORIA:

Dedico este trabajo y la culminación de mis estudios profesionales a DIOS por su misericordia y ayuda, por que sin él nada en mi vida seria realidad; a mis padres y hermana por su eterna colaboración y sacrificio, por que por ellos soy lo que soy; a mi compañero de tesis, por su gran amistad y profunda sinceridad ya que su contribución a este trabajo fue un granito más de arena para que esto fuera una realidad; y en general a mis familiares y profesores por tenerme en cuenta en sus vidas y darme un poquito de cada uno como contribución a mi desarrollo personal y profesional.

John Jairo

Mis agradecimientos sinceros a DIOS por ser la luz que guía mi vida; a mi Padre por que su ejemplo de responsabilidad, sacrificio y amor a la ingeniería eléctrica, fueron los pilares fundamentales que inculcaron en mí, esta vocación; a mi Madre por su cariño y apoyo incondicional, luchadora incansable que mantiene unido con su amor el seno familiar; a mis Hermanos por su amor fraterno; a mi Esposa y a mi Hijo a quienes quiero tanto y son el motivo para seguir luchando con esperanza y alegría; a mi compañero de tesis por su amistad y ejemplo de dedicación; a mis familiares, compañeros y profesores que a lo largo de la vida me han ayudado a ser una mejor persona con amor por su profesión.

Fredy

AGRADECIMIENTOS

Nuestros sinceros agradecimientos al Ingeniero Rafael Chaparro Beltrán, director del proyecto y docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle, por brindarnos su valiosa experiencia y conocimiento para el desarrollo del proyecto, por la formación personal y profesional que nos inculcó durante nuestra permanencia en la Universidad, y por enseñarnos a ser personas con valores éticos que contribuyan al desarrollo de nuestro país.

Al Ingeniero Jorge Villate Castillo, Decano de la Facultad de Ingenieria Eléctrica de la Universidad de la Salle, por su amistad y colaboración desinteresada, por la gestión adelantada ante la Empresa de Energía de Bogotá, ya que sin esta la realización del proyecto no hubiese sido una realidad.

Al Ingeniero Ernesto Moreno Restrepo, Gerente de Transmisión de la Empresa de Energía de Bogotá, al Ingeniero Enrique Ayobi, y al Ingeniero Raúl Gil, por el suministro de la información necesaria que nos permitió realizar el estudio en la línea de transmisión Guavio – Tunal, por su colaboración y orientación en el desarrollo del proyecto.

Al Doctor Rafael Enrique Ramos Jiménez, por sus consejos, orientación, profunda amistad y gran colaboración profesional, ya que su aporte contribuye al perfeccionamiento de nuestras vidas, y al crecimiento de nuestros criterios profesionales.

Al cuerpo de docentes de la Facultad de Ingenieria Eléctrica de la Universidad de la Salle, por su continua contribución al crecimiento académico, personal y profesional, que han enriquecido nuestras vidas.

CONTENIDO

VOLUMEN I

pág.

INTRODUCCION 28

1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL 31

1.1. MODELAMIENTO PRELIMINAR DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL 33

1.1.1. Sistema conductor de fase y cable de guarda 33

1.1.1.1. Distancia vertical entre los puntos de apoyo 33

1.1.1.2. Coordenadas del punto más bajo de la catenaria 34

1.1.1.3. Altura promedio respecto al punto más bajo 36

1.1.1.4. Separación media entre conductor de fase y cable de guarda 36

1.1.2. Sistema equivalente terreno, conductor de fase y cable de guarda 37

1.1.3. Ángulo promedio de apantallamiento 37

1.2. MODELO MATEMÁTICO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD A 230 kV 38

1.2.1. Presión de viento sobre superficie cilíndrica 38

1.2.2. Fuerza del viento sobre el conductor de fase 39

1.2.3. Fuerza del viento sobre el aislador y la cadena de aisladores 39

1.2.4. Peso de los conductores en la cadena de aisladores 40

1.2.5. Peso de la cadena de aisladores 40

1.2.6. Ángulo de desvío de la cadena de aisladores y conductores de fase por acción de la presión de viento 40

pág.

1.2.7. Distancias eléctricas a 230 kV 41

1.2.8. Distancias eléctricas a 500 kV 52

1.3. CONCLUSIONES Y DIAGNÓSTICO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA LÍNEA 58

2. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF - KOSTENKO PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL POR FALLAS DEL APANTALLAMIENTO 60

2.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF - KOSTENKO PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE SALIDAS DE LÍNEA VANO A VANO 60

2.1.1. Probabilidad de falla del apantallamiento 60

2.1.2. Densidad de descargas al vano 61

2.1.3. Densidad de descargas a tierra 61

2.1.4. Banda de atracción o sombra eléctrica 61

2.1.5. Probabilidad de que se exceda la corriente crítica 62

2.1.6. Corriente crítica 62

2.1.7. Impedancia característica del conductor 62

2.1.8. Número de salidas 63

2.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF – KOSTENKO PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE SALIDAS DE LÍNEA POR 100 KILÓMETROS POR AÑO 63

2.2.1. Probabilidad de falla del apantallamiento 63

2.2.2. Número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año 64

2.2.3. Número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año 64

pág.

2.2.4. Magnitud de la corriente crítica 65

2.2.5. Probabilidad de exceder la corriente crítica 65

2.2.6. Número de salidas de la línea por falla del apantallamiento 65

2.3. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA BURGSDORF – KOSTENKO VANO A VANO 67

2.4. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA BURGSDORF – KOSTENKO POR 100 KILÓMETROS POR AÑO 69

3. APLICACIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE I PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL POR FALLAS DEL APANTALLAMIENTO 71

3.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE I 71

3.1.1. Número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año 71

3.1.2. Altura promedio del cable de guarda en la línea 71

3.1.3. Número de rayos a la línea por 100 kilómetros por año 72

3.1.4. Radio corona 72

3.1.5. Radio equivalente de un haz de conductores libre de corona 73

3.1.6. Impedancia impulso propia eficaz del conductor **n** 73

3.1.7. Corriente mínima crítica del rayo 74

3.1.8. Distancia mínima crítica de atracción del rayo 74

3.1.9. Abscisa del cable de guarda para apantallamiento efectivo 74

3.1.10. Ángulo de apantallamiento efectivo 75

pág.

3.1.11. Ancho no protegido 75

3.1.12. Distancia máxima de atracción del rayo 76

3.1.13. Corriente máxima para que ocurra falla a una distancia máxima de atracción del rayo 77

3.1.14. Probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente máxima, mínima 78

3.1.15. Número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año 78

3.2. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA SIMPLIFICADA DE LOS DOS PUNTOS PARTE I 79

4. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE ONDAS VIAJERAS - ANDERSON PARA DETERMINAR LAS SALIDAS DE LA LÍNEA POR EL MECANISMO DE FLAMEO INVERSO. 81

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA 81

4.1.1. Densidad de descargas a la torre 81

4.1.1.1. Densidad de descargas a tierra 82

4.1.1.2. Ancho de banda de atracción ó Sombra eléctrica 82

4.1.1.3. Vano promedio 82

4.1.2. Probabilidad de que se exceda la corriente crítica 83

4.1.2.1. Impedancia característica resultante 83

4.1.2.1.1. Impedancia característica equivalente de los cables de guarda 84

4.1.2.1.2. Impedancia característica de la torre 85

4.1.2.2. Voltaje en el tope de la torre 86

pág.

4.1.2.2.1. Coeficiente de reflexión en el tope y la base de la torre 86

4.1.2.2.2. Coeficiente de refracción 87

4.1.2.2.3. Factor de acople 88

4.1.2.2.4. Cálculo de tiempos 88

4.1.3. Número de salidas 90

4.2. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA DE ONDAS VIAJERAS - ANDERSON 94

5. APLICACIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE II PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL POR EL MECANISMO DE FLAMEO INVERSO 97

5.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE II 97

5.1.1. Tensión de soporte del aislamiento 97

5.1.2. Impedancia mutua entre cables de guarda 99

5.1.3. Impedancia impulso eficaz equivalente 99

5.1.4. Factor de acople para cada fase 99

5.1.5. Impedancia impulso de la torre 100

5.1.6. Tiempo de duración del viaje de la onda 100

5.1.7. Tiempo de duración del viaje por el vano 101

5.1.8. Tiempo del viaje desde la parte superior de la torre a la cruceta 101

5.1.9. Impedancia intrínseca del circuito 102

pág.

5.1.10. Impedancia de onda constante de la torre 102

5.1.11. Constante de amortiguamiento 103

5.1.12. Factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra 103

5.1.13. Tensión en la parte superior de la torre 103

5.1.14. Componente de la tensión reflejada 104

5.1.15. Tensión a través de la resistencia de puesta a tierra 104

5.1.16. Tensión inducida en la cruceta 105

5.1.17. Tensión impulso a través del aislamiento 105

5.1.18. Tensión en la parte superior de la torre, en 6 μs 105

5.1.19. Componente de la tensión reflejada, en 6 μs 106

5.1.20. Tensión impulso a través del aislamiento, en 6 μs 106

5.1.21. Corriente crítica del rayo que producirá flameo 106

5.1.22. Corriente crítica del rayo que producirá flameo sobre una fase en cualquier instante 107

5.1.23. Probabilidad de que la corriente pico de cualquier rayo pueda exceder I'_{cn} 107

5.1.24. Número de torres sobre la cual caen rayos 108

5.1.25. Número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año 108

5.2 CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS, PARTE II 112

6. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO CON AYUDA DEL ATP 115

pág.

6.1. MODELO GENERAL DEL SISTEMA DE POTENCIA GUAVIO – TUNAL DISEÑADO CON ATP. 116

6.1.1. Modelo de línea de transmisión 116

6.1.2. Modelo de generador 117

6.1.3. Modelo de los equivalentes Thévenin 118

6.1.4. Modelo de cargas 119

6.1.5. Modelo de interruptores 120

6.1.6. Modelo de medidor de potencia activa y reactiva 120

6.1.7. Modelo de medidor de tensión RMS 120

6.2. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTABLE 121

6.3. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR APERTURA DE LA LÍNEA EN VACÍO. 124

6.4. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR CIERRE DE LA LÍNEA EN VACÍO. 125

6.5. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE OPERACIONES DE RECIERRE. 126

6.6. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE SOBRETENSIONES POR OCURRENCIA DE FALLAS. 126

6.6.1. Falla Línea a tierra. 127

6.6.2. Falla Línea - Línea a tierra. 128

6.6.3. Falla Línea - Línea. 130

6.6.4. Falla por pérdida súbita de carga. 131

7. CONCLUSIONES. 133

pág.

8. BIBLIOGRAFÍA 137

VOLUMEN II

APÉNDICE A. SOBRETENSIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 139

1.1 SOBRETENSIONES EXTERNA 139

1.1.1. Características de las descargas atmosféricas 139

1.1.1.1. Formación y evolución de la descarga 139

1.1.1.2. Evolución de la descarga 140

1.1.1.3. El trueno 141

1.1.1.4. Características de la descarga eléctrica 142

1.1.1.5. Magnitud de la corriente 144

1.1.1.6. Forma de onda 144

1.1.1.7. Carga 145

1.1.2. Efecto de las descargas atmosféricas sobre líneas de transmisión 145

1.1.2.1. Inducción electrostática 146

1.1.2.2. Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante 146

1.1.2.3. Carga producida por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico 146

1.1.2.4. Descarga indirecta 146

1.1.2.5. Descarga directa 147

1.1.2.5.1. Descarga directa al conductor de fase 147

1.1.2.5.2. Descarga directa al cable de guarda o a las torres 147

pág.

1.2. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO 148

1.2.1. Sobretensiones transitorias o de maniobras 148

1.2.1.1. Desconexión de transformadores en vacío 148

1.2.1.2. Desconexión de reactores 150

1.2.1.3. Apertura de líneas en vacío 150

1.2.1.4. Energización y recierres en líneas de transmisión 152

1.2.1.4.1. Cierre de líneas en vacío 152

1.2.1.4.2. Operaciones de recierre 153

1.2.1.4.3. Cierre y recierre de líneas en el lado de baja tensión 154

1.2.1.4.4. Cierre y recierre de líneas terminadas en transformadores 155

1.2.1.5. Despeje de fallas 155

1.2.1.5.1. Fallas con corriente simétrica 155

1.2.1.5.2. Fallas con corriente asimétrica 156

1.2.1.5.3. Falla en voltaje de arco 156

1.2.2. Sobretensiones a frecuencia de servicio 157

1.2.2.1. Sobretensiones por ocurrencia de fallas 157

1.2.2.2. Cierre de líneas en vacío (EFECTO FERRANTI) 157

1.2.2.3. Fallas a tierra 158

1.2.2.4. Sobretensiones por pérdida súbita de carga 160

pág.

1.2.2.5. Autoexcitación 160

1.2.2.6. Conductores abiertos 160

APÉNDICE B. PARÁMETROS Y MÉTODOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ANTE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. 163

2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROBLEMA 163

2.2. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA TASA DE SALIDAS 164

2.2.1. Nivel isoceráunico 164

2.2.2. Densidad de impactos a la línea 165

2.2.2.1. Densidad de descargas a tierra 165

2.2.2.2. Ancho de banda de atracción ó Sombra eléctrica 165

2.2.2.3. Número de descargas directas a la línea 166

2.2.3. Distribución de impactos a torres y vanos 166

2.2.4. Onda de corriente de la descarga eléctrica 167

2.2.5. Resistencia de pie de torre 168

2.2.6. Inductancia e impedancia característica de la torre 169

2.2.6.1. Inductancia de la torre 171

2.2.6.2. Impedancia característica de la torre 171

2.2.7. Impedancia característica propia y mutua de conductores 172

2.2.7.1. Impedancia característica de un conductor 172

pág.

2.2.7.2. Impedancia característica mutua entre dos conductores 172

2.2.7.3. Impedancia característica equivalente de dos cables de guarda 174

2.2.8. Factor de acople 174

2.2.9. Tensión de frecuencia industrial 176

2.2.10. Efecto corona 176

2.2.11. Características del flameo sobre el aislamiento 177

2.2.12. Relación entre el número de salidas de la línea y el número de flameos causados por descargas atmosféricas 177

2.3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 177

2.3.1. Salidas por falla de apantallamiento 178

2.3.1.1. Método de Burgsdorf - Kostenko 179

2.3.1.2. Método simplificado de "Los Dos Puntos I" 180

2.3.1.2.1. Mecanismos de generación de fallas del apantallamiento por descargas atmosféricas 181

2.3.2. Salidas por flameo inverso 183

2.3.2.1. Método de ondas viajeras 185

2.3.2.2. Método de Anderson 189

2.3.2.2.1. Distribución de descargas a torres y vanos 189

2.3.2.2.2. Número de descargas a tierra 190

2.3.2.2.3. Número de descargas interceptadas por la línea 190

pág.

2.3.2.2.4. Cálculo de impedancias características propias y mutuas de conductores 190

2.3.2.2.5. Factor de acople 190

2.3.2.2.6. Cálculo de la tensión sobre la cadena de aisladores 190

2.3.2.2.7. Cálculo de la corriente crítica 190

2.3.2.2.8. Cálculo de la probabilidad de ocurrencia de corriente crítica 192

2.3.2.2.9. Cálculo del número de salidas de la línea 193

2.3.2.3. Método simplificado de "Los Dos Puntos II" 193

2.3.2.3.1. Ondas reflejadas 193

2.3.2.3.2. Primera descarga del rayo 194

2.3.2.3.3. Ecuación de tensión 194

2.3.2.3.4. Factor de acoplamiento 194

2.3.2.3.5. Efecto de las tensiones a baja frecuencia 194

2.4. AISLAMIENTO, PROTECCIÓN CONTRA RAYO Y MODELOS DE ESPACIAMIENTO 195

2.4.1. Coordinación del aislamiento 195

2.4.2. Protección contra rayo 200

2.4.3. Modelos de espaciamiento del conductor 203

APÉNDICE C. PARÁMETROS Y MODELOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ANTE SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO CON AYUDA DEL ATP 211

3.1. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS O DE MANIOBRA 211

pág.

3.1.1. Características del interruptor 211

3.1.2. Sistema de la fuente 211

3.1.3. Línea de transmisión 211

3.1.4. Medios de control de las sobretensiones transitorias o de maniobra 212

3.1.4.1. Limitación o reducción de las cargas atrapadas 212

3.1.4.2. Amortiguamiento de las oscilaciones 212

3.1.4.3. Maniobra en un instante favorable 213

3.1.5. Medios de control de las sobretensiones a frecuencia de servicio 213

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA ATP 213

3.2.1. Componentes que constituyen el modelo del sistema 215

3.2.2. Introducción de los modelos de elementos de ramas 216

3.2.2.1. Modelo de resistencias, inductancias y capacitancias no acopladas 216

3.2.2.2. Modelo de resistencia e inductancia acopladas. Uso de los valores Zo y Z1 216

3.2.2.3. Transformadores 217

3.2.2.4. Líneas de transmisión con parámetros distribuidos 217

3.2.2.4.1. Modelo de línea sin distorsión 217

3.2.2.4.2. Modelo de línea con resistencia concentrada 218

3.2.2.4.3. Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia 218

3.2.2.4.4. Recomendaciones sobre el uso de modelos de líneas 218

pág.

3.2.2.4.5. Circuito PI 219

3.2.2.4.6. Parámetros distribuidos constantes 219

3.2.2.4.7. Modelo SEMLYEN 220

3.2.2.4.8. Modelo José Martí 220

3.2.2.4.9. Modelo de Taku Noda 220

3.2.2.5. Descargadores 221

3.2.2.6. Modelos de interruptores 221

3.2.2.6.1. Interruptores ordinarios 221

3.2.2.6.2. Interruptores convencionales 221

3.2.2.6.3. Interruptores controlados por tensión 221

3.2.2.6.4. Interruptores estadísticos y sistemáticos 222

3.2.2.6.5. Interruptores para medición 222

3.2.2.7. Pre - arco 222

3.2.2.8. Reigniciones 223

3.2.2.9. Resistencia de arco 223

3.2.2.10. Fuentes 223

3.2.2.10.1. Función escalón 224

3.2.2.10.2. Función rampa 224

3.2.2.10.3. Función doble rampa 224

pág.

3.2.2.10.4. Función sinusoidal 224

3.2.2.10.5. Función impulso 225

3.2.2.11. Guía para comenzar con el modelo de un sistema 225

3.2.2.11.1. Unidades de los parámetros 226

3.2.2.11.2. Requisitos de la topología de la red 226

3.2.2.11.3. Selección del paso de tiempo y del tiempo máximo de simulación 226

9. ANEXOS (CD – ROM) 229

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea, en cada zona de nivel isoceráunico 66

Tabla 2. Número de fallas del apantallamiento de la línea por 100 kilómetros por año y número de salidas totales y promedio, en cada zona de nivel isoceráunico 66

Tabla 3. Número de fallas del apantallamiento de la línea por 100 kilómetros por año y número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, totales y promedio en cada zona de nivel isoceráunico 79

Tabla 4.Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 5Ω 91

Tabla 5. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 10Ω 91

Tabla 6. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 15Ω 92

Tabla 7. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 20Ω 92

Tabla 8. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 25Ω 93

Tabla 9. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 30Ω 93

Tabla 10. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico y con resistencia de puesta a tierra de 40Ω 94

Tabla 11. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 5Ω 109

pág.

Tabla 12. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 10Ω 109

Tabla 13. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 15Ω 110

Tabla 14. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 20Ω 110

Tabla 15. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 25Ω 111

Tabla 16. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 30Ω 111

Tabla 17. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 kilómetros de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 40Ω 112

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulos de desvío para la torre de suspensión Tipo AP entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración final a 230 kV 43

Figura 2. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AG entre 1000 a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 44

Figura 3. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulos de desvío para la torre de suspensión Tipo AG superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 45

Figura 4. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 46

Figura 5. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA entre 1000 y 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 47

Figura 6. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 48

Figura 7. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retensión Tipos B, C y D entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 49

Figura 8. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retensión Tipos B, C y D entre 1000 y 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 50

Figura 9. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retensión Tipos B, C y D superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV 51

Figura 10. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de suspensión Tipo AA y AG, configuración final a 500 kV 53

Figura 11. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AP, configuración final a 500 kV 54

pág.

Figura 12. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D entre 0 y 1000 m.s.n.m, configuración final a 500 kV 55

Figura 13. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D entre 1000 y 1800 m.s.n.m, configuración final a 500 kV 56

Figura 14. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D superiores a 1800 m.s.n.m, configuración final a 500 kV 57

Figura 15. Efecto sobre las tensiones del aislamiento de las corrientes-cresta del rayo con varios tiempos de frente e iguales amplitudes 97

Figura 16. Relaciones requeridas entre la corriente de cresta, la tasa de crecimiento y el tiempo de cresta de una función rampa, forma de onda seleccionada para satisfacer los requerimientos de probabilidad 98

Figura 17. Impedancia impulso de la torre 101

Figura 18. Elementos básicos para evaluar las tensiones a través del aislamiento 102

Figura 19. Modelo del sistema de potencia Guavio – La Reforma – Tunal. 116

Figura 20. Modelo de línea de transmisión con datos de entrada. 117

Figura 21. Modelo de generador con datos de entrada. 117

Figura 22. Modelo de equivalentes Thévenin 118

Figura 23. Modelo de carga equivalente 119

Figura 24. Modelo de interruptores 120

Figura 25. Modelo de medidor de potencia 120

Figura 26. Modelo de medidor de tensión RMS 121

Figura 27. Gráfica de potencias activas del sistema 121

pág.

Figura 28. Gráfica de potencias reactivas del sistema 122

Figura 29. Gráfica de tensiones RMS del sistema 122

Figura 30. Gráfica de tensiones línea a línea 123

Figura 31. Gráfico de la sobretensión en los polos del interruptor en la apertura de línea en vacío. 124

Figura 32. Gráfico de la sobretensión en los polos del interruptor en el cierre de línea en vacío. 125

Figura 33. Gráfico de sobretensiones en una operación de recierre de línea en vacío. 126

Figura 34. Gráfico de sobretensiones en falla línea a tierra, de corta duración. 127

Figura 35. Gráfico de sobretensiones en falla línea a tierra, de larga duración autosostenida. 128

Figura 36. Gráfico de sobretensiones en falla línea - línea a tierra, de corta duración. 129

Figura 37. Gráfico de sobretensiones en falla línea - línea a tierra, de larga duración autosostenida. 129

Figura 38. Gráfico de sobretensiones en una falla línea - línea. 130

Figura 39. Gráfico de potencias activas en una falla línea - línea. 130

Figura 40. Gráfico de potencias activas en una falla trifásica. 131

Figura 41. Gráfico de sobretensiones por pérdida súbita de carga. 132

Figura 42. Gráfico de potencia reactiva por pérdida súbita de carga. 132

Figura 43. Evolución de la descarga atmosférica 140

Figura 44. Curva de distribución de la magnitud de la corriente de descarga 142

pág.

Figura 45. Curvas de distribución de tiempo a cresta de la corriente de descarga 143

Figura 46. Circuito equivalente para una descarga eléctrica 143

Figura 47. Determinación del frente de onda de una corriente de impacto 144

Figura 48. Determinación del frente de onda de una tensión de impacto 145

Figura 49. Desconexión de un transformador en vacío 149

Figura 50. Ciclo de histéresis de un transformador 149

Figura 51. Reencendido de un interruptor 151

Figura 52. Apertura de una línea en vacío 151

Figura 53. Diagrama de circuito y forma de onda básicas de voltaje a tierra de cierre en líneas en vacío 152

Figura 54. Operación de recierre en una línea en vacío 154

Figura 55. Despeje de fallas 155

Figura 56. Parámetros básicos de voltaje de recuperación falla simétrica 155

Figura 57. Voltaje de recuperación falla asimétrica 156

Figura 58. Voltaje de recuperación con voltaje de arco 156

Figura 59. Sobretensión de falla a tierra 159

Figura 60. Conductores abiertos 161

Figura 61. Ancho de banda de atracción. Circuito horizontal sencillo con dos cables de guarda 166

Figura 62. Forma de onda de la corriente de descarga 167

pág.

Figura 63. Forma de onda de la tensión de descarga 168

Figura 64. Magnitud de la resistencia a 60 Hz y de impulso según el valor de la corriente de impulso 169

Figura 65. Modelo de torre típica Guavio – Tunal 170

Figura 66. Cilindro equivalente de radio medio Rm a partir de dos conos truncados 171

Figura 67. Distancias a torre entre conductores y sus imágenes 173

Figura 68. Corriente del rayo representada como una simple función rampa. Tensiones a través del aislamiento evaluada en solo dos puntos 180

Figura 69. Curva CIGRE de Tensión vs Tiempo para flameo del aislamiento de la línea 181

Figura 70. Modelo electrogeométrico para análisis de falla por apantallamiento 182

Figura 71. Onda impulso a partir de dos ondas exponenciales 185

Figura 72. Elementos básicos de la teoría de ondas viajeras 186

Figura 73. Diagrama de celosía para evaluar la tensión a través del aislamiento de la torre 190

Figura 74. Flameo inverso en una torre 191

Figura 75. Circuito equivalente para flameo inverso de la fase a 191

Figura 76. Curva de Popolansky para evaluar la probabilidad de que la corriente crítica sea excedida 192

Figura 77. Tensión por unidad del aislamiento bajo la curva de Tensión vs Tiempo 194

Figura 78. Reducción del ángulo de protección contra rayo según la altura de la estructura 201

Figura 79. Modelos de espaciamiento superpuestos para los tres tipos de tensiones 203

pág.

Figura 80. Dimensiones asumidas para la vista lateral de la estructura a la elevación del conductor de fase 206

Figura 81. Modelo de espaciamiento para una estructura 30 S con conductor sencillo 207

Figura 82. Modelo de espaciamiento para una estructura tangente 30 S con doble conductor 208

Figura 83. Modelo de espaciamiento para una estructura en ángulo 30 A con conductor sencillo 209

Figura 84. Modelo de espaciamiento para una estructura en ángulo 30 A con doble conductor 210

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo 1. Mapa de niveles isoceráunicos de Colombia 229

Anexo 2. Mapa de niveles isoceráunicos de las zonas por donde pasa la línea de transmisión Guavio – Tunal 230

Anexo 3. Mapa de vientos máximos en Colombia con período de retorno de 50 años 231

Anexo 4. Mapa de velocidad máxima promedio del viento en Colombia 232

Anexo 5. Torre típica en configuración inicial a 230 kV de la línea de transmisión Guavio – Tunal 233

Anexo 6. Torre típica en configuración final a 500 kV de la línea de transmisión Guavio – Tunal 234

Anexo 7. Poste típico de la línea de transmisión Guavio – Tunal 235

Anexo 8. Dimensionamiento eléctrico de diseño de torres de suspensión a 230 kV 236

Anexo 9. Dimensionamiento eléctrico de diseño de torres de retención a 230 kV 237

Anexo 10. Características de las sobretensiones en cadenas de aisladores en suspensión y espacios de aire 238

Anexo 11. Valores de sobretensiones para espacios de aire 239

Anexo 12. Ángulo de desvío medio y máximo de los conductores de fase y verificación con respecto a los ángulos de diseño a 230 kV 242

Anexo 13. Distancias eléctricas contra sobretensiones de tipo atmosférico, a frecuencia industrial y de interrupción, y verificación con las distancias de diseño a 230 kV 251

Anexo 14. Distancias horizontales y verticales de conductor de fase y del cable de guarda al punto más bajo de la catenaria, y diferencias de altura entre los amarres a un nivel de tensión de 230 kV 260

pág.

Anexo 15. Altura promedio y ángulo de apantallamiento promedio en cada uno de los vanos 269

Anexo 16. Ángulo de desvío medio y máximo de los conductores de fase y verificación con respecto a los ángulos de diseño a 500 kV 277

Anexo 17. Distancias eléctricas contra sobretensiones de tipo atmosférico, a frecuencia industrial y de interrupción, y verificación con las distancias de diseño a 500 kV 286

Anexo 18. Determinación del número de salidas de la línea en los vanos por año debido a la falla del apantallamiento 295

Anexo 19. Determinación del número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año, debido a la falla del apantallamiento 303

Anexo 20. Determinación del número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año 311

Anexo 21. Determinación del número de salidas de la línea por el fenómeno de flameo inverso, para una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω 319

Anexo 22. Determinación del número de salidas de la línea por el fenómeno de flameo inverso, para diferentes resistencias de puesta a tierra 327

Anexo 23. Resultados obtenidos en el cálculo de las variables, en el desarrollo de la metodología simplificada de los dos puntos parte II 335

Anexo 24. Número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año 343

Anexo 25. Sistema equivalente cable de guarda, conductor de fase y terreno vista lateral 351

Anexo 26. Sistema de coordenadas horizontales y verticales, y alturas medias en un vano 352

Anexo 27. Cuadro de salidas forzadas en la línea Guavio – Tunal de los últimos 4 años 353

Anexo 28. Descripción general de la línea Guavio - Tunal 355

pág.

Anexo 29. Información técnica de subestaciones 357

Anexo 30. Zonificación por nivel isoceráunico de la línea Guavio - Tunal 358

Anexo 31. Rango de frecuencias de interés en simulaciones con el ATP 359

INTRODUCCIÓN

Dada la importancia de las líneas de alto voltaje (220 kV y 500 kV) en el Sistema de Transmisión Nacional STN, es deseable un comportamiento aceptable como lo estipula la resolución CREG 061 y 062 del 2000 en donde se reglamentan las condiciones de disponibilidad e indisponibilidad de las líneas, y por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de conexión STN, como parte del REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SIN. Esto implica lo prioritario de un diseño apropiado, así como la operación y mantenimiento adecuados, de tal suerte que se reduzcan el número de salidas como económicamente sea posible ante sobretensiones de origen tanto interno (maniobra) como externo (atmosféricas).

La disponibilidad del STN, ha estado afectada por tres factores fundamentalmente: el primero se refiere a la entrada en vigencia, a mediados de septiembre de 2000, de las resoluciones CREG 061 y 062 que establecieron las normas de calidad aplicables a los servicios de transporte de energía del STN y la metodología para la identificación de restricciones, el segundo a los atentados a la infraestructura eléctrica que condujeron en los últimos años a la operación fragmentada del sistema con las consecuentes implicaciones en el costo de las restricciones del sistema interconectado nacional, y los consecuentes problemas operacionales ocasionados por dichas razones, y por último los problemas generados en la operación de las líneas de transmisión, causados por el número de salidas debidas a descargas eléctricas atmosféricas y ha operaciones de maniobra, las cuales son la base del diseño del aislamiento para las líneas de transmisión.

El presente trabajo de grado tiene como finalidad, realizar un estudio de sobretensiones de origen externo causadas por descargas atmosféricas, y de origen interno originadas por operaciones de maniobra y diferentes tipos de fallas y eventos, en la línea de transmisión Guavio- Tunal de 220 kV y 155.1 km de longitud, de propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

Se presentara una descripción general de la línea, teniendo presente que mucha de la información suministrada por la (EEB) es de carácter confidencial y es prohibida su difusión o suministro a terceros y sólo se autorizó para usarse en éste estudio. Además se realizará una descripción de todos los parámetros que influyen en el desarrollo del trabajo, de las definiciones y clasificaciones de las sobretensiones en general.

Las fuentes de información le dan una base sólida al investigador para iniciar el modelamiento del problema y desarrollar con éxito los objetivos trazados en búsqueda de una solución apropiada. Posteriormente al lector le facilita la comprensión de los diferentes conceptos que explican los fenómenos, situaciones, modelos, metodologías, procesos, etc. del cuál trató la tesis. Por tratarse de un estudio largo, los autores han querido desarrollar el estudio del problema de las salidas de la línea Guavio – Tunal, causadas principalmente por sobretensiones, desde el primer capítulo, y las fuentes de información se organizaron adecuadamente en los tres apéndices que se ubicaron al final.

En el Apéndice A se explican una serie de fenómenos asociados a las sobretensiones tanto de origen externo como interno, sus causas, efectos, y parámetros que le facilitan al lector la comprensión de éstas. En el Apéndice B se exponen diferentes parámetros y metodologías para evaluar el comportamiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas, explicando la forma como se usaron pues son una herramienta importante para el análisis de las sobretensiones que afectan a la línea de transmisión Guavio – Tunal y que causan su salida. Por último en el Apéndice C, se muestra los diferentes parámetros que influyen en las sobretensiones por maniobra, una introducción al programa ATP (Alternative Transient Program), utilizado para analizar este tipo de sobretensiones de origen interno.

El presente trabajo consta de tres partes, en la primera parte se realizará un análisis preliminar de la línea y se hará un diagnostico de la misma, se calcularan y compararán las distancias eléctricas contra sobretensiones para las configuraciones de 230 kV y 500 kV, se calculara su respectivo ángulo de desvío por acción de la presión y velocidad del viento y se contrastara con los ángulos de diseño; de presentarse alguna diferencia se analizara y se hará su respectiva aclaración. Además se hace necesario para realizar teóricamente el cálculo del número de salidas, el cálculo de algunos parámetros necesarios como son la altura promedio del cable de guarda y conductor de fase con respecto al terreno y el ángulo promedio de apantallamiento en cada uno de los vanos de la línea. Además se realizara un análisis del posicionamiento de las cadenas de aisladores en las estructuras de la línea, para verificar las distancias de seguridad de diseño, y ver si dichas cadenas cumplen con las distancias necesarias para evitar sobretensiones de tipo atmosférico, a frecuencia industrial y por suicheo en cada una de las estructuras de la línea a diferentes condiciones de temperatura y de presión de viento.

En el desarrollo de la segunda parte del estudio se utilizarán varias metodologías de evaluación de carácter estadístico ante descargas atmosféricas como los son: el método de Burgsdorf – Kostenko para determinar el número de salidas de línea por falla de apantallamiento en los vanos por año y en 100 kilómetros de línea por año, el método de Ondas viajeras – Anderson para predecir el número de salidas de línea debido al mecanismo de flameo inverso en las torres y en las cadenas de aisladores, y el método Simplificado de los Dos Puntos para determinar el número de salidas de línea por falla de apantallamiento en 100 kilómetros por año y el número de salidas de línea causadas por el fenómeno de flameo inverso. Después de aplicar las metodologías se evaluarán cada una de ellas, y se realizara un análisis discriminatoria de las variables que tienen mayor importancia en el cálculo del número de salidas, y se compararán los resultados parciales y totales de la siguiente manera: comparación de los resultados del método Burgsdorf – Kostenko vs método Simplificado de los Dos Puntos, comparación de los resultados del método Ondas Viajeras – Anderson vs método Simplificado de los Dos Puntos, y finalmente se compararán los resultados teóricos obtenidos de las metodologías con la tabla estadística de tasa de salidas forzadas en la línea Guavio – Tunal, de los últimos cuatro (4) años suministrada por la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

Las metodologías aquí aplicadas llevan incorporadas variables, de las cuales muchas se obtienen de datos reales de la línea los cuales fueron suministrados por la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) y otros, además llevan variables aleatorias que son propias de las características de las descargas eléctricas atmosféricas las cuales serán asumidas, y de los niveles isoceráunicos de las zonas por donde pasa la línea los cuales serán sectorizados para una mejor evaluación; teniendo presente que los datos de la topografía del terreno y de las características de los suelos por donde pasa la línea, sean tomado bajo criterios de experiencia y condiciones típicas, que han sido suministradas por profesionales expertos en la construcción, montaje y operación de líneas de transmisión en el país.

En la tercera parte del presente trabajo, se analizara la línea en mención como parte de un sistema de potencia, realizando un equivalente de generación de Guavio y un equivalente de carga en cada una de las subestaciones a donde llega la línea, todo esto se realiza para analizar las sobretensiones de origen interno que se originan al variar las condiciones de operación del sistema, las cuales producen cambios más o menos bruscos en el comportamiento de la línea. Estos cambios son ocasionados por la maniobra de interruptores en los procesos de energización y desenergización de la línea, por cambios bruscos en la carga, por fallas monofásicas, trifásicas, fase – fase y doble fase a tierra.

En esta parte del estudio se realizarán simulaciones bajo diferentes condiciones de operación en el sistema, aplicaremos los métodos de evaluación y comportamiento en líneas de transmisión que han sido desarrollados por diferentes autores en la evolución y perfeccionamiento del programa ATP (Alternative Transient Program), el cual es un programa digital desarrollado para simular sobretensiones, fenómenos transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas polifásicos de potencia, y así brindar posibles soluciones a problemas de operación dadas por fallas en el sistema.

Por último, mediante las conclusiones obtenidas en el desarrollo del estudio, se harán comentarios y recomendaciones, para dar posibles soluciones remédiales a los problemas presentados en el análisis particular que se ha realizado a la línea de transmisión Guavio – Tunal.

Vale la pena mencionar que en el desarrollo del presente trabajo se presentó dificultad en la recolección y suministro de la información referente al diseño de la línea en mención; por consiguiente se asumieron los valores de algunas variables necesarias para el desarrollo del presente trabajo, como fueron la resistencia de puesta a tierra en cada una de las torres de la línea, la altura de los conductores de fase con respecto al terreno y la altura de la cintura de la torre en cada una de estas; durante el desarrollo del trabajo se hará mención cuando sea pertinente del valor de las variables que se asumieron y el criterio que se escogió para seleccionar dichos valores.

Este proyecto de grado se encuentra dentro de la línea de investigación y desarrollo de la Facultad de Ingenieria Eléctrica de la Universidad de la Salle: “Sistemas de Transmisión y Suministro con Calidad de Potencia”.

1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA LÍNEA GUAVIO – TUNAL

La línea de transmisión Guavio – Tunal de propiedad de la empresa de energía eléctrica de Bogotá, presenta un alto índice de salidas ocasionadas por descargas atmosféricas y eventos de maniobra. Estas situaciones generan problemas en la operación adecuada de la línea de transmisión y por consiguiente induce problemas en el Sistema de Transmisión Nacional al cual se encuentra acoplada, por este motivo hemos querido realizar una investigación para dictaminar las posibles soluciones remédiales a la problemática que presenta esta línea de transmisión. Para ello recopilamos información referente al diseño y operación de la línea, la cual nos permitirá realizar un estudio de sobretensiones para ver lo que ocurre directamente con las estructuras, las cadenas de aisladores, las distancias eléctricas, el apantallamiento de la línea y la resistencia de paso de cada una de las torres, y así observar el comportamiento de la línea ante las descargas atmosféricas y las operaciones de maniobra.

Podemos decir que en general una línea de transmisión antes de entrar en operación debe cumplir con ciertos parámetros para una operación adecuada, como son el adecuado posicionamiento del cable de guarda en cada una de las torres para brindar un apantallamiento efectivo ante descargas atmosféricas, un valor de puesta a tierra adecuado para dar una trayectoria de descarga a tierra de las corrientes inducidas por la corriente de descarga de los rayos, y muchos otros parámetros en general.

Parece ser que la línea no se encuentra bien apantallada y por ello muchas de las descargas que se generan en proximidades de la línea impactan los conductores de fase ocasionando la apertura de las fases involucradas y posterior salida de la línea, además como no se dispone de un registro de campo de la resistencia de puesta a tierra en cada una de las torres, se presume que estos valores son lo suficientemente altos para no brindar una trayectoria de descarga a tierra adecuada ante las corrientes inducidas por la descarga atmosférica, lo cual ocasiona un alto índice de salidas por descargas atmosféricas. De otra parte tampoco se cuenta con un registro de campo de las impedancias de torre a lo largo de la línea y no se sabe si los valores de nivel isoceráunico sean más altos o más bajos de los presentados en el mapa colombiano de niveles isoceráunicos, lo cual nos da un rango bastante grande de incertidumbre para el desarrollo adecuado del presente trabajo.

Del diagnóstico anterior podemos ver que la línea presenta mucha incertidumbre al tratar de estudiarla, pero trataremos con los datos recolectados de dar una idea más o menos correcta de lo que realmente esta sucediendo con la línea en mención, y así poder dar soluciones para reducir la problemática de la línea.

Se hace necesario para el presente estudio realizar una verificación de las distancias de diseño de seguridad contra sobretensiones, ya que la línea en estudio fue diseñada para una configuración final a un nivel de tensión de 500 kV, un circuito horizontal y cuatro conductores por fase como se ilustra en el Anexo 6; en este momento se encuentra operando en su configuración inicial a un nivel de tensión de 230 kV, doble circuito y dos conductores por fase como se ilustra en el Anexo 5. Esto nos lleva a una revisión de la

disposición física de las fases de los diferentes circuitos tanto en la torres de suspensión como en las de retención, puesto que las mismas torres que fueron diseñadas para soportar unas características a 500 kV, son las utilizadas con la operación a 230 kV, Anexos 8 y 9. Además de esta verificación, se verificará el ángulo de desviación de diseño de las fases por acción de la presión del viento en condiciones de viento mínimo, viento medio y viento máximo (viento de ráfaga sostenida de 100 Km / h durante 3 segundos), se ilustran los mapas de vientos en los Anexos 3 y 4.

Se realizará una descripción del modelo matemático usado para calcular las distancias eléctricas de diseño y sus correspondientes ángulos de desvío por acción de la presión de viento, secuencialmente a esto se mostrará el cálculo de las distancias y de los ángulos de desvío en un ejemplo ilustrativo con la torre de suspensión 197. Los resultados obtenidos en el cálculo de estas verificaciones a 230 kV se ilustrarán en los Anexos 12 y 13, y se realizara un dictamen sobre las posibles anomalías que se puedan presentar tanto en el ángulo de desviación de diseño de las fases, como en las distancias eléctricas de diseño contra sobretensiones con respecto a las distancias y ángulos de desviación calculados en nuestro estudio.

Los resultados obtenidos en el cálculo de estas verificaciones a 230 kV se ilustrarán en los Anexos 12 y 13, además se mostrarán los esquemas de balanceo y ángulos de desvío de diseño y calculados en las figuras 1 a la 9, y los resultados obtenidos en el cálculo a 500 kV se mostrarán en los Anexos 16 y 17, además se ilustrarán los esquemas de balanceo y ángulos de desvío de diseño y calculados en las figuras 10 a la 14 y se realizara un dictamen sobre las posibles anomalías que se puedan presentar tanto en el ángulo de desviación de diseño de las fases, como en las distancias eléctricas de diseño contra sobretensiones con respecto a las distancias y ángulos de desviación calculados en nuestro estudio.

Todo esto se hace necesario para determinar que las disposiciones físicas de las fases de los circuitos a lo largo de la línea se encuentren dentro parámetros aceptables tanto del diseño como los calculados en el presente estudio para brindar una adecuada operación, además nos sirven como punto de partida para obtener resultados en la aplicación de las metodologías de evaluación de falla de apantallamiento y del fenómeno de flameo inverso en cada una de las torres y vanos de la línea.

Para realizar teóricamente el cálculo del número de salidas de la línea Guavio – Tunal, es necesario conocer además de los datos de diseño que aparecen en los Anexos, ciertos parámetros como son, la altura promedio del cable de guarda y conductor de fase con respecto al terreno y el ángulo promedio de apantallamiento en cada uno de los vanos. La forma como se ejecuto el cálculo de ellos y los resultados que se obtuvieron se tratarán en el presente capítulo. Existen diversas formas aproximadas de encontrar la altura promedio de un cable que describe una catenaria sobre el terreno, por ejemplo, tomar la altura de este en las torres o apoyos y restarle las dos terceras partes de la flecha cuando el terreno es plano y tener en cuenta una flecha hipotética del terreno cuando este es ondulado o montañoso. El método utilizado aquí es más exacto y el cálculo de este parámetro se realiza en dos etapas:

- Inicialmente se halla una altura promedio tanto del conductor de fase como del cable de guarda con respecto al punto más bajo de sus catenarias, utilizando para

ello la ecuación de la misma y la longitud del vano. Con base en lo anterior, se encuentra luego la distancia vertical media entre cable de guarda y conductor de fase

- En vista de la gran irregularidad del terreno, se calcula una altura promedio de este haciendo lecturas directas del perfil de la línea y finalmente se encuentra la altura media del conductor de fase con respecto al terreno

Para el presente estudio la EEB no suministró un perfil de la línea para poder determinar la distancia de los conductores al terreno, por ello se tomó un valor de altura promedio del conductor de fase con respecto al terreno, igual a la distancia mínima de seguridad del conductor de fase sobre el terreno de 9.62 metros más la altura de la torre izquierda en el vano considerado. Este valor fue discutido y aprobado por diferentes profesionales en la construcción, montaje y operación de líneas de transmisión en Colombia, los cuales bajo criterio de experiencia soportaron el presente valor el cual se estipula para un perfil montañoso como el que presenta la línea en estudio.

Teniendo en cuenta que a lo largo del vano, incluyendo las torres de apoyo, el cable de guarda no apantalla con el mismo ángulo de protección a los conductores de fase, se consideró necesario calcular un ángulo promedio de apantallamiento y poder llegar así a la representación equivalente del sistema cable de guarda, conductor de fase y terreno, que se utilizan en el cálculo del número de salidas, y que se ilustra en el Anexo 25.

Para llegar a tal representación se utilizó un modelamiento soportado en Microsoft Excel, obteniéndose los datos que aparecen en los Anexos 14 y 15, a excepción de la altura promedio del terreno. Dichos datos forman parte de la representación mencionada de cada uno de los vanos que se ilustra en el Anexo 26.

1.1. MODELAMIENTO PRELIMINAR DE LA LÍNEA GUAVIO - TUNAL.

La curva que adopta un cable flexible, con una carga uniformemente distribuida a lo largo de este, suspendido de dos puntos, se denomina catenaria. Tanto el cable de guarda como el conductor de fase describen esta curva y su estudio se realiza en forma similar según se muestra a continuación.

1.1.1. Sistema conductor de fase y cable de guarda. Para encontrar la separación media entre cable de guarda y conductor de fase, se halla primero las coordenadas del punto más bajo de la catenaria descrita por cada uno de ellos y posteriormente su altura promedio respecto a este punto, así:

1.1.1.1. Distancia vertical entre los puntos de apoyo. La distancia vertical entre dos apoyos, se define como la diferencia entre las alturas sobre el nivel del mar de cada uno de los apoyos involucrados, y la altura del conductor de fase y cable de guarda con respecto al terreno. A continuación se muestra el cálculo efectuado para el vano 179 tomado como ejemplo ilustrativo y se puede verificar con el Anexo 14.

$$B = \left(\left(m.s.n.m_{izq} + hc_{izq}\right) - \left(m.s.n.m._{der} + hc_{der}\right)\right)$$

La distancia vertical entre dos apoyos para el conductor de fase es:

$$B_C = ((1389.07 + 27.94) - (1173.91 + 17.41))$$
$$B_C = 225.09[m]$$

La distancia vertical entre dos apoyos para el cable de guarda es:

$$B_W = ((1389.07 + 38.85) - (1173.91 + 28.42))$$
$$B_W = 225.09[m]$$

1.1.1.2. Coordenadas del punto más bajo de la catenaria. La distancia horizontal desde el punto más bajo de la catenaria descrita por un cable, a la torre de apoyo más cercana a dicho punto, esta dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo matemático para el vano 179 que corresponde a las torres 173 y 174, el cual se escogió como ejemplo ilustrativo. Además, el cálculo se realiza tanto para el cable de guarda como para el conductor de fase. A continuación se muestra el cálculo efectuado para el vano 179 tomado como ejemplo ilustrativo y se puede verificar con el Anexo 15.

$$X_1 = \left(\frac{A}{2}\right) - \left(\frac{H}{w}\right) * \left(SENOH^{-1} \left(\frac{\frac{B}{2}}{\left(\frac{H}{w}\right) * SENOH\left(\frac{\frac{A}{2}}{\frac{H}{w}}\right)} \right) \right) \qquad \text{ec. (1.1)}$$

Donde:
X_1 = distancia horizontal desde el punto más bajo de la catenaria a la torre de apoyo más cercana, expresada en metros
A = diferencia de abscisas del vano, expresada en metros
H = tensión mecánica en el punto más bajo de la catenaria, que corresponde a la tensión de rotura del conductor al 20 % y a la temperatura EDS, expresada en kilogramos
w = peso del conductor por unidad de longitud, expresada en kilogramos por metro
B = diferencia de nivel entre los apoyos del conductor, expresada en metros
Si el valor de X_1 es negativo, el punto más bajo de la catenaria no existe físicamente en el vano.

Coordenadas horizontales del punto más bajo de la catenaria para el conductor de fase:

$$X_{1C} = \left(\frac{923.04}{2}\right) - \left(\frac{2440.4}{1.600}\right) * \left(SENOH^{-1} \left(\frac{\frac{225.09}{2}}{\left(\frac{2440.4}{1.600}\right) * SENOH\left(\frac{\frac{923.04}{2}}{\frac{2440.4}{1.600}}\right)} \right) \right)$$

$$X_{1C} = 98.58[\mathrm{m}]$$

Coordenadas horizontales del punto más bajo de la catenaria del cable de guarda:

$$X_{1W} = \left(\frac{92304}{2}\right) - \left(\frac{973}{0.4103}\right) * \left(SENOH^{-1} \left(\frac{\frac{225.09}{2}}{\left(\frac{973}{0.4103}\right) * SENOH\left(\frac{\frac{225.09}{2}}{\frac{973}{0.4103}}\right)} \right) \right)$$

$$X_{1W} = -107.66[m]$$

La distancia horizontal desde el punto más bajo de la curva descrita por el conductor, a la torre de apoyo más lejana a dicho punto, esta dada por:

$$X_2 = A - X_1 \qquad \text{ec. (1.2)}$$

Para el conductor de fase:

$$X_{2C} = A - X_1$$
$$X_{2C} = 923.04 - 98.58$$
$$X_{2C} = 824.46[m]$$

Para el cable de guarda:

$$X_{2W} = A - X_1$$
$$X_{2W} = 92304 - (-107.66)$$
$$X_{2W} = 1030.70[m]$$

De otra parte, la distancia vertical del punto más bajo al apoyo en la torre más cercana, esta dada por:

$$Y_1 = \left(\frac{H}{w}\right) * \left(COSH\left(\frac{w * X_1}{H}\right) - 1 \right) \qquad \text{ec. (1.3)}$$

Para el conductor de fase:

$$Y_{1C} = \left(\frac{2440.4}{1.600}\right) * \left(COSH\left(\frac{1.600 * 98.58}{2440.4}\right) - 1 \right)$$
$$Y_{1C} = 3.19[m]$$

Para el cable de guarda:

$$Y_{1W} = \left(\frac{H}{w}\right) * \left(COSH\left(\frac{w * X_1}{H}\right) - 1 \right)$$
$$Y_{1W} = \left(\frac{973}{0.4103}\right) * \left(COSH\left(\frac{0.4103 * (-107.66)}{973}\right) - 1 \right)$$
$$Y_{1W} = 2.44[m]$$

Similarmente, la distancia vertical desde el punto más bajo al apoyo en la torre más lejana, se encuentra mediante la siguiente ecuación.

$$Y_2 = B + Y_1 \qquad \text{ec. (1.4.)}$$

Para el conductor de fase:

$$Y_2 = B + Y_1$$
$$Y_2 = 225.09 + 3.19$$
$$Y_2 = 228.28[m]$$

Para el cable de guarda:

$$Y_2 = B + Y_1$$
$$Y_2 = 225.09 + 2.44$$
$$Y_2 = 227.53[m]$$

1.1.1.3. Altura promedio respecto al punto más bajo. La altura promedio de un conductor, ya sea el cable de guarda o el conductor de fase, en cada uno de los vanos, se encuentra tomando la ecuación de la catenaria descrita por el, integrándola y reemplazando los límites, considerando como origen de un plano cartesiano el punto más bajo de ella. Así, la altura promedio estaría definida por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo efectuado para el vano 179 tomado como ejemplo ilustrativo y se puede verificar con el Anexo 15.

$$\bar{Y} = \left(\frac{H}{w*A}\right)*\left(\left(\left(\frac{H}{w}\right)*\left(SENOH\left(\frac{X_1}{\frac{H}{w}}\right) - X_1\right) - \left(\left(\frac{H}{w}\right)*\left(SENOH\left(\frac{-X_2}{\frac{H}{w}}\right) + X_2\right)\right)\right)\right) \qquad \text{ec. (1.5.)}$$

Para el conductor de fase:

$$\bar{Y}_C = \left(\frac{2440.4}{1.6*923.04}\right)*\left(\left(\left(\frac{2440.4}{1.6}\right)*\left(SENOH\left(\frac{98.58}{\frac{2440.4}{1.6}}\right) - 98.58\right) - \left(\left(\frac{2440.4}{1.6}\right)*\left(SENOH\left(\frac{-(824.46)}{\frac{2440.4}{1.6}}\right) + 824.46\right)\right)\right)\right)$$

$$\bar{Y}_C = 67.42[m]$$

Para el cable de guarda:

$$\bar{Y}_W = \left(\frac{973}{0.4103*923.04}\right)*\left(\left(\left(\frac{973}{0.4103}\right)*\left(SENOH\left(\frac{-107.66}{\frac{973}{0.4103}}\right) - (-107.66)\right) - \left(\left(\frac{973}{0.4103}\right)*\left(SENOH\left(\frac{-(1030.70)}{\frac{973}{0.4103}}\right) + 1030.7\right)\right)\right)\right)$$

$$\bar{Y}_W = 84.07[m]$$

1.1.1.4. Separación media entre conductor de fase y cable de guarda. Una vez determinadas la altura media del cable de guarda, y del conductor de fase, la separación vertical media entre estos corresponde a la siguiente ecuación. A continuación se muestra

el cálculo efectuado para el vano 179 tomado como ejemplo ilustrativo y se puede verificar con el Anexo 15.

$$\overline{H}_{cw} = \overline{Y}_W + \left(Y_{1c} + a - Y_{1w}\right) - \overline{Y}_c \qquad \text{ec.}(1.6.)$$

Donde:

$\overline{H}_{cw}$ = distancia media entre conductor de fase y cable de guarda, expresada en metros

$\overline{Y}_w$ = altura media del cable de guarda, expresada en metros

Y_{1c} = distancia vertical desde el punto más bajo de la catenaria del conductor de fase al apoyo más cercano, expresad en metros

a = altura entre conductor de fase y cable de guarda en el apoyo más cercano al punto más bajo, expresada en metros

Y_{1w} = distancia vertical desde el punto más bajo de la catenaria del cable de guarda al apoyo más cercano, expresada en metros

$\overline{Y}_c$ = altura media del conductor de fase, expresada en metros

Para el conductor de fase:

$$\overline{H}_{cw} = \overline{Y}_W + \left(Y_{1c} + a - Y_{1w}\right) - \overline{Y}_c$$
$$\overline{H}_{cw} = 84.07 + \left(3.19 + 10.91 - 2.44\right) - 67.42$$
$$\overline{H}_{cw} = 28.29[m]$$

1.1.2. Sistema equivalente terreno, conductor de fase y cable de guarda. Tomando como referencia la base de la torre situada a la izquierda del vano considerado se tomó el valor de la distancia de seguridad de 9.62 metros más la altura de la torre, para encontrar la altura media del terreno con respecto al punto de referencia considerado. Ahora bien, a dicha cantidad se le resta la altura del conductor de fase en la torre y se suma a la distancia vertical de este punto al punto más bajo de la catenaria descrita por el conductor de fase, al terreno; finalmente, se obtiene la altura media del conductor con respecto al terreno, restando la altura media del mismo con respecto al punto más bajo de la catenaria.

1.1.3. Ángulo promedio de apantallamiento. Como ya se anotó, el cable de guarda no protege a todos los conductores de un circuito con el mismo ángulo, aún más, este ángulo va variando en el conductor a lo largo de un vano y no es el mismo que el ángulo de protección en las torres. Esto sugiere encontrar un valor medio de ángulo de apantallamiento para efectos de cálculo.

Existe varias formas de encontrar el ángulo medio de apantallamiento, una de ellas es considerando la altura media del conductor de fase, el radio o distancia promedio de impacto del cable de guarda, y constante K del terreno y la separación entre el cable de guarda y el conductor de fase. Aquí, dicho ángulo se halla en cada uno de los vanos mediante la siguiente expresión:

$$\overline{\theta}_S = TAN^{-1}\left(\frac{\overline{S}_{1a}}{\overline{H}_{cw}}\right) \qquad \text{ec.}(1.7.)$$

Donde:

$\overline{\theta}_S$ = ángulo medio de apantallamiento en el vano considerado, expresado en grados

$\overline{S}_{1a}$ = separación horizontal media entre el cable de guarda y el conductor de fase externo, expresad en metros

$\overline{H}_{cw}$ = distancia vertical media entre conductor de fase y cable de guarda, expresada en metros

$$\overline{\theta}_S = TAN^{-1}\left(\frac{\overline{S}_{1a}}{\overline{H}_{cw}}\right)$$

$$\overline{\theta}_S = TAN^{-1}\left(\frac{2.00}{28.29}\right)$$

$$\overline{\theta}_S = 4.04^{\circ}$$

1.2. MODELO MATEMÁTICO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD A 230 kV.

Para realizar la verificación de las distancias de seguridad a 230 kV y 500 kV, fué necesario conocer las características físicas de las cadenas de aisladores, el tipo de aisladores usados, la disposición de los conductores y cables de guarda para cada uno de los tipos de torres que se encuentran a lo largo del trazado de la línea y para diferentes alturas sobre el nivel del mar, los resultados se ilustran en los Anexos 12 y 13 para el nivel de 230 kV, y en los Anexos 16 y 17 para el nivel de tensión a 500 kV.

Los cálculos y verificación de las distancias eléctricas a 230 kV usadas en el diseño y las calculadas en el estudio se muestran en el Anexos 12 y13, en las figuras 1 a la 9 se ilustra el esquema de balanceo y el ángulo de desvío de la cadenas de diseño para los diferentes tipos de torres de la línea y el esquema de balanceo y el ángulo de desvío calculado. Los cálculos y verificación de las distancias eléctricas a 500 kV usadas en el diseño y las calculadas en el estudio se muestran en los Anexos 16 y 17, en las figuras 10 a la 14 se ilustra el esquema de balanceo y el ángulo de desvío de las cadenas de diseño para los diferentes tipos de torres de la línea y el esquema de balanceo y el ángulo de desvío de las cadenas calculados

En el cálculo de las distancias de seguridad y de los ángulos de desvío de las cadenas de aisladores, se tienen en cuenta la tensión inicial máxima por conductor, el vano regulador, la cantidad de aisladores por cadena, la longitud de la cadena de aisladores, la fuerza vertical por cadena, la presión de viento ejercida por acción del viento máximo diario y máximo de diseño y temperatura normal diaria EDS. La metodología que se utilizó en el cálculo general se explicara a continuación dando como ejemplo ilustrativo el cálculo realizado a la torre 201.

1.2.1. Presión de viento sobre superficie cilíndrica. Según la teoría clásica de diseño de líneas de transmisión, la presión de viento es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad de viento, además toma en cuenta para el cálculo de los ángulos de desvío el área de la cadena de aisladores, todo esto se toma para una superficie de revolución cilíndrica y se determina mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$P_{VC} = 0.007 * (Vel.viento)^2 * (1) \qquad \text{ec.}(1.8)$$

Para una velocidad de viento máximo promedio de diseño de 55 km / h

$$P_{VC} = 0.007 * (Vel.viento)^2 * (1) * 0.6$$
$$P_{VC} = 0.007 * (55)^2 * (1) * 0.6$$
$$P_{VC=} 12.705 \left[\frac{kgf}{m^2} \right]$$

Para una velocidad de viento máximo de diseño de 100 km / h

$$P_{VC} = 0.007 * (Vel.viento)^2 * (1) * 0.6$$
$$P_{VC} = 0.007 * (100)^2 * (1) * 0.6$$
$$\mathrm{P_{VC}} = 42 \left(\frac{kgf}{m^2} \right)$$

1.2.2. Fuerza del viento sobre el conductor de fase. La fuerza del viento sobre un conductor de fase esta determinada por el producto entre el vano viento, la presión de viento sobre superficie cilíndrica, el factor topográfico, el factor de altura, el factor de corrección por longitud de vano, el diámetro del conductor y el número de conductor del haz de conductores, y se determina mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$F_{VC} = VV * P_{VC} * F_{ALTURA} * F_{TOPOGRÁFICO} * F_{CORRECCIÓN} * \phi_{CONDUCTOR} * \#_{CONDUCTORES} \qquad \text{ec.}(1.9.)$$

Para una velocidad de viento máximo promedio de diseño de 55 km / h

$$F_{VC} = VV * P_{VC} * F_{ALTURA} * F_{TOPOGRÁFICO} * F_{CORRECCIÓN} * \phi_{CONDUCTOR} * \#_{CONDUCTORES}$$
$$F_{VC} = 500 * 12.705 * 0.92 * 0.97 * 0.75 * 0.02959 * 2$$
$$F_{VC} = 251.62 [kgf]$$

Para una velocidad de viento máximo de diseño de 100 km / h

$$F_{VC} = VV * P_{VC} * F_{ALTURA} * F_{TOPOGRÁFICO} * F_{CORRECCIÓN} * \phi_{CONDUCTOR} * \#_{CONDUCTORES}$$
$$F_{VC} = 500 * 42 * 0.92 * 0.97 * 0.75 * 0.02959 * 2$$
$$F_{VC} = 831.79 \| kgf \|$$

1.2.3. Fuerza del viento sobre el aislador y la cadena de aisladores. La fuerza del viento sobre el aislador y la cadena de aisladores depende de la presión de viento sobre la superficie cilíndrica de la cadena afectada por un factor de revolución y del área del aislador o de la cadena de aisladores. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$F_{VAC} = P_{VC} * L_{CADENA} * A_{AISLADOR} \qquad \text{ec.}(1.10.)$$

Para una velocidad de viento máximo promedio de diseño de 55 km / h

$$F_{VAC} = P_{VC} * L_{CADENA} * A_{AISLADOR}$$
$$F_{VAC} = 12.705 * 3.31 * 0.28$$
$$F_{VAC} = 11.77[kgf]$$

Para una velocidad de viento máximo de diseño de 100 km / h

$$F_{VAC} = P_{VC} * L_{CADENA} * A_{AISLADOR}$$
$$F_{VAC} = 42 * 3.31 * 0.28$$
$$F_{VAC} = 38.93[kgf]$$

1.2.4. Peso de los conductores en la cadena de aisladores. El peso del conductor o del haz de conductores, depende directamente del peso propio del conductor, del vano peso y del número de conductores sujetos a la cadena de aisladores, se calcula mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$P_C = V_{PESO} * W_{CONDUCTOR} * \#_{CONDUCTORES} \qquad \text{ec.}(1.11.)$$
$$P_C = 350 * 1.6 * 2$$
$$P_C = 1120[kgf]$$

1.2.5. Peso de la cadena de aisladores. El peso de la cadena de aisladores depende exclusivamente de la cantidad de aisladores que componen la cadena y del peso propio de cada uno de ellos, además se tiene en cuenta que más o menos un 35 % de más es el equivalente del peso de los herrajes y los accesorios, este se calcula mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$P_{AC} = \#_{AISLADORES} * W_{AISLADOR} * W_{HERRAJES} \qquad \text{ec.}(1.12.)$$
$$P_{AC} = 14 * 8.6 * 1.35$$
$$P_{AC} = 162.54[kgf]$$

1.2.6. Ángulo de desvío de la cadena de aisladores y conductores de fase por acción de la presión de viento. En la literatura existente sobre el tema, se encuentran muchas formas de calcular el ángulo de desvío de las cadenas de aisladores por acción del viento, en este caso utilizaremos una metodología que tiene en cuenta la presión del viento sobre los conductores de fase, el peso de cada conductor, la presión de viento ejercida sobre los aisladores y la cadena y el peso de la cadena de aisladores teniendo presente el peso de los herrajes y accesorios. El ángulo de desvío se determina entonces mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo para la torre 201 de la línea, que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$\alpha_l = TAN^{-1}\left(\frac{F_{VC} + \frac{F_{VAC}}{2}}{P_C + \frac{P_{AC}}{2}}\right) \qquad \text{ec. (1.13.)}$$

Ángulo de desvío para una presión de viento máxima promedio de 12.705 kgf / m^2, que corresponde a una distancia eléctrica e3 de voltaje de interrupción.

$$\alpha_{MEDIO} = TAN^{-1}\left(\frac{251.62 + \frac{11.77}{2}}{1120 + \frac{162.54}{2}}\right)$$

$$\alpha_{MEDIO} = 12.10^{o}$$

Ángulo de desvío para una presión de viento máxima de 42 kgf / m^2, que corresponde a una distancia eléctrica e2 a frecuencia de servicio.

$$\alpha_{MÁXIMO} = TAN^{-1}\left(\frac{831.79 + \frac{38.93}{2}}{1120 + \frac{162.54}{2}}\right)$$

$$\alpha_{MÁXIMO} = 35.32^{o}$$

1.2.7. Distancias eléctricas a 230 kV. Según estudios realizados en los laboratorios de fabricantes de aisladores y estructuras para líneas de transmisión, se han determinado distancias normalizadas contra fenómenos como la descarga atmosférica, a frecuencia industrial y por las operaciones de suicheo, dichas distancias dependen de los ángulos de desvío de las cadenas de aisladores, la longitud de las mismas y de la disposición física de las fases de los circuitos en el brazo de las torres. Por ello estas distancias se han normalizado y para el presente trabajo se han determinado mediante interpolación lineal de valores en tablas normalizadas encontradas en el documento Transmission Line Design Manual. A continuación se ilustran las distancias para la torre 201, la cual se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

Número de aisladores por cadena 14
Altura sobre el nivel del mar 1553.21 metros
Tipo de estructura AA de suspensión

1. Para 14 aisladores la sobretensión crítica al impulso positivo es de 1265 kV

2. para este nivel de sobretensión se determina la sobretensión equivalente al impulso del 10 % de más de 1265 kV, que es 1391.5 kV

3. La sobretensión a 60 Hz con tiempo húmedo para 14 unidades es 565 kV.

Entonces a continuación con base en los datos encontrados anteriormente se determinan las distancias eléctricas de seguridad de la siguiente manera:

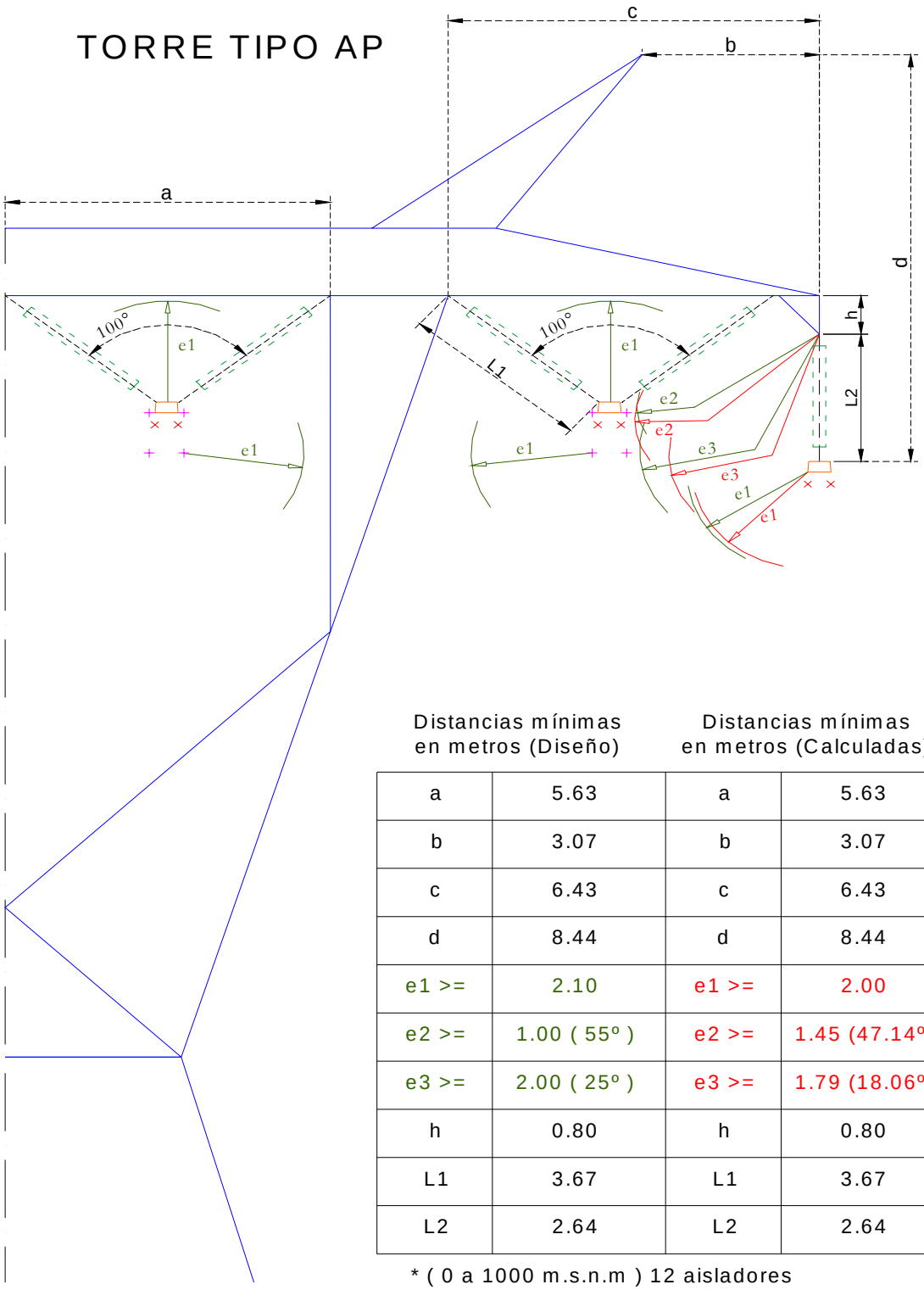
1. Para una sobretensión de 1265 kV, una presión de viento de 12.705 kgf / m^2 y ángulo de desvío de 12.10 º, se tiene una distancia eléctrica de seguridad contra suicheo (e3) de 2.06 metros.

2. Para una sobretensión de 1391.5 kV, una presión de viento de 0 kgf / m^2 y un ángulo de desvío de 0 º, se tiene una distancia eléctrica de seguridad contra descarga atmosférica (e1) de 2.30metros.

3. Para una sobretensión de 565 kV, una presión de viento de 42 kgf / m^2 y un ángulo de desvío de 35.32 º, se tiene una distancia eléctrica de seguridad a frecuencia industrial tiempo húmedo (e2) de 1.68 metros.

Los esquemas de balanceo de las fases, el valor de las distancias eléctricas y de los ángulos de desvío de las cadenas de aisladores por acción de la velocidad y presión del viento, se ilustran para todos los tipos de estructuras de la línea en su configuración a 230 kV en las figuras 1 a la 9, dando una representación a escala de las distancias eléctricas de diseño y las calculadas en el estudio.

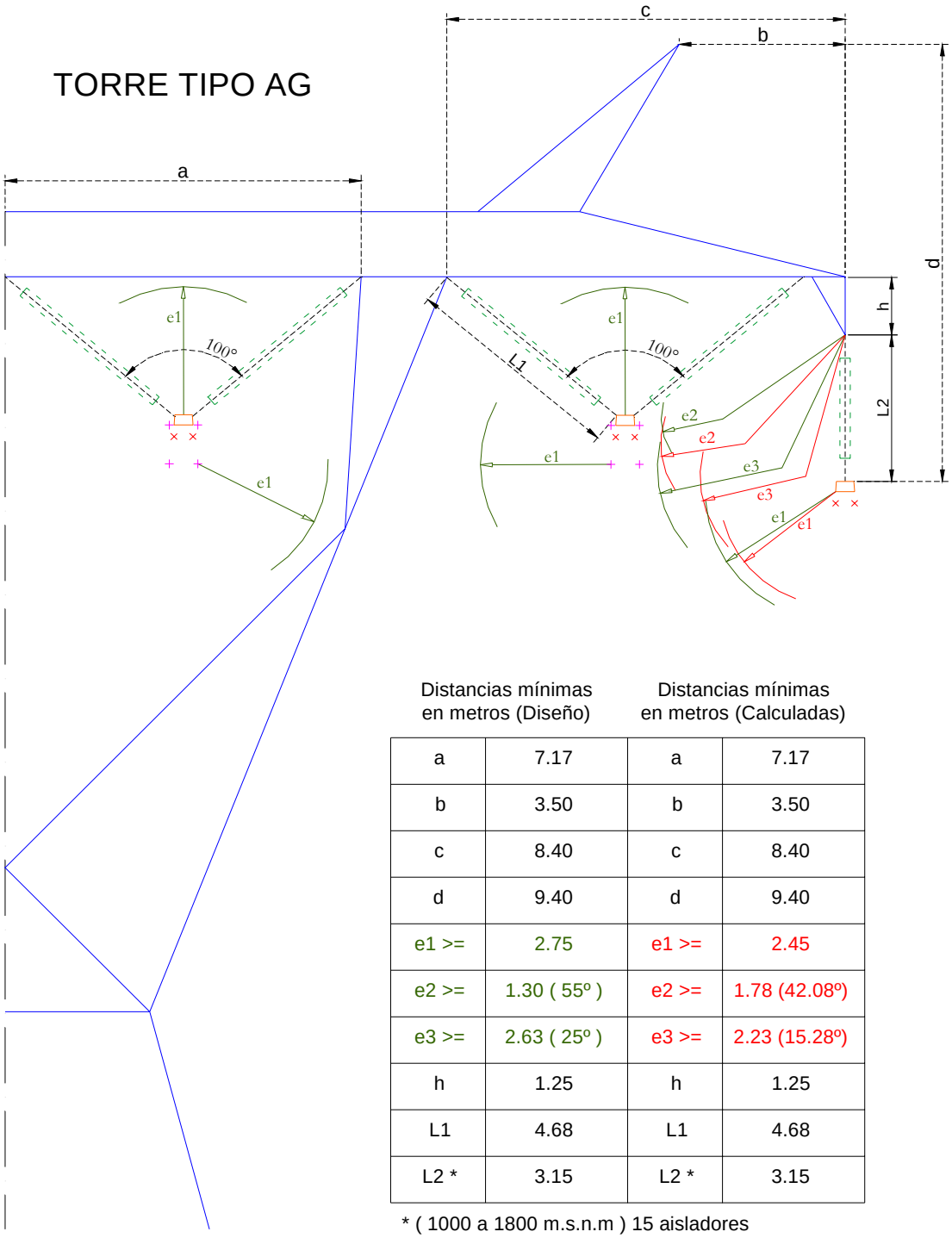
Figura 1. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulos de desvío para la torre de suspensión Tipo AP entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	5.63	a	5.63
b	3.07	b	3.07
c	6.43	c	6.43
d	8.44	d	8.44
e1 >=	2.10	e1 >=	2.00
e2 >=	1.00 (55º)	e2 >=	1.45 (47.14º)
e3 >=	2.00 (25º)	e3 >=	1.79 (18.06º)
h	0.80	h	0.80
L1	3.67	L1	3.67
L2	2.64	L2	2.64

* (0 a 1000 m.s.n.m) 12 aisladores

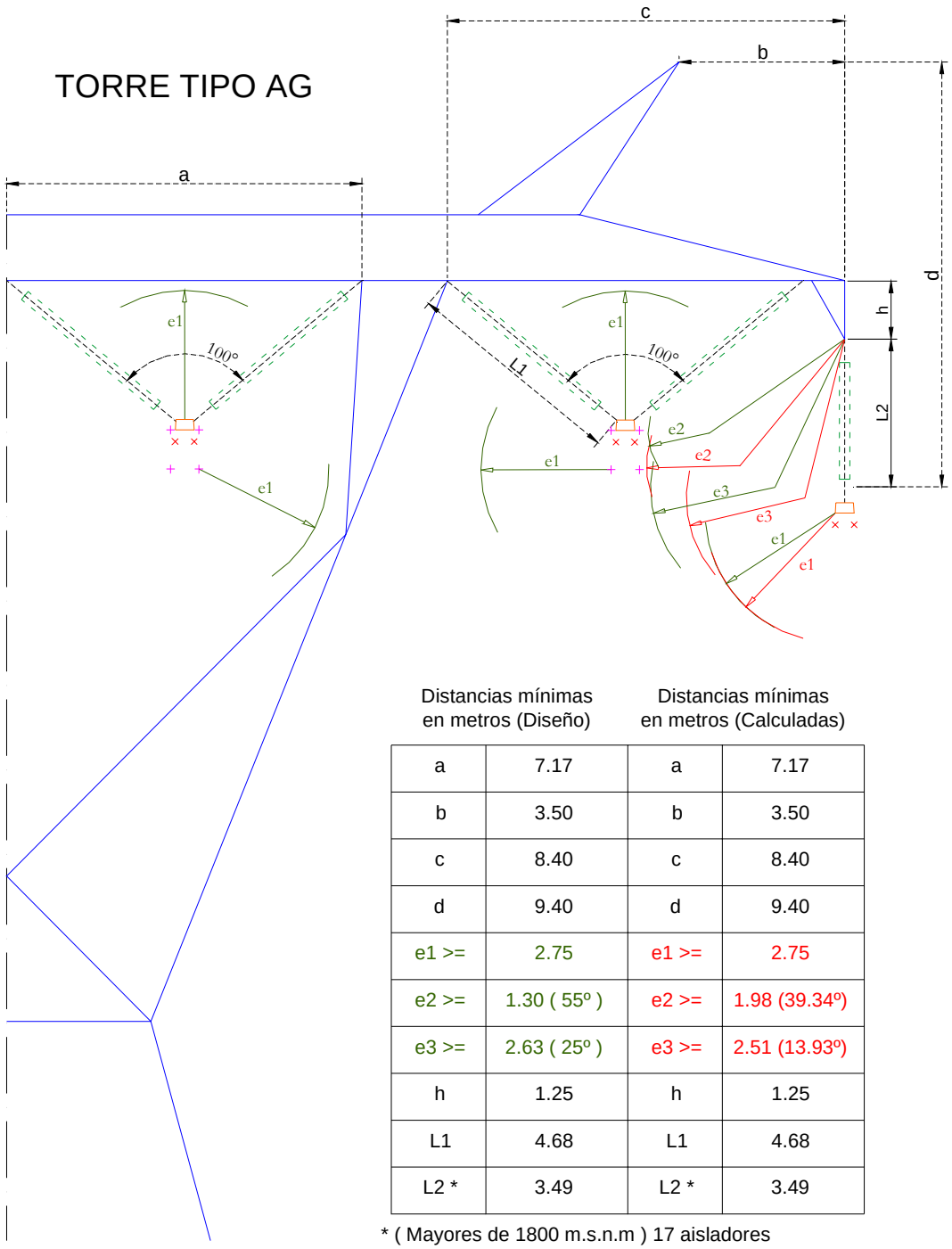
Figura 2. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AG entre 1000 a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.40	d	9.40
e1 >=	2.75	e1 >=	2.45
e2 >=	1.30 (55º)	e2 >=	1.78 (42.08º)
e3 >=	2.63 (25º)	e3 >=	2.23 (15.28º)
h	1.25	h	1.25
L1	4.68	L1	4.68
L2 *	3.15	L2 *	3.15

* (1000 a 1800 m.s.n.m) 15 aisladores

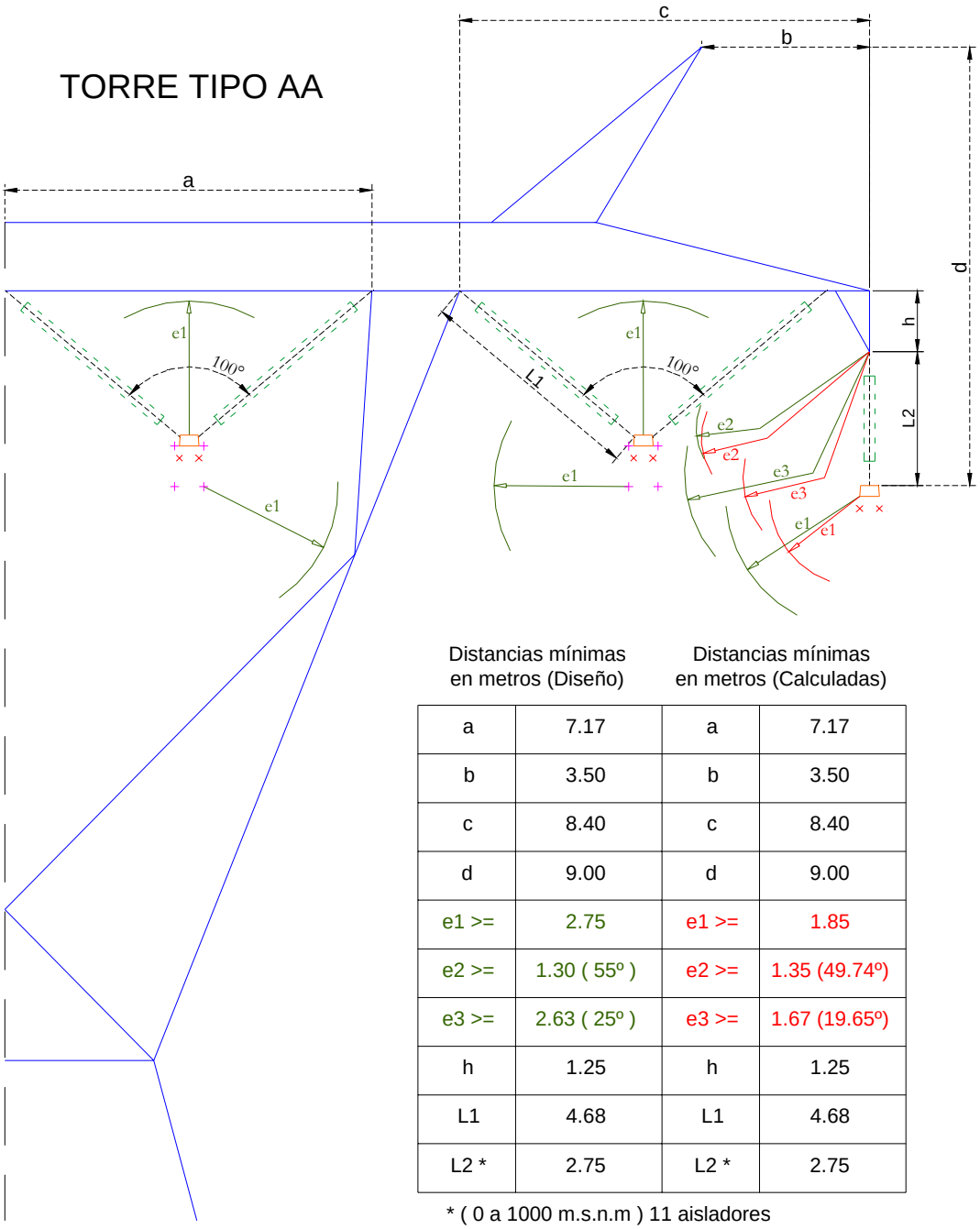
Figura 3. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulos de desvío para la torre de suspensión Tipo AG superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.40	d	9.40
e1 >=	2.75	e1 >=	2.75
e2 >=	1.30 (55º)	e2 >=	1.98 (39.34º)
e3 >=	2.63 (25º)	e3 >=	2.51 (13.93º)
h	1.25	h	1.25
L1	4.68	L1	4.68
L2 *	3.49	L2 *	3.49

* (Mayores de 1800 m.s.n.m) 17 aisladores

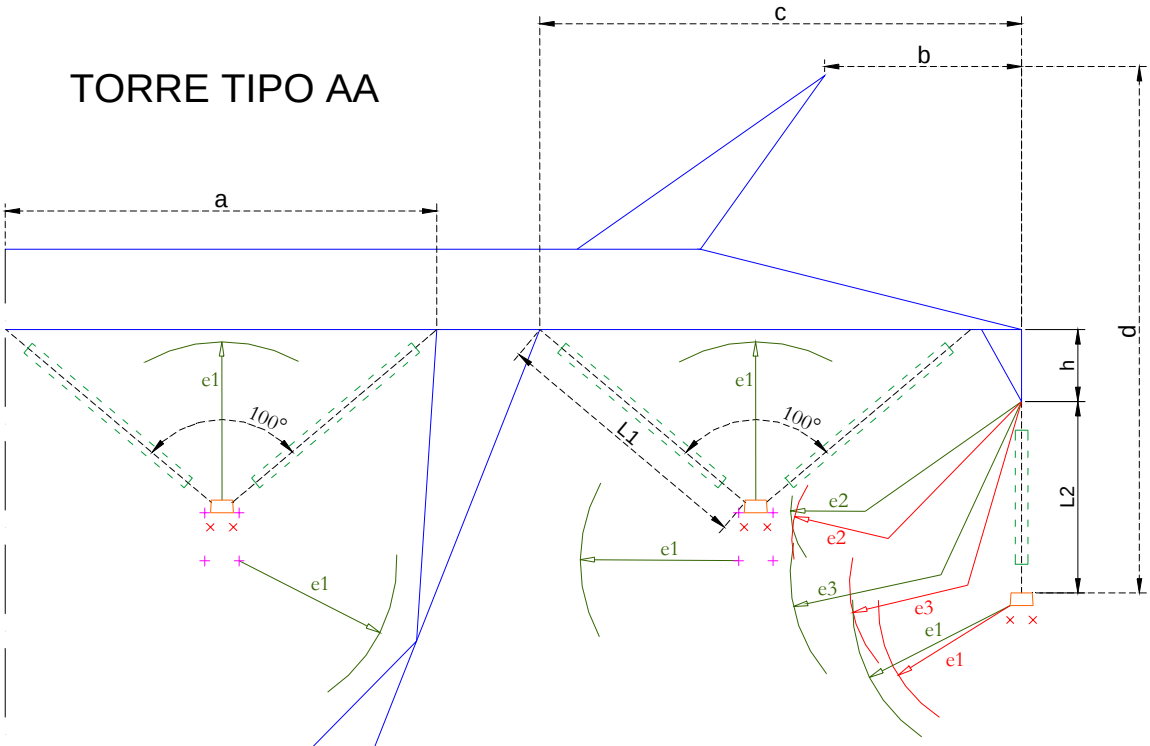
Figura 4. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.00	d	9.00
e1 >=	2.75	e1 >=	1.85
e2 >=	1.30 (55º)	e2 >=	1.35 (49.74º)
e3 >=	2.63 (25º)	e3 >=	1.67 (19.65º)
h	1.25	h	1.25
L1	4.68	L1	4.68
L2 *	2.75	L2 *	2.75

* (0 a 1000 m.s.n.m) 11 aisladores

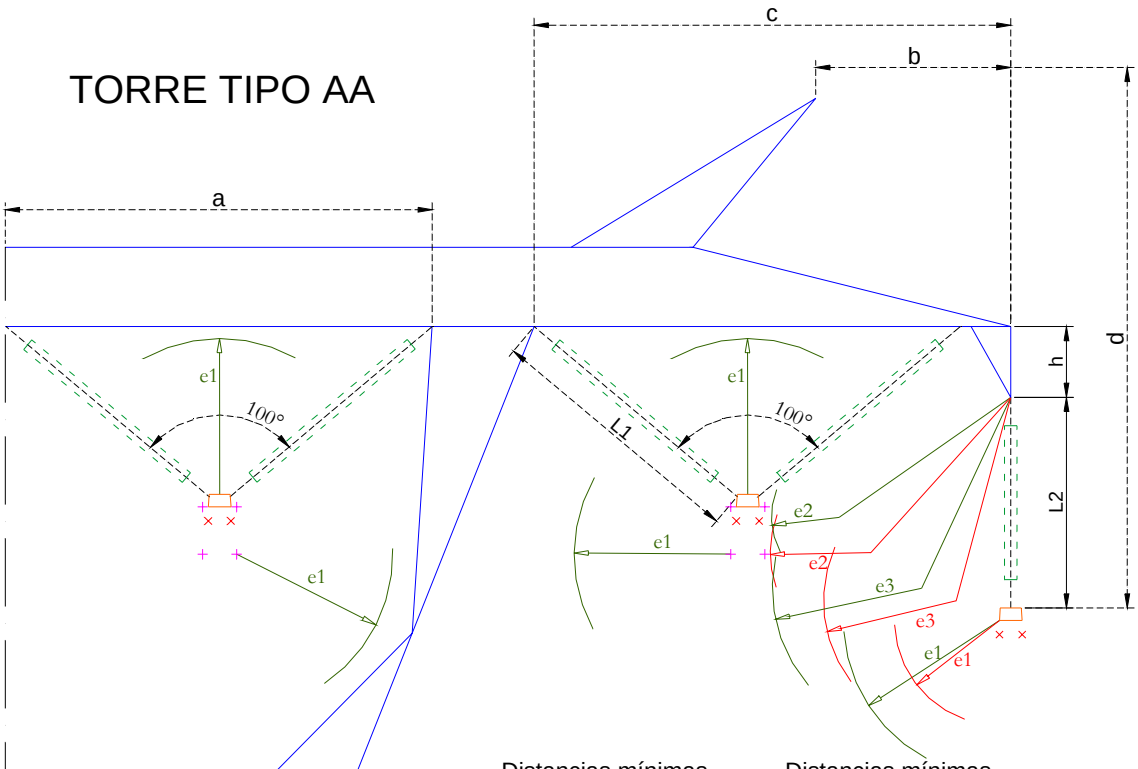
Figura 5. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA entre 1000 y 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.00	d	9.00
e1 >=	2.75	e1 >=	2.30
e2 >=	1.30 (55º)	e2 >=	1.68 (44.31º)
e3 >=	2.63 (25º)	e3 >=	2.06 (16.45º)
h	1.25	h	1.25
L1	4.68	L1	4.68
L2 *	3.33	L2 *	3.33

* (1000 a 1800 m.s.n.m) 14 aisladores

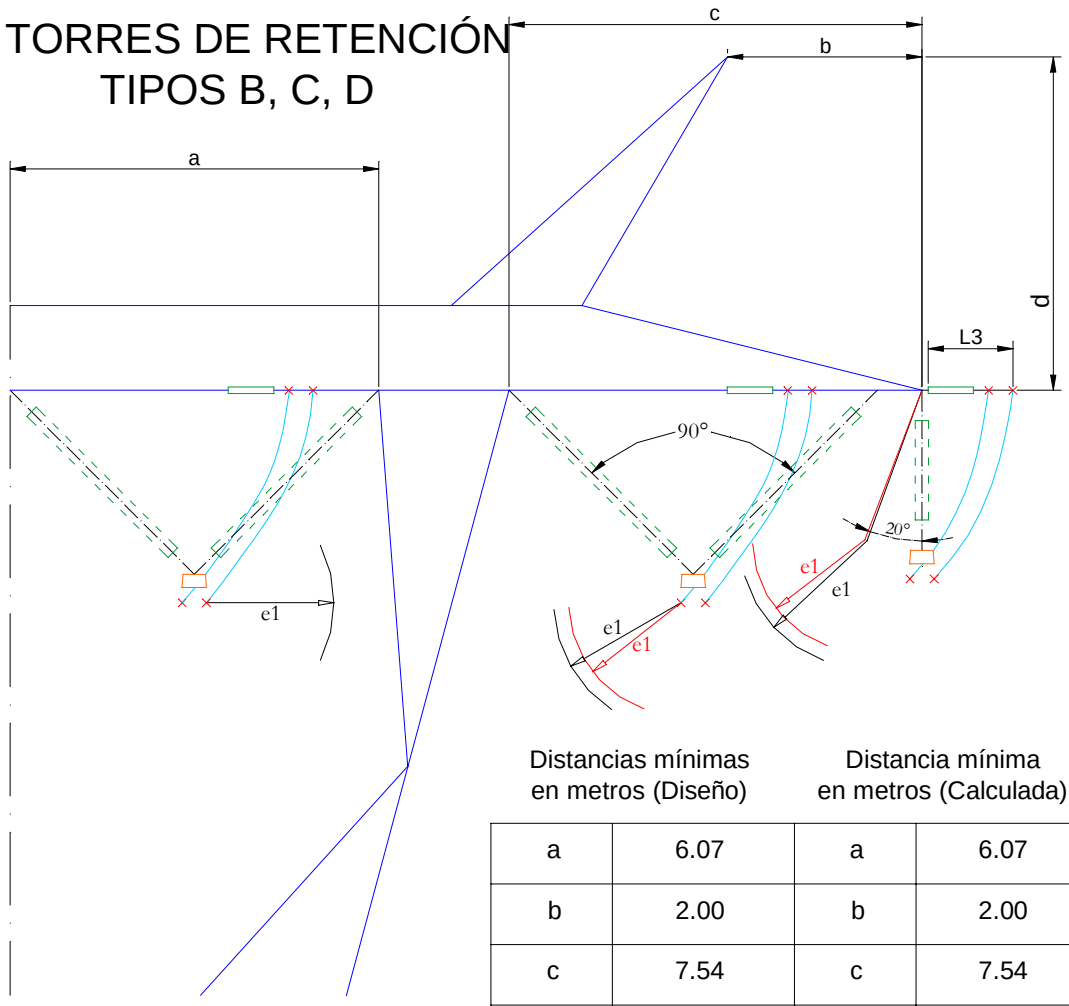
Figura 6. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AA superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancias mínimas en metros (Calculadas)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.00	d	9.00
e1 >=	2.75	e1 >=	1.85
e2 >=	1.30 (55º)	e2 >=	1.35 (41.46º)
e3 >=	2.63 (25º)	e3 >=	1.67 (14.96º)
h	1.25	h	1.25
L1	4.68	L1	4.68
L2 *	3.72	L2 *	3.72

* (mayores de 1800 m.s.n.m) 16 aisladores

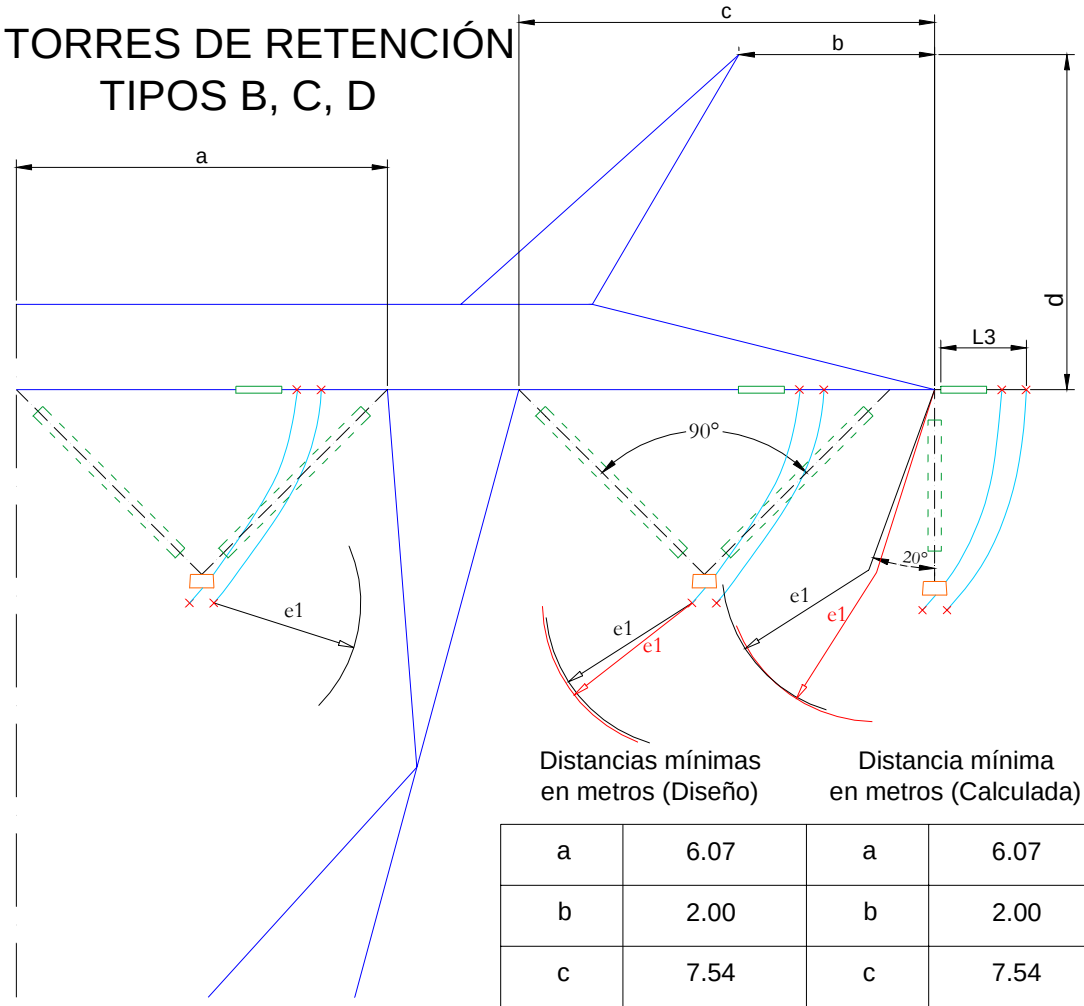
Figura 7. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retención Tipos B, C y D entre 0 y 1000 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	2.10 (20º)	e1 >=	2.00 (20.87º)
L1 *	4.29	L1 *	4.29
L2 *	2.64	L2 *	2.64
L3 *	4.90	L3 *	4.90

* (0 a 1000 m.s.n.m) 12 aisladores

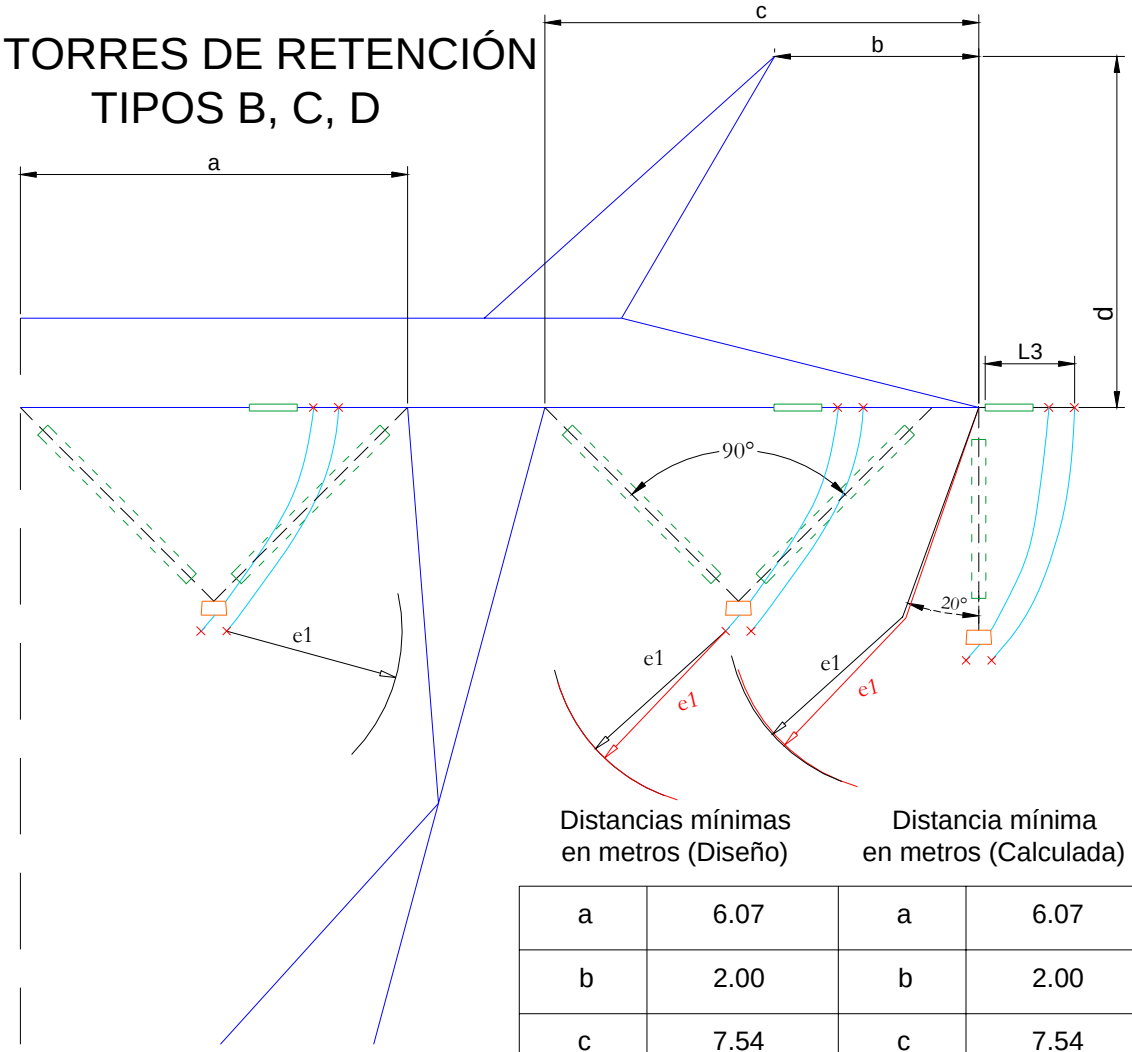
Figura 8. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retención Tipos B, C y D entre 1000 y 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	2.40 (20º)	e1 >=	2.45 (17.62º)
L1 *	4.29	L1 *	4.29
L2 *	3.15	L2 *	3.15
L3 *	5.41	L3 *	5.41

* (1000 a 1800 m.s.n.m) 15 aisladores

Figura 9. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de retención Tipos B, C y D superiores a 1800 m.s.n.m., configuración inicial a 230 kV



Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	2.75 (20º)	e1 >=	2.75 (19.12º)
L1 *	4.29	L1 *	4.29
L2 *	3.49	L2 *	3.49
L3 *	5.92	L3 *	5.92

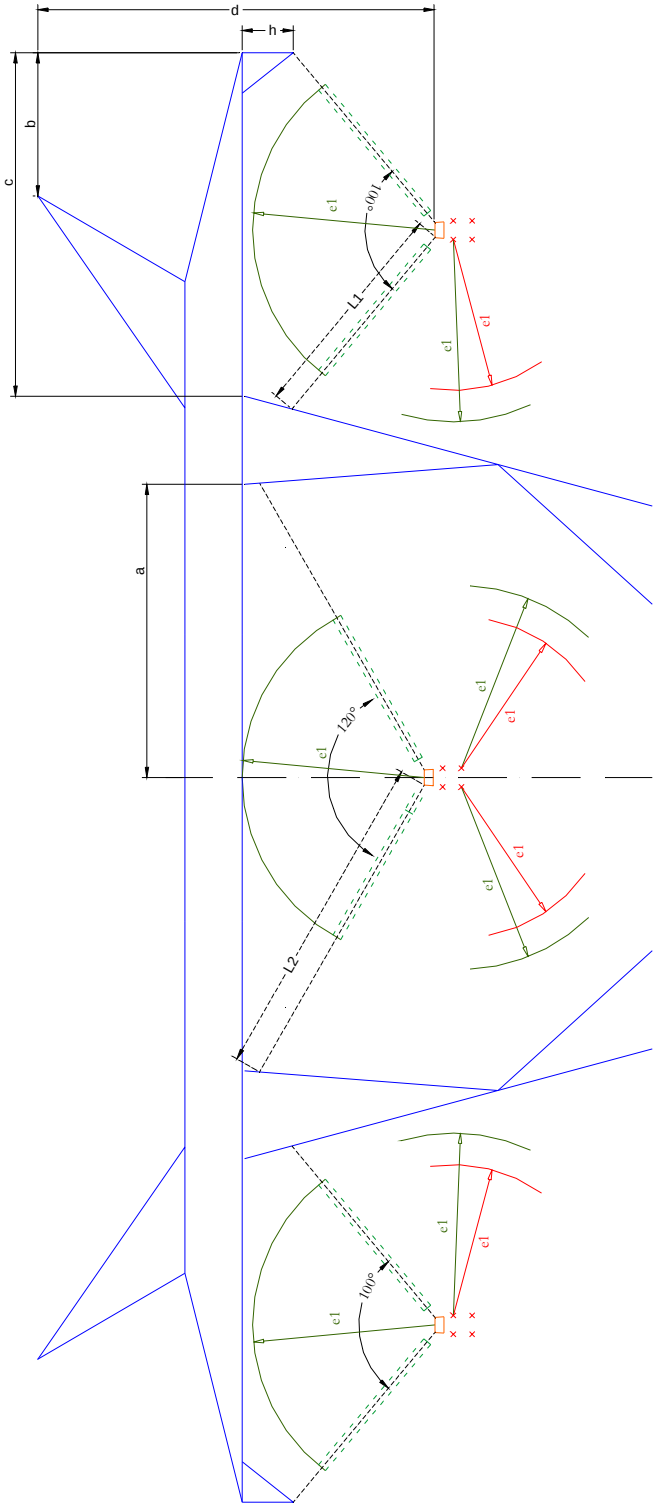
* (Mayores de 1800 m.s.n.m) 17 aisladores

1.2.8. Distancias eléctricas a 500 kV. En el cálculo de las distancias eléctricas contra sobretensiones a 500 kV, se utiliza el mismo modelamiento matemático que en el cálculo a 230 kV ilustrado en el anterior numeral.

Los ángulos de desvío de las cadenas de aisladores por acción de la velocidad y presión del viento de diseño y calculados se muestran en el Anexo 16; las distancias eléctricas contra sobretensiones de diseño y calculadas se ilustran en el Anexo 17, en dichos anexos se muestra la verificación de las distancias eléctricas y de los ángulos de desvío, dichas verificaciones y valores reportados nos sirven para dictaminar si hay alguna discrepancia entre los valores dados en el diseño y los calculados en el estudio, esto se realiza para dar algún dictamen sobre dichas discrepancias.

También se ilustran los esquemas de balanceo del circuito con sus correspondientes distancias y ángulos de desvío en las figuras 10 a la 14, como una forma de ilustrar que las distancias eléctricas y los ángulos se encuentran dentro de los parámetros aceptables para la operación adecuada de la línea de transmisión.

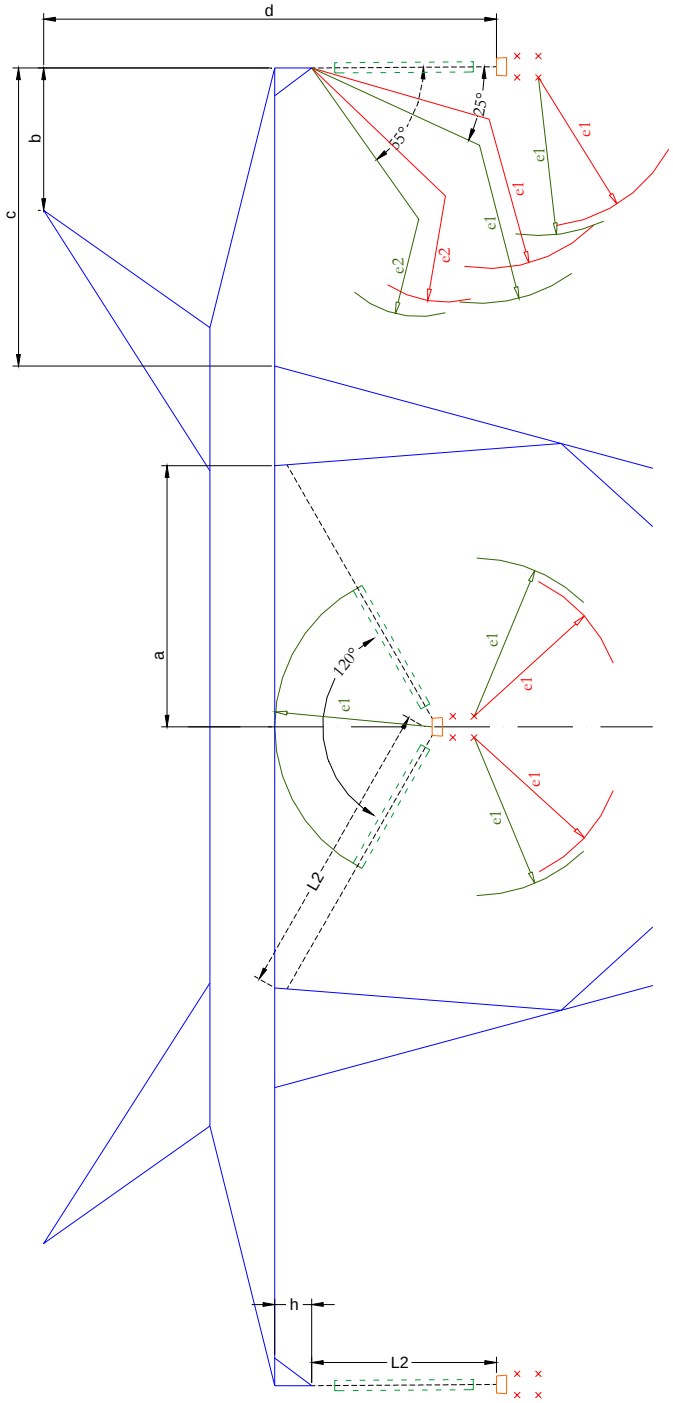
Figura 10. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para las torres de suspensión Tipo AA y AG, configuración final a 500 kV



TORRES DE SUSPENSIÓN
TIPOS AA Y AG

Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	7.17	a	7.17
b	3.50	b	3.50
c	8.40	c	8.40
d	9.46	d	9.46
e1 >=	4.46	e1 >=	3.69
L1	5.43	L1	5.43
L2	8.54	L2	8.54
h	1.25	h	1.25

Figura 11. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de suspensión Tipo AP, configuración final a 500 kV



TORRE DE SUSPENSIÓN
TIPO AP

Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	5.63	a	5.63
b	3.07	b	3.07
c	6.43	c	6.43
d	9.80	d	9.80
e1 >=	3.41 (20º)	e1 >=	3.22 (16.4º)
e2 >=	2.10 (55º)	e2 >=	2.29 (44º)
L1 *	4.00	L1 *	4.00
L2 *	6.68	L2 *	6.68
h	0.80	h	0.80

* (0 a 1000 m.s.n.m) 20 aisladores

Figura 12. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D entre 0 y 1000 m.s.n.m, configuración final a 500 kV

TORRES DE RETENCIÓN
TIPOS B, C, D

Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	3.41 (20º)	e1 >=	3.22 (18.6º)
L1 *	7.64	L1 *	7.64
L2 *	4.00	L2 *	4.00
L3 *	4.90	L3 *	4.90

* (0 a 1000 m.s.n.m) 20 aisladores

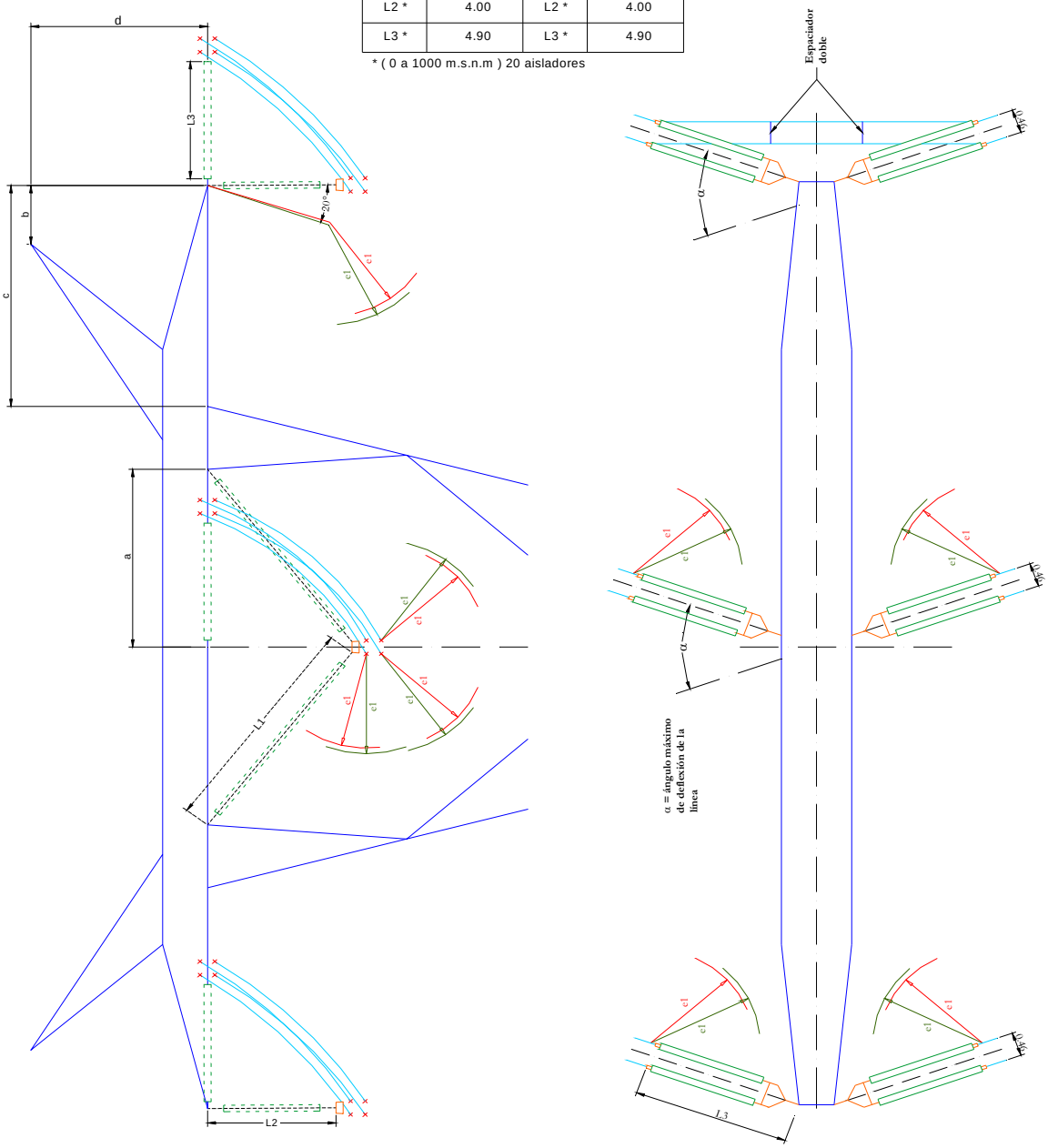


Figura 13. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D entre 1000 y 1800 m.s.n.m, configuración final a 500 kV

TORRES DE RETENCIÓN
TIPOS B, C, D

Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	3.84 (20º)	e1 >=	3.69 (18.6º)
L1 *	7.64	L1 *	7.64
L2 *	4.51	L2 *	4.51
L3 *	5.41	L3 *	5.41

* (1000 a 1800 m.s.n.m) 23 aisladores

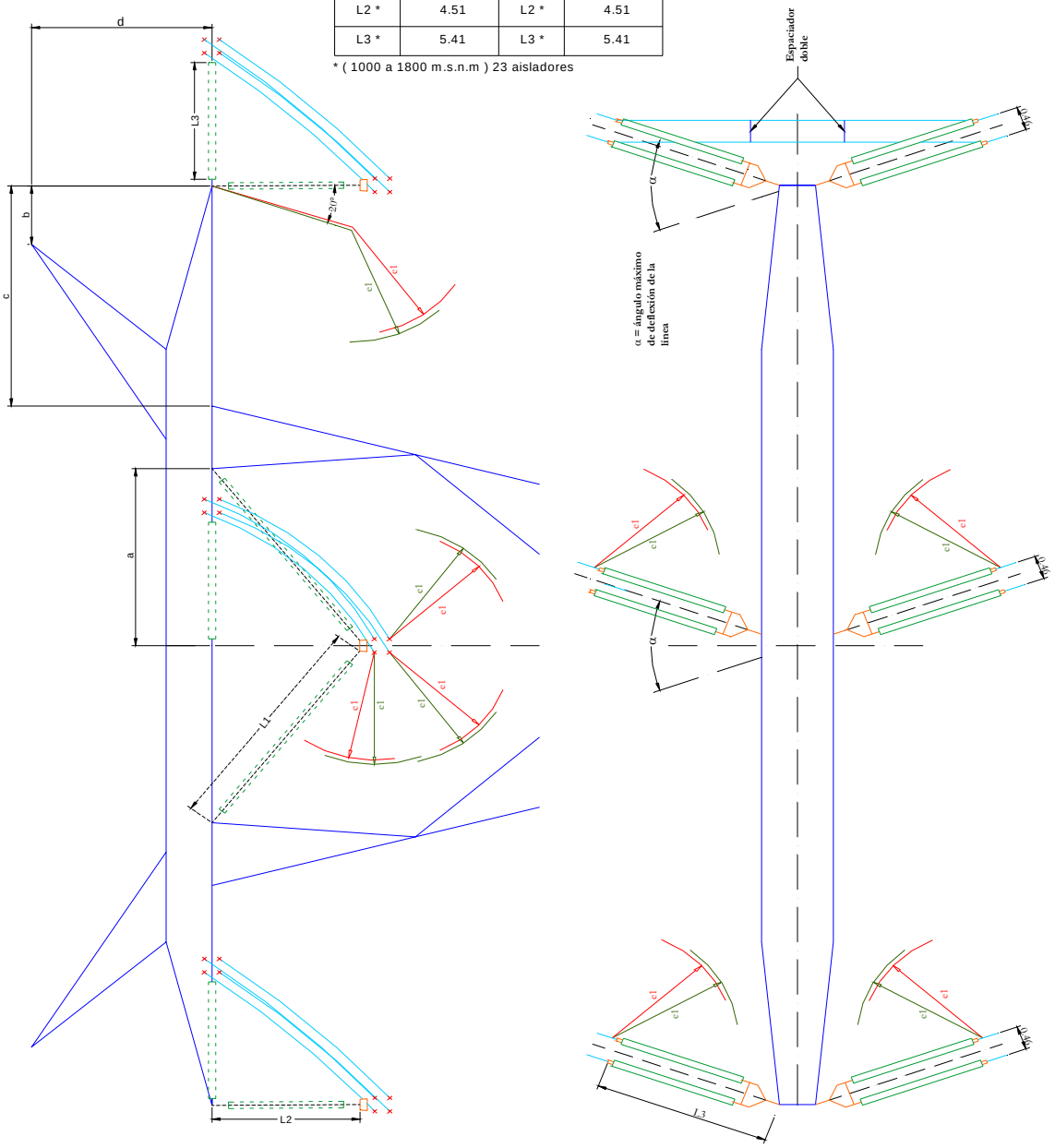
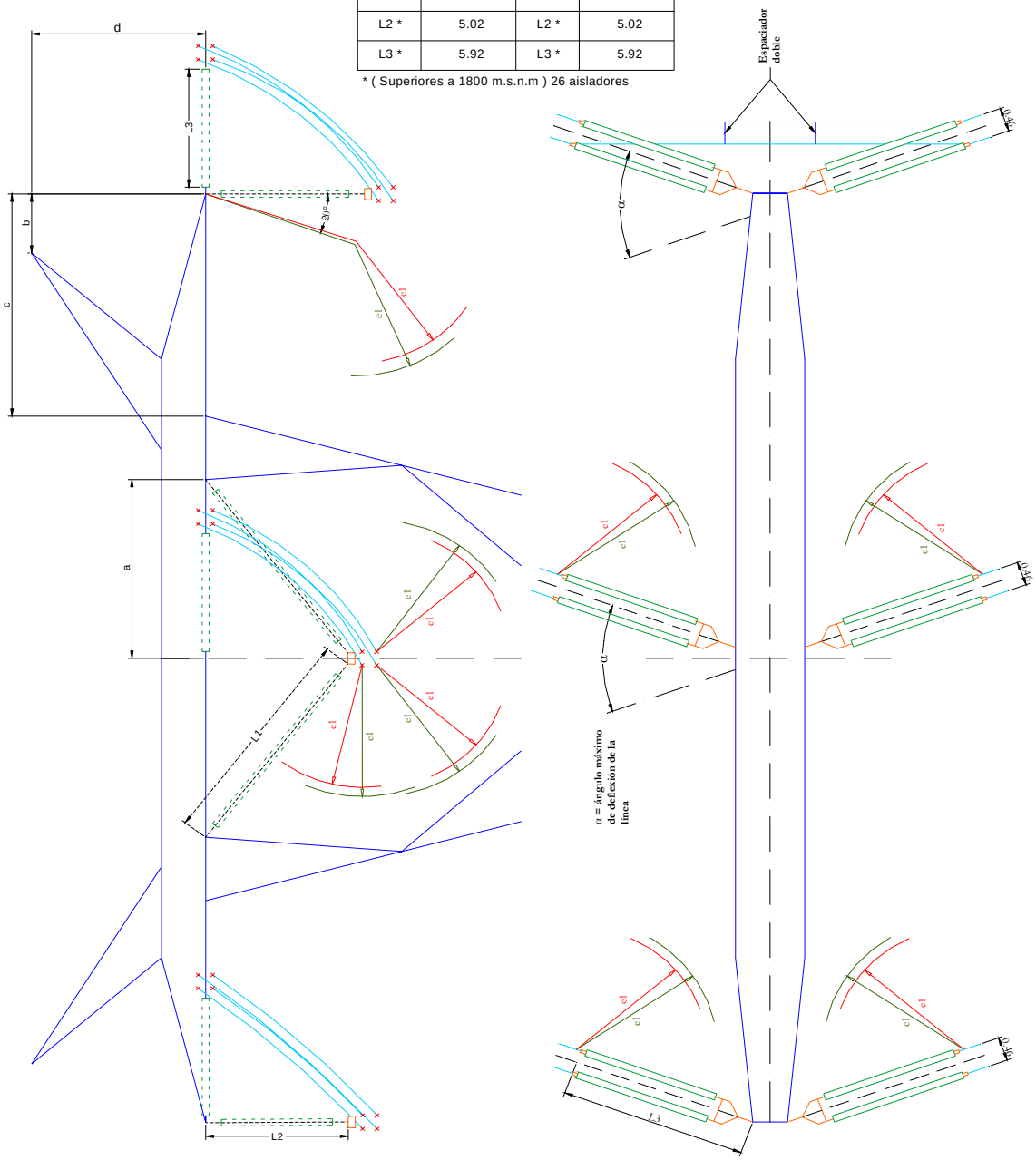


Figura 14. Esquema de balanceo de las distancias de seguridad y ángulo de desvío para la torre de retención Tipos B, C y D superiores a 1800 m.s.n.m, configuración final a 500 kV

Distancias mínimas en metros (Diseño)		Distancia mínima en metros (Calculada)	
a	6.07	a	6.07
b	2.00	b	2.00
c	7.54	c	7.54
d	5.50	d	5.50
e1 >=	4.46 (20º)	e1 >=	4.15 (18.6º)
L1 *	7.64	L1 *	7.64
L2 *	5.02	L2 *	5.02
L3 *	5.92	L3 *	5.92

* (Superiores a 1800 m.s.n.m) 26 aisladores

TORRES DE RETENCIÓN
TIPOS B, C, D



1.3. CONCLUSIONES Y DIAGNOSTICO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA LÍNEA.

- Según la evaluación realizada al total de estructuras en la línea al nivel de 230 kV, se encontró que el 15.8 % de las estructuras que corresponden a 50 apoyos de retención, tienen la distancia de seguridad contra descarga atmosférica de diseño menor a la calculada en el estudio. Esto se demuestra comparando las distancias eléctricas y los ángulos de desvío de diseño con los calculados, los cuales se muestran en los Anexos 12 y 13, y que se ilustran en las figuras 7, 8 y 9.

- Según la evaluación realizada al total de estructuras en la línea al nivel de 230 kV, se encontró que el 84.2 % de las estructuras que corresponden a 267 apoyos, tienen la distancia de seguridad contra descarga atmosférica de diseño mayor o igual a la calculada en el estudio, de las cuales 69 estructuras son de retención y 198 son de suspensión. Esto se demuestra comparando las distancias eléctricas y los ángulos de desvío de diseño con los calculados, los cuales se muestran en los Anexos 12 y 13, y que se ilustran en las figuras 1 a 9.

- Se concluye que al ser menor la distancia mínima de seguridad de diseño con respecto a la calculada en el estudio para las 50 estructuras afectadas, se presenta un traslape de las zonas cubiertas por las distancias entre fases de diferente circuito en cada una de las estructuras afectadas, lo cual conlleva a un incremento en la inducción electromagnética entre fases de diferente circuito, y por ende un aumento en la cantidad de corriente censada por las protecciones de la línea, lo cual hace que dichas protecciones actúen y ocasionen la apertura del circuito afectado en el momento de censar ese exceso de corriente.

- Según la evaluación realizada al total de estructuras en la línea al nivel de 230 kV, se encontró que el 62 % de las estructuras que corresponden a 198 apoyos, los cuales en su totalidad son de suspensión, tienen la distancia de seguridad a frecuencia industrial de diseño menor a la calculada en el estudio, el 38 % restante que corresponden a 119 estructuras de retención, no tienen ningún inconveniente con este tipo de distancia. Esto se demuestra comparando las distancias eléctricas y los ángulos de desvío de diseño con los calculados, los cuales se muestran en los Anexos 12 y 13, y que se ilustran en las figuras 1 a 9.

- Según la evaluación realizada al total de estructuras en la línea, se encontró que el 62 % de las estructuras que corresponden a 198 apoyos, los cuales en su totalidad son de suspensión, tienen la distancia de seguridad debido a sobretensión de interrupción mayor o igual a la distancia calculada en el estudio, el 38 % restante que corresponde a 119 estructuras de retención, al igual que las anteriores no tienen ningún inconveniente con esta distancia. Esto se demuestra comparando las distancias eléctricas y los ángulos de desvío de diseño con los calculados, los cuales se muestran en los Anexos 12 y 13, y que se ilustran en las figuras 1 a 9.

- En el cálculo de las distancias de seguridad contra sobretensiones se tiene en cuenta el efecto del viento sobre la cadena de aisladores y los conductores de fase de los diferentes circuitos de la línea; la velocidad de viento con la que se cálculo

el ángulo de desvío de las cadenas es la velocidad máxima promedio de 55 km / h y la velocidad máxima de 100 km / h, estas velocidades ejercen una presión de viento sobre estos elementos de 12.705 N / m^2 y 42 N / m^2 respectivamente, los cuales originan un ángulo de desvío medio y máximo, que fueron verificados con los ángulos de diseño de la línea, y arrojaron resultados que se encuentran dentro de el límite del diseño para las distancias eléctricas.

- Por consiguiente, aunque en el cálculo de las distancias eléctricas se encuentran valores superiores a los establecidos en el diseño, esto no indica que se encuentre mal dimensionado el sistema fase – fase de diferente circuito y estructura, lo cual nos lleva a concluir que las distancias de seguridad se estan cumpliendo; aunque los resultados no sean idénticos a lo esperado con el diseño, por consiguiente, se concluye que si la distancia de seguridad calculada es mayor a la especificada en el diseño, pero su ángulo de desvío es menor al del diseño, indica que la distancia es compensada por el ángulo calculado. Esto se demuestra observando las figuras 1 a 9, las cuales ilustran este criterio.

- Se analizaron de igual manera las mismas distancias y los mismos ángulos de desvío para la configuración final de la línea a 500 kV, la cual arrojo resultados positivos debido a que dicha configuración brinda mejor posibilidad de distribución de las fases del circuito en el brazo de las estructuras, por consiguiente se concluye que el diseño que se elaboro para dicha configuración es acorde con los valores calculados en nuestro estudio.

- Finalmente se concluye que las distancias eléctricas contra sobretensiones al nivel de tensión de 230 kV y 500 kV, cumplen con los requerimientos mínimos de operación de la línea en estudio, lo cual nos lleva a pensar que la problemática de la línea no se encuentra en las distancias y la distribución de los circuitos en el brazo de las torres, sino posiblemente en problemas de apantallamiento y puesta a tierra de las estructuras a lo largo de la línea. Por ello se afirma la utilización de las metodologías de evaluación para determinar la salida de la línea por falla de apantallamiento y el mecanismo de flameo inverso.

2. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF-KOSTENKO PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO-TUNAL POR FALLA DEL APANTALLAMIENTO.

En el presente capítulo se analizará vano por vano la línea Guavio – Tunal, y por 100 kilómetros por año, utilizando para ello el método de Burgsdorf – Kostenko. Inicialmente se hará una descripción secuencial de los parámetros que influyen en el cálculo del número de salidas de la línea en los vanos por año y en 100 kilómetros de línea por año, secuencialmente a esta descripción se ilustrará un ejemplo de cálculo y se tomará para ello el vano 79 de la línea, que corresponde a las torres (73 y 74) respectivamente, y que muestra un número de salidas bastante bajo con respecto al resto de la línea; posteriormente se obtendrán los resultados generales, por medio de Microsoft Excel los cuales se presentarán en el anexo 18 y en la tabla 1, para el análisis teórico de falla de apantallamiento en cada uno de los vanos de la línea; y en el anexo 19 y la tabla 2., para el análisis teórico de falla del apantallamiento en 100 kilómetros de línea por año.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF-KOSTENKO PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE SALIDAS DE LÍNEA VANO A VANO.

Cuando falla la protección del cable de guarda, la descarga atmosférica golpea directamente al conductor de fase causando la más grave sobretensión y se considera que la gran mayoría de las veces el flameo producido por ésta ocasiona la salida de la línea de transmisión.

El número de salidas de la línea depende directamente, de la probabilidad de falla del apantallamiento, de la cantidad de descargas interceptadas por ella y de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica que ocasiona el flameo.

2.1.1. Probabilidad de falla del apantallamiento. La probabilidad de que falle el apantallamiento en el vano considerado depende de la altura promedio del cable de guarda sobre el terreno y del ángulo promedio de apantallamiento. Se mostrará a continuación el cálculo de la probabilidad de falla del apantallamiento para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$LogP(\overline{\theta}_S) = \left(\frac{\overline{\theta}_S * \sqrt{\overline{H}_w}}{90} \right) - 2 \qquad \text{ec. (2.1)}$$

$$LogP(\overline{\theta}_S) = \left(\frac{(16.90^{o}) * \sqrt{58.84}}{90} \right) - 2$$

$$P(\overline{\theta}_S) = 0.2757[\%]$$

Donde:

$P(\overline{\theta}_S)$ = 0.2757, probabilidad de falla del apantallamiento, expresada en %

$\overline{\theta}_S$ = 16.90, ángulo promedio de apantallamiento, expresado en grados

$\overline{H}_W$ = 58.84, altura promedio del cable de guarda en la torre, expresada en metros

2.1.2. Densidad de descargas al vano. El número de descargas por año interceptadas por la línea, en el vano considerado, depende directamente de la cantidad de descargas atmosféricas en la zona, del ancho de banda de atracción y de la longitud del vano. Se mostrará a continuación el cálculo de la densidad de descargas al vano para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$N_V = N * W * A * 10^{-6}$$

$$N_V = 5.8 * 262.1 * 385.22 * 10^{-6} \quad \text{e.c. (2.2)}$$

$$N_V = 58.45$$

Donde:
N_V = 58.45, número de descargas al vano por año
N = 5.8, número de descargas por kilómetro cuadrado por año
W = 262.1, ancho de banda de atracción, expresada en metros
A = 385.22, longitud del vano considerado, expresado en metros

2.1.3. Densidad de descargas a tierra. El número de descargas atmosféricas por kilómetro cuadrado por año es directamente proporcional al nivel isoceráunico de la zona considerada, de donde se obtiene. Se mostrará a continuación el cálculo de la densidad de descargas a tierra para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo.

$$N = (0.09652 * (N.I.))$$

$$N = (0.09652 * (60)) \quad \text{e.c. (2.3)}$$

$$N = 5.8$$

Donde:
N = 5.8, número de descargas por kilómetro cuadrado por año
N.I. = 60, nivel isoceráunico de la zona considerada

2.1.4. Banda de atracción o sombra eléctrica. El ancho de la banda de atracción para el estudio estará dado por siguiente ecuación. Se mostrará a continuación el cálculo de la banda de atracción para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$W = \left(4 * \left(\overline{H}_{TC} + \overline{H}_{CW}\right) + \left(\frac{S_{12d} + S_{12i}}{2}\right)\right) \quad \text{ec. (2.4.)}$$

$$W = \left(4 * (47.98 + 10.86) + \left(\frac{23.40 + 30}{2}\right)\right)$$

$$W = 262.1[m]$$

Donde:
W = 262.1, ancho de la banda de atracción, expresada en metros
$\overline{H}_{TC}$ = 47.98, altura promedio del conductor sobre el terreno, expresada en metros
$\overline{H}_{CW}$ = 10.86, altura promedio del cable de guarda sobre el conductor, expresada en metros
S_{12d} = 23.40, separación horizontal entre cables de guarda en la torre derecha, expresada en metros
S_{12i} = 30, separación horizontal entre cables de guarda en la torre izquierda, expresada en metros

2.1.5. Probabilidad de que se exceda la corriente crítica. La fórmula que da Burgsdorf para encontrar la probabilidad con la cual la corriente de descarga excederá el valor de la corriente crítica se presenta en la ecuación 2.5. Se mostrará a continuación el cálculo de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{I_C}{60} \qquad \text{ec. (2.5)}$$

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{3.99}{60}$$

$$P(I_C) = 85.81[\%]$$

Donde:
P (I_C) = 85.81, probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en %
I_C = 3.99, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios

2.1.6. Corriente crítica. La magnitud de la corriente crítica de descarga necesaria para causar flameo, de acuerdo con el nivel básico de aislamiento de la línea se muestra en la ecuación 2.6. Se mostrará a continuación el cálculo de la corriente crítica para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$I_C = \frac{2 * BIL}{Z_C} \qquad \text{ec. (2.6)}$$

$$I_C = \frac{2*1050}{526.6417}$$

$$I_C = 3.99[kA]$$

Donde:
I_C = 3.99, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios
BIL = 1050, nivel básico de aislamiento, expresado en kilovoltios
Z_C = 526.6417, impedancia característica del conductor de fase, expresada en ohmios

2.1.7. Impedancia característica del conductor. La impedancia característica que presenta el conductor a una corriente de descarga, esta dado por la ecuación 2.7. Se mostrará a continuación el cálculo de la impedancia característica para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$Z_C = 60 * \left(Ln\left(\frac{2 * \overline{H}_{TC}}{R_C} \right) \right) \qquad \text{ec. (2.7)}$$

$$Z_C = 60 * \left(Ln\left(\frac{2 * 47.98}{0.014975} \right) \right)$$

$$Z_C = 526.6417[\Omega]$$

Donde:
Z_C = 526.6417, impedancia característica, expresada en ohmios
R_C = 0.014795, radio del conductor, expresado en metros
$\overline{H}_{TC}$ = 47.98, altura promedio del conductor sobre el terreno, expresada en metros

2.1.8. Número de salidas. Finalmente se determina el número de salidas por la falla del apantallamiento basados en la ecuación 2.8. Se mostrará a continuación el cálculo del número de salidas para el vano 79 considerado como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 18.

$$n = \left(P\left(\overline{\theta}_S\right) * N_V * P\left(I_C\right) * 10^{-4}\right)$$

$$n = \left(0.2757 * 58.45 * 85.81 * 10^{-4}\right) \quad \text{e.c. (2.8.)}$$

$$n = 13.830 * 10^{-4}\left[\frac{salidas}{año}\right]$$

Donde:
n = 0.001383, número de salidas de la línea en el vano por año
N_V = 58.45, número de descargas al vano por año
P (I_C) = 85.81, probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en %
$P\left(\overline{\theta}_S\right)$ = 0.2757, probabilidad de falla del apantallamiento, expresada en %

En el desarrollo de la presente metodología se tiene en cuenta las características físicas de las estructuras, de los ángulos promedios de apantallamiento, de las alturas promedio del cable de guarda y de los conductores con respecto al terreno, en el presente estudio por falta de la información referente al perfil de la línea se asumió una altura constante de separación entre los conductores y el cable de guarda con respecto al terreno, la cual fue calculada como la suma de la distancia mínima de seguridad de los conductores al terreno de 9.62 metros y la altura de la estructura izquierda en el vano considerado, para dar más o menos una aproximación del perfil montañoso en el cual se encuentra la línea.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BURGSDORF – KOSTENKO PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE SALIDAS DE LA LÍNEA POR 100 KILÓMETROS POR AÑO.

La metodología que se utilizara en este numeral esta relacionado con la descripción general del método de Burgsdorf – Kostenko que se explica en el Apéndice B. El desarrollo de las ecuaciones se hace secuencialmente como se explicó en el mismo y los resultados que se obtendrán a diferencia del numeral 2.1 del Apéndice B en el cual se desarrolla la metodología para un análisis particular vano a vano, serán para determinar las salidas de la línea por falla de apantallamiento por 100 kilómetros año.

A continuación se realizará la descripción del modelamiento matemático, y secuencialmente se dará un ejemplo de cálculo ilustrativo con la torre 262, la cual presenta un valor alto en el número de salidas con respecto al total de estructuras de la línea.

2.2.1. Probabilidad de falla del apantallamiento. La probabilidad de que falle el apantallamiento en una estructura considerada depende de la altura del cable de guarda en la torre y del ángulo de apantallamiento. Se mostrará a continuación el cálculo de la probabilidad de falla del apantallamiento para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$LogP(\theta_S) = \left(\frac{\theta_S * \sqrt{H_w}}{90} \right) - 2 \qquad \text{ec. (2.31.)B}$$

$$LogP(\theta_S) = \left(\frac{(22.31^{o}) * \sqrt{51.54}}{90} \right) - 2$$

$$P(\theta_S) = 0.60[\%]$$

Donde:
$P(\theta_S)$ = 0.60, probabilidad de falla del apantallamiento, expresada en %
θ_S = 22.31, ángulo promedio de apantallamiento, expresado en grados
H_W = 51.54, altura promedio del cable de guarda en la torre, expresada en metros

2.2.2. Número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año. El número de descargas a la línea es una variable importante en el cálculo del número de salidas, éste es directamente proporcional al nivel isoceráunico de las zonas por donde pasa la línea y de la altura del cable de guarda en cada una de las torres consideradas. A continuación se ilustra el cálculo del mismo para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$N_L = \frac{2.7 * (N.I.) * H_W}{30} \qquad \text{ec. } (2.32.)B$$

$$N_L = \frac{2.7 * (80) * 51.54}{30}$$

$$N_L = 397.99$$

Donde:
N_L = 397.99, número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año
N.I. = 80, nivel isoceráunico de la zona
H_W = 51.54, altura del cable de guarda en la torre, expresada en metros

2.2.3. Número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año. Esta variable es de gran incidencia en el cálculo del número de salidas de la línea por falla del apantallamiento, es directamente proporcional a la probabilidad de falla del apantallamiento y al número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año. A continuación se ilustra el cálculo del mismo para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$N_{FA} = N_L * P(\theta_S) * 10^{-2} \qquad \text{ec. (2.33.)}B$$

$$N_{FA} = 397.99 * 0.60 * 10^{-2}$$

$$N_{FA} = 2.395713$$

Donde:
N_{FA} = 2.395713, número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año
N_L = 397.99, número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año
P (θ_S) = 0.60, probabilidad de falla del apantallamiento, expresada en %

2.2.4. Magnitud de la corriente crítica. La magnitud de la corriente crítica de descarga necesaria para causar flameo, de acuerdo con el nivel básico de aislamiento de la línea se muestra en la ecuación 2.34 del Apéndice B. Se mostrará a continuación el cálculo de la corriente crítica para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$I_C = \frac{2*BIL}{Z_C} \qquad \text{ec. (2.34.)B}$$

$$I_C = \frac{2*1050}{477.23}$$

$$I_C = 4.40[kA]$$

Donde:
I_C = 4.40, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios
BIL = 1050, nivel básico de aislamiento, expresado en kilovoltios
Z_C = 477.23, impedancia característica del conductor de fase, expresada en ohmios

2.2.5. Probabilidad de exceder la corriente crítica. La fórmula que da Burgsdorf para encontrar la probabilidad con la cual la corriente de descarga excederá el valor de la corriente crítica se presenta en la ecuación 2.35 del Apéndice B. Se mostrará a continuación el cálculo de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{I_C}{60} \qquad \text{ec. (2.35.)B}$$

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{4.40}{60}$$

$$P(I_C) = 84.46[\%]$$

Donde:
P (I_C) = 84.46, probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en %
I_C = 4.40, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios

2.2.6. Número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año. El número de salidas de la línea por falla del apantallamiento, debido a la formación de arco en el aislamiento está dado por la ecuación 2.36 del Apéndice B. Se mostrará a continuación el cálculo del número de salidas de la línea por falla del apantallamiento para la torre 262 considerada como ejemplo ilustrativo, dicho resultado se puede apreciar en el anexo 19.

$$n = N_{FA} * P(I_C) * 10^{-2}$$

$$n = 2.395713 * 84.46 * 10^{-2}$$

$$n = 2.033\left[\frac{salidas * 100km}{año}\right]$$

Donde:
N = 2.033, número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año
N_{FA} = 2.395713, número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año
P (I_C) = 84.46, probabilidad de exceder la magnitud de la corriente crítica, expresada en %

Los resultados obtenidos en el desarrollo del presente capítulo se mostrarán en las tablas ilustrativas 1 y 2, y en los anexos 18 y 19, que permitirán el análisis teórico de la metodología, tanto vano a vano, como de 100 kilómetros por año.

Tabla 1. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea, en cada zona de nivel isoceráunico

TORRES N.I.			Σnv (desc/año)	Ñv (desc/año)	Σn x 10^-2 (sal / año)	ñ x 10^-2 (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	108,818	0,878	12,468	0,101
Torre 119	Torre 128	0	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 128	Torre 136	5	0,627	0,078	0,073	0,009
Torre 136	Torre 152	20	6,679	0,417	0,407	0,025
Torre 152	Torre 171	115	87,301	4,595	4,833	0,254
Torre 171	Torre 195	5	5,651	0,235	0,317	0,013
Torre 195	Pórtico Tunal	80	194,209	1,674	20,153	0,174
TOTALES			**403,3**		**0,382**	

Tabla 2. Número de fallas del apantallamiento de la línea por 100 kilómetros por año y número de salidas por año totales y promedio, en cada zona de nivel isoceráunico

TORRES		N.I.	ΣNfa Fallas (100km/año)	Ñfa Fallas (100km/año)	Σn Salidas (100km/ año)	ñ Salidas (100km/ año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	68,76	0,55	57,71	0,46
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,29	0,04	0,25	0,03
Torre 136	Torre 152	20	3,33	0,21	2,80	0,17
Torre 152	Torre 171	115	13,06	0,69	10,97	0,58
Torre 171	Torre 195	5	1,20	0,05	1,00	0,04
Torre 195	Pórtico Tunal	80	65,57	0,57	54,93	0,47
TOTALES			**1,5**		**0,013**	

2.3. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA BURGSDORF – KOSTENKO VANO A VANO.

Después de aplicar la metodología de Burgsdorf – Kostenko y de acuerdo con los resultados recopilados en la tabla 1 y en el Anexo 18, se discriminaron las variables que inciden en el número de salidas en cada vano de la línea, de las cuales concluimos lo siguiente:

- La variación de la corriente crítica a lo largo de la línea esta en un rango de variación del 28.16 %, donde, su valor mínimo es de 3.24 kA y se encuentra en los vanos 215 y 235 que corresponde a las torres (209 – 210) y (229 – 230) respectivamente, y su valor máximo es de 4.51 kA y se encuentra en el vano 315 que corresponde a los postes (19l – 20l), como se demuestra en el Anexo 18.

- La corriente crítica de descarga como función de la impedancia característica del conductor según el nivel de aislamiento de la línea, presenta las magnitudes más elevadas cuando esta impedancia característica disminuye, la cual a su vez depende de las menores alturas promedio del conductor sobre el terreno.

- La variación porcentual de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica a lo largo de la línea es del 4.18 %, donde, el valor mínimo de esta probabilidad es del 84.12 % y se presenta en el vano 315 que corresponde a los postes (19l – 20l), a su vez el valor máximo de esta probabilidad es del 88.30 % que se encuentra en los vanos 215 y 235 entre las torres (209 – 210) y (229 – 230) respectivamente, como se muestra en el Anexo 18.

- Se concluye que la probabilidad de que se exceda la corriente crítica de descarga es menor para las magnitudes más elevadas de corriente crítica, y obviamente, esta probabilidad es mayor en la medida que la magnitud de la corriente va disminuyendo.

- Se determinó que la variación de la corriente crítica para los diferentes vanos de la línea es relativamente pequeña, lo cual a su vez lleva a una variación también pequeña en la probabilidad de que se exceda dicha corriente crítica. Habiendo la posibilidad de variaciones grandes debidas al aumento o disminución de la altura promedio del conductor de fase sobre el terreno entre vanos consecutivos, lo cual hace que halla una variación grande en la probabilidad de que se exceda dicha corriente en estos vanos.

- La variación porcentual de la probabilidad de falla en el apantallamiento a lo largo de la línea es del 1.052 %, donde su valor mínimo es del 0.0233 % y se presenta en el vano 316 que corresponde al poste 20l y el pórtico de la subestación del Tunal y se encuentra en un nivel ceráunico 80; y su valor máximo es del 1.075 % y se presenta en el vano 16 que corresponde a las torres (10 – 11) y se encuentra en el nivel ceráunico 60, como se demuestra en el anexo 18.

- Se concluyó que existen variaciones significativas en el rango de la probabilidad de falla del apantallamiento entre los vanos, por tanto los resultados obtenidos en

el estudio y su comportamiento dentro del número total de salidas en cada vano de línea por año tiene una considerable influencia. Esto indica, que este parámetro es de gran importancia en la determinación del número de salidas de línea en el vano por año.

- El número de descargas por año interceptadas por la línea, varía entre 0 y 19.44, donde su valor mínimo se presenta entre los vanos 125 al 133, es decir entre la torre 119 a la torre128, y su valor máximo se presenta en el vano 235, que corresponde a las torres (229 – 230), es de notar que en el vano 215 (torres 209 – 210) el número de descargas por año interceptadas por la línea es de 17.96, que es el segundo valor más elevado, que se presenta en el análisis de la línea, como se demuestra en el anexo 18.

- Se puede decir que la densidad de descargas por año interceptadas por la línea varía proporcionalmente con la longitud del vano, ya que a mayor longitud mayor número de salidas; con el ancho de banda de atracción, ya que este depende de la altura media del cable de guarda sobre el terreno, la altura promedio del conductor sobre el terreno y de la disposición física de los cables de guarda en las torres del vano considerado; y depende en gran medida del nivel ceráunico de la zona del vano considerado, ya que a mayor nivel ceráunico existirá una mayor densidad de descargas a tierra lo cual incrementa el número de descargas al vano por año y por consiguiente el número de salidas de la línea en el vano por año.

- La variación en el número de salidas de la línea en el vano por año esta en el rango de 0 a 0.0156 salidas, donde el valor mínimo ocurre con un nivel ceráunico 0 entre los vanos (125 – 133), es decir entre la torre 119 a la torre 128; y su valor máximo ocurre con un nivel ceráunico 80 en el vano 256, entre las torres (250 – 251), como se demuestra en el Anexo 18.

- Se encontró que el número más alto de salidas no esta en el nivel ceráunico 115, como se podría pensar, si no que está en el nivel ceráunico 80, esto debido a que las probabilidades de falla del apantallamiento son menores para el primer nivel ceráunico y por consiguiente más altas para el segundo.

- Se determinó que para un mismo nivel ceráunico, los vanos que reciben un mayor número de impactos poseen también un mayor número de salidas. Sin embargo se presentan excepciones como por ejemplo, para el nivel ceráunico 5 las parejas de vanos: (134 – 135) y (192 – 193); para el nivel ceráunico 20 las parejas de vanos: (145 – 146) y (154 – 157); para el nivel ceráunico 60 las parejas de vanos: (13 – 14) y (21 – 22); para el nivel ceráunico 80 las parejas de vanos: (201 – 203) y (219 – 220); y para el nivel ceráunico 115 las parejas de vanos: (165 – 166) y (173 – 174), en los cuales los primeros tienen una mayor densidad de descarga, y poseen un menor número de salidas que los segundos, ya que en estos casos la probabilidad de falla del apantallamiento es mayor, como se demuestra en el anexo 18.

- Finalmente se puede concluir que aunque la línea según el análisis tenga un alto índice de densidad de descargas, el número de salidas por año totales y por cada zona de nivel isoceráunico son muy pequeñas, de lo cual se puede pensar que la

línea se encuentra bien apantallada, y que los problemas en la operación se deben a otros motivos, claro esta que tenemos que esperar los resultados de las demás metodologías, puesto que las salidas totales de la línea son determinadas por la suma de las salidas ocasionadas por el fenómeno de flameo inverso y por la rata de salidas por falla de apantallamiento.

2.4. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA BURGSDORF – KOSTENKO POR 100 KILÓMETROS POR AÑO.

Después de aplicar la metodología de Burgsdorf – Kostenko y de acuerdo a los resultados recopilados en la tabla 2 y en el Anexo 19, se discriminaron las variables que inciden en el número de salidas por 100 kilómetros de línea por año, de las cuales concluimos lo siguiente:

- La variación de la corriente crítica a lo largo de la línea por 100 kilómetros esta en un rango de variación del 32.52 %, donde, su valor mínimo es de 4.40 kA y se encuentra en las estructuras 64, 70, 144 y 262, y su valor máximo es de 6.52 kA y se encuentra en los pórticos de la línea, como se demuestra en el anexo 19.

- La corriente crítica de descarga como función de la impedancia característica del conductor según el nivel básico de aislamiento de la línea, presenta las magnitudes más elevadas cuando esta impedancia característica disminuye, la cual a su vez depende de las alturas más bajas del conductor sobre el terreno.

- La variación porcentual de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica a lo largo de la línea por 100 kilómetros es del 7.81 %, donde, el valor mínimo de esta probabilidad es del 77.88 % y se presenta en los pórticos de la línea, a su vez el valor máximo de esta probabilidad es del 84.48 % que se encuentra en la torre 144, como se demuestra en el Anexo 19.

- Se concluye que la probabilidad de que se exceda la corriente crítica de descarga es menor para las magnitudes más elevadas de corriente crítica, y obviamente, esta probabilidad es mayor en la medida que la magnitud de la corriente va disminuyendo.

- La variación porcentual de la probabilidad de falla en el apantallamiento a lo largo de la línea por 100 kilómetros es del 0.6 %, donde su valor mínimo es del 0.01 % y se presenta en los pórticos de la subestación del Tunal y de la subestación de Guavio y se encuentran en un nivel ceráunico 60 y 80 respectivamente; y su valor máximo es del 0.61 % y se presenta en las torres 70 y 144 que se encuentran en los niveles ceráunicos 60 y 20 respectivamente, como se demuestra en el Anexo 19.

- Según los resultados obtenidos se concluye que en los pórticos de las subestaciones se encuentra la menor probabilidad de falla del apantallamiento, aunque dichos pórticos se encuentren en distinto nivel ceráunico, el apantallamiento de las subestaciones es diferente al apantallamiento de la línea, y por consiguiente este brinda mejor protección a los conductores y a los equipos.

- El número de descargas o la densidad descargas a la línea por 100 kilómetros por año esta directamente relacionado con el nivel isoceráunico de la zona donde se encuentre posicionada la estructura, encontrando su valor mínimo entre las torres 120 a 128 que se localizan en el nivel isoceráunico 0, y su valor máximo en la torre 170 que se encuentra en un nivel isoceráunico 115, que es el más alto en el trazado de la línea, como se demuestra en el Anexo 19.

- Podemos concluir que el número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año de línea, es un factor importante en el cálculo del número total de salidas de la línea por falla del apantallamiento. Este número depende directamente de las características físicas de las estructuras tales como su altura, del posicionamiento del cable de guarda y del ángulo de protección que brinde a los conductores, a su vez depende del número de descargas por 100 kilómetros por año que es directamente proporcional al nivel isoceráunico de la zona donde se encuentra posicionada la estructura, lo cual indica que a mayor altura de torre y mayor nivel isoceráunico el número de fallas aumenta proporcionalmente, estando limitado por la probabilidad de que falle el apantallamiento, ya que a mayor probabilidad mayor número de fallas del apantallamiento.

- Se puede concluir, como era de esperarse que el menor número de salidas de la línea se encuentra entre las torres 120 a 128, ya que estas se encuentran en el nivel isoceráunico más bajo y presentan la menor probabilidad de falla de apantallamiento, además se encontró que el mayor número de salidas por 100 kilómetros por año se encuentra en la torre 262 y no en la torre 170 como era de esperarse, ya que esta torre presenta el máximo número de fallas de apantallamiento por 100 kilómetros por año, siendo los factores más influyentes su altura, la altura sobre el nivel del mar y el nivel isoceráunico donde se encuentra posicionada.

- Finalmente se puede concluir que la línea tiene un comportamiento aceptable ante la falla del apantallamiento, según los cálculos realizados y los resultados obtenidos las fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año son de 1.5, por lo cual para la longitud total de la línea se tienen más o menos 2 fallas de apantallamiento por año, lo cual se encuentra dentro de límites aceptables según lo estipulan las normas aplicables a la operación de las líneas de transmisión en el sistema de transmisión colombiano, además de estas 2 fallas la posibilidad de salidas es muy baja más o menos del orden de 0.013 salidas por 100 kilómetros por año, lo cual indica que para la longitud total de la línea son 0.5 salidas por año.

- De lo anterior se piensa nuevamente que la problemática de las salidas de la línea se deben a otra causa, recordando que se esperan los resultados de las demás metodologías para dar un dictamen sobre las salidas totales.

3. APLICACIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE I PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO – TUNAL POR FALLAS DEL APANTALLAMIENTO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE I

Como se describe en el Apéndice B, el método simplificado de los dos puntos Parte I evalúa el comportamiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para determinar el número total de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año de la línea.

En el presente capítulo se presentará el modelamiento matemático a seguir para desarrollar dicho método, y encontrar el número de salidas teóricas de la línea Guavio – Tunal por falla de apantallamiento. Los resultados obtenidos y los cálculos realizados se mostrarán en anexo 20 y en la tabla 3, los cuales sirven para realizar el análisis teórico de esta metodología. A continuación de la descripción se ilustrará secuencialmente el cálculo para la torre 70 de la línea que se utilizará como ejemplo representativo del desarrollo de la metodología.

3.1.1. Número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año. El número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, se determina por la ecuación (3.1), la cual es función del nivel isoceráunico de la zona por donde pasa la línea, y de una constante determinada con base en investigaciones de campo de valor 0.012. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$N = 0.12 * (N.I.) * (EPRI) \qquad \text{ec. (3.1)}$$

$$N = 0.12 * (60) * (0.1)$$

$$N = 0.72$$

Donde:
N = 0.72, número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año
N.I. = 60, nivel isoceráunico de la zona

3.1.2. Altura promedio del cable de guarda en la línea. La altura promedio del cable de guarda en la línea, esta determinada por la altura del cable de guarda en la torre y por este en la mitad del vano, además cuantifica la influencia del paso de la línea por terrenos planos, ondulados y montañosos, la cual a su vez disminuye su altura efectiva al considerar una fracción de los niveles isoceráunicos para cada tipo de terreno.

La participación del perfil plano dentro de la línea se calcula por medio de la ecuación 2.2 expuesta en el Apéndice B, la cual determina una altura efectiva del cable de guarda en la línea " $\overline{H}_{wp}$ ", el cual depende de la altura del cable de guarda en la torre " H_w " y de la distancia a tierra en mitad del vano para el cable de guarda " H_{tw} ".

Para el perfil ondulado se tiene en cuenta que la altura efectiva del cable de guarda es la misma altura del cable de guarda en la torre.

Para el perfil montañoso la altura efectiva del cable de guarda debe ser mayor o igual a dos veces la altura efectiva del cable de guarda en la torre, como se muestra en la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$h_m = \left(\overline{H}_{wp} * \%N.I._p\right) + \left(\overline{H}_{wo} * \%N.I._o\right) + \left(\overline{H}_{wM} * \%N.I._M\right) \qquad \text{e.c. (3.2)}$$

$$h_m = (23.41 * 0.025) + (51.83 * 0.05) + (51.83 * 0.1375)$$

$$h_m = 17.43[m]$$

Donde:
h_m = 17.43, altura promedio del cable de guarda en la línea, expresada en metros
$\overline{H}_{wp}$ = 23.41, altura efectiva del cable de guarda en la línea para el perfil plano, expresada en metros
$\overline{H}_{wo}$ = 51.83, altura efectiva del cable de guarda en la línea para el perfil ondulado, expresada en metros
$\overline{H}_{wM}$ = 51.83, altura efectiva del cable de guarda en la línea para el perfil montañoso, expresada en metros
$\%N.I._p$ = 0.025, fracción del nivel isoceráunico en perfil plano, igual a 0.025 para el presente estudio
$\%N.I._o$ = 0.05, fracción del nivel isoceráunico en perfil ondulado, igual a 0.05 para el presente estudio
$\%N.I._M$ = 0.1375, fracción del nivel isoceráunico en perfil montañoso, igual a 0.1375 para el presente estudio.

3.1.3. Número de rayos a la línea por 100 kilómetros por año. El número de rayos a la línea por 100 kilómetros por año, es función del número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año " N ", por la separación entre cables de guarda en cada una de las torres y de la altura promedio del cable de guarda en la línea, y esta expresado por la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$N_L = N * \left(b + \left(4 * h_m^{1.09}\right)\right) \qquad \text{e.c. (3.3)}$$

$$N_L = 0.72 * \left(30 + \left(4 * 17.43^{1.09}\right)\right)$$

$$N_L = 87$$

Donde:
N_L = 87, número de rayos a la línea por 100 kilómetros por año
b = 30, separación entre cables de guarda, expresada en metros
h_m = 17.43, altura promedio del cable de guarda en la línea, expresada en metros

3.1.4. Radio corona. Para determinar el radio corona, se debe resolver la ecuación (3.4) por medio de un método iterativo tipo Newton – Raphson.

$$R * Ln\left(\frac{2h}{R}\right) = \left(\frac{V}{E_0}\right) \qquad \text{ec. (3.4)}$$

Donde:
R = radio de corona
H = altura del conductor sobre el nivel del terreno, expresada en metros

V = tensión aplicada al conductor de fase
E_0 = gradiente límite, por debajo del cual no se presenta corona, expresada en V/m

Al resolver la ecuación por el método iterativo podemos obtener la siguiente aproximación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$R \cong \left[1.2*10^{-4}*(V)\right] \quad \text{ec. (3.5)}$$

$$R \pm 0.213[\text{m}]$$

3.1.5. Radio equivalente de un haz de conductores libre de corona. El radio equivalente de un haz de conductores libre de corona, está dado por la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$R_{eq} = \sqrt[n]{r_{11}r_{12}r_{13}...r_{1n}} \qquad \text{ec. (3.6)}$$

$$R_{eq} = \sqrt[2]{0.014795*0.014795}$$

$$R_{eq} = 0.04795\,[\text{m}]$$

Donde:
R_{eq} = 0.014795, radio equivalente de un haz de conductores libre de corona
r_{11} = 0.014795, radio del subconductor 1
r_{1n} = 0.014795, radio del subconductor n
n = 2, número de subconductores
R + R_{eq} = 0.22795, radio corona aproximado del haz.

3.1.6. Impedancia impulso propia eficaz del conductor n. La impedancia impulso eficaz se puede calcular para un solo conductor o para un haz de conductores, esta impedancia se puede calcular utilizando los radios equivalentes de los conductores agrupados y el radio corona aproximado del haz, además depende de la altura media del conductor sobre el suelo.

La presencia de varios subconductores causa reducciones en el diámetro corona efectivo de cada subconductor, la siguiente ecuación determina la impedancia impulso propia eficaz del conductor n de la siguiente manera. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$Z_{nn} = 60*\left(\sqrt{\left(Ln\left(\frac{2*h\phi}{r}\right)\right)*\left(Ln\left(\frac{2*h\phi}{R}\right)\right)}\right) \qquad \text{e.c. (3.7)}$$

$$Z_{nn} = 60*\left(\sqrt{\left(Ln\left(\frac{2*43.78}{0.014795}\right)\right)*\left(Ln\left(\frac{2*43.78}{0.227795}\right)\right)}\right)$$

$$Z_{nn} = 431.4[\Omega]$$

Donde:
Z_{nn} = 431.4, Impedancia impulso propia eficaz del conductor n, expresada en ohmios
r = 0.014795, radio del conductor (R_{eq}) si se trata de un haz, expresado en metros
R = 0.227795, radio corona del conductor o haz de conductores, expresado en metros
h_ϕ = 43.78, altura media del conductor sobre el suelo, expresada en metros

3.1.7. Corriente mínima crítica del rayo. La corriente mínima crítica del rayo (kA), para que ocurra falla del apantallamiento (kA), es función del voltaje crítico de flameo para el aislamiento (figuras 68 y 69) de la fase más expuesta (kV) calculada en un tiempo t = 6 μs, y de la impedancia impulso del conductor con efecto corona, como se muestra así. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$I_{\min} = \left(\frac{2 * V_c}{Z_\phi} \right)$$

$$I_{\min} = \left(\frac{2 * 4.350}{431.4} \right) \qquad \text{ec. (3.8)}$$

$$I_{\min} = 20.17[kA]$$

Donde:
I_{min} = 20.17, Corriente mínima crítica del rayo, para que ocurra falla del apantallamiento, expresada en kiloamperios
V_c = 4.350, tensión crítica de flameo para el aislamiento en t = 6 μs, expresada en kilovoltios.
Z_ϕ = 431.4, Impedancia impulso del conductor con efecto corona, expresada en ohmios

3.1.8. Distancia mínima crítica de atracción del rayo. La distancia mínima crítica de atracción del rayo esta dada por la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$S = 10 * I_{\min}^{0.65}$$

$$S = 10 * 20.17^{0.65} \qquad \text{ec. (3.9)}$$

$$S = 70.47[m]$$

Donde:
S = 70.47, distancia mínima crítica de atracción del rayo, expresada en metros
I_{min} = 20.17, corriente del rayo, expresada en kiloamperios

3.1.9. Abscisa del cable de guarda para apantallamiento efectivo. La ecuación (3.10) muestra como la abscisa del cable de guarda para un apantallamiento efectivo es función de la distancia mínima de atracción del rayo, de constante β (0.8 para líneas E.H.V.), de la altura media del conductor de fase más expuesto y de la altura media del cable de guarda. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$X_{cg} = \left(\sqrt{S^2 - (\beta S - Y_{cg})^2} \right) - \left(\sqrt{S^2 - (\beta S - Y_\phi)^2} \right) \qquad \text{ec. (3.10)}$$

$$X_{cg} = \left(\sqrt{70.47^2 - (56.38 - 17.43)^2} \right) - \left(\sqrt{70.47^2 - (56.38 - 43.78)^2} \right)$$

$$X_{cg} = -10.605[m]$$

Donde:
X_{cg} = -10.605, abscisa del cable de guarda para apantallamiento efectivo, expresada en metros
Y_{cg} = (h_m) = 17.43, ordenada del cable de guarda, expresada en metros
Y_ϕ = (h_ϕ) = 43.78, ordenada del conductor de fase, expresada en metros

3.1.10. Ángulo de apantallamiento efectivo. El ángulo de apantallamiento efectivo para la línea esta dado por la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$\alpha_E = ArcTang\left(\frac{X_{cg}}{Y_\phi - Y_{cg}}\right) \quad \text{ec. (3.11)}$$

$$\alpha_E = ArcTang\left(\frac{-10.605}{43.78 - 17.43}\right)$$

$$\alpha_E = 21.92^o$$

Donde:
α_E = 21.92 º, ángulo de apantallamiento efectivo, expresado en grados
X_{cg} = -10.605, abscisa del cable de guarda para apantallamiento efectivo, expresada en metros
Y_{cg} = (h_m) = 17.43, ordenada del cable de guarda, expresada en metros
Y_ϕ = (h_ϕ) = 43.78, ordenada del conductor de fase, expresada en metros

3.1.11. Ancho no protegido. Como se puede observar en la figura 70 numeral a , el rayo cae directamente sobre la fase incidiendo verticalmente, puede observarse que el rayo A saltará solamente sobre el cable de guarda, dado que para cualquier punto sobre el arco OP la distancia al conductor de fase será siempre mayor que S.

El rayo C solo podrá saltar a una distancia βS ya que para cualquier punto sobre la recta QR la distancia al conductor de fase es muy grande. El rayo B, tan pronto alcanza el arco PQ, solo podrá saltar hacia la fase.

La distancia X_S corresponde a una zona no protegida en la cual los rayos que normalmente alcanzarían la tierra incidirán en cambio sobre el conductor de fase. Para lograr un apantallamiento efectivo X_S debe ser igual a cero, como lo ilustra la figura 70 numeral b.

El ancho de banda depende de las siguientes condiciones:

- Si $\beta S \geq Y\phi$, entonces se dice que el punto de impacto se encuentra por encima de la coordenada (x, y) del conductor de fase.
- Si $\beta S \leq Y\phi$, entonces se dice que el punto de impacto se encuentra por debajo de la coordenada (x, y) del conductor de fase.

Además depende del ángulo del apantallamiento, de la distancia mínima crítica de atracción del rayo, de la separación del cable de guarda y fase y de la ordenada del conductor de fase, los cuales determinan el ancho no protegido de la siguiente manera. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$X_S = S * (COS\theta + (SENO(\alpha - W))) \qquad \text{e.c. (3.12)}$$

$$X_S = 70.47 * (COS127.58 + (SENO(22.30 - 86.43)))$$

$$X_S = 91.62[m]$$

Donde:
X_S = 91.62, ancho no protegido, expresado en metros
S = 70.47, distancia mínima crítica de atracción del rayo, expresada en metros

α = 22.31 º, ángulo de apantallamiento de la línea, expresado en grados.
Para nuestro caso, la ecuación 3.12 es la correspondiente a la condición $\beta S \geq Y\phi$, la cual determina el ancho no protegido y que a su vez depende de las siguientes ecuaciones:

$$\alpha = ARCTANG\left(\frac{m}{Y_{cg} - Y_{\phi}}\right) \qquad \text{e.c. (3.13)}$$

$$\alpha = ARCTANG\left(\frac{3.5}{17.43 - 43.78}\right)$$

$$\alpha = 22.30^{o}$$

$$\theta = ARCCOS\left(\frac{\beta - Y_{\phi}}{S}\right) \qquad \text{e.c.(3.14)}$$

$$\theta = ARCCOS\left(\frac{0.8 - 43.78}{70.47}\right)$$

$$\theta = 127.58^{o}$$

$$W = ARCCOS\left(\frac{F}{2 * S}\right) \qquad \text{ec. (3.15.)}$$

$$W = ARCCOS\left(\frac{8.78}{2 * 70.47}\right)$$

$$W = 86.43$$

Donde:
m = 3.5, separación horizontal del cable de guarda y el conductor de fase, expresada en metros
F = 8.78, separación entre cable de guarda y conductor de fase, expresada en metros

Ahora bien, si $\alpha_E > \alpha$, la línea se encontrara perfectamente apantallada, es decir que el número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año será igual a cero.

3.1.12. Distancia máxima de atracción del rayo. La distancia máxima de atracción de un rayo " $S_{máx}$ " depende de la distancia vertical entre el cable de guarda y el conductor de fase medios, y de la distancia de atracción del rayo media.

Depende de unas constantes " A, B y C " las cuales se calculan por medio de la pendiente de la distancia entre el conductor de fase y el cable de guarda, y de la constante β, que es 0.8 para las líneas EHV, todo esto se calcula mediante las siguientes ecuaciones. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo mostrativo.

$$S_{MÁX} = Y_0 * \overline{S} \qquad \text{e.c. (3.16)}$$

$$S_{MÁX} = 4.03 * 2.69$$

$$S_{MÁX} = 10.85[m]$$

Donde:
$S_{MÁX}$ = 10.85, distancia máxima de atracción del rayo, expresada en metros
Y_0 = 4.03, distancia vertical entre el cable de guarda y el conductor de fase medios, expresada en metros

$\bar{S}$ = 2.69, distancia media de atracción del rayo, expresada en metros

$$Y_0 = \frac{Y_{cg} - Y_\phi}{2} \qquad \text{e.c. (3.17)}$$

$$Y_0 = \frac{17.43 - 43.78}{2}$$

$$Y_0 = 4.03$$

$$\bar{S} = \frac{-B - \sqrt{B^2 + A*C}}{A} \qquad \text{e.c. (3.18)}$$

$$\bar{S} = \frac{-0.930 - \sqrt{0.930^2 + (-0.608)*0.598}}{(-0.608)}$$

$$\bar{S} = 2.69[m]$$

Donde:

$$m = pendiente = \frac{X_\phi - X_g}{Y_g - Y_\phi} \qquad \text{e.c. (3.19)}$$

$$m = pendiente = \frac{(-10.605)}{17.43 - 43.78}$$

m = -0.40

$$A = m^2 - m^2 * \beta - \beta^2 \qquad \text{e.c. (3.20)}$$

$$A = (-0.40)^2 - (-0.40)^2 * 0.8 - (0.8)^2$$

$$A = -0.608$$

$$\text{B} = \beta * (\text{m}^2 + 1) \qquad \text{e.c. (3.21)}$$

$$\text{B} = 0.8 * ((\text{-}0.40)^2 + 1)$$

$$B = 0.930$$

$$\text{C} = \text{m} + 1 \qquad \text{e.c. (3.22)}$$

$$\text{C} = (-0.40) + 1$$

$$\text{C} = 0.598$$

3.1.13. Corriente máxima para que ocurra falla a una distancia máxima de atracción del rayo. La corriente máxima para que ocurra falla a una distancia máxima de atracción del rayo, es función de una constante de valor 0.029 y de la distancia máxima de atracción del rayo, y esta dada por la siguiente ecuación. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$I_{MÁX} = 0.029 * (S_{MÁX}^{1.54}) \qquad \text{e.c. (3.23)}$$

$$I_{MÁX} = 0.029 * (10.85^{1.54})$$

$$I_{MAX} = 1.14[kA]$$

3.1.14. Probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente máxima, mínima. Esta probabilidad se utiliza tanto para el mecanismo de flameo inverso como para la falla de apantallamiento por 100 kilómetros por año, y se calcula de la siguiente manera. Se mostrará el cálculo realizado en la torre número 70 como ejemplo ilustrativo.

$$P_{IMÁX} = \frac{1}{1+\left(\frac{I_{MÁX}}{31}\right)^{2.6}} \qquad \text{e.c.}(3.24)$$

$$P_{IMÁX} = \frac{1}{1+\left(\frac{1.14}{31}\right)^{2.6}}$$

$$P_{IMÁX} = 1.00[\%]$$

$$P_{IMÍN} = \frac{1}{1+\left(\frac{I_{MÍN}}{31}\right)^{2.6}} \qquad \text{e.c.}(3.25)$$

$$P_{IMÍN} = \frac{1}{1+\left(\frac{20.17}{31}\right)^{2.6}}$$

$$P_{IMÍN} = 0.75[\%]$$

Donde:
P_I = probabilidad de que el pico de corriente en el rayo pueda exceder el valor de la corriente máxima (kA) y corriente mínima (kA).

3.1.15. Número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año. El número de fallas de apantallamiento por 100 kilómetros por año esta determinado la distancia del ancho no protegido promedio, del número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, y de la diferencia de probabilidades máxima y mínima de ocurrencia del rayo que estan asociados con las corrientes máximas y mínimas respectivamente, y se calcula de la siguiente manera:

$$N_{SF} = N * \frac{X_S}{2} * \left(P_{MÍN} - P_{MÁX}\right) \qquad \text{e.c.}(3.26)$$

$$N_{SF} = 0.72 * \frac{91.62}{2} * (0.75 - 1)$$

$$N_{SF} = 8.121$$

Donde:
N_{SF} = 8.121, número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año
N = 0.72, número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año
X_S = 91.62, ancho no protegido, expresado en metros

$P_{MÍN}$, $P_{MÁX}$ = 0.75 y 1, probabilidades de que el pico de corriente pueda exceder el valor de la corriente mínima y máxima (kA) respectivamente.

Si el ancho no protegido " X_S " es igual a cero, el número de fallas de apantallamiento por 100 kilómetros por año será igual a cero.

Tabla 3. Número de fallas del apantallamiento de la línea por 100 kilómetros por año y número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, totales y promedio en cada zona de nivel isoceráunico

TORRES		N.I.	ΣN Rayos (km²/año)	Ñ Rayos (km²/año)	ΣN_{SF} Salidas (100km / año)	$Ñ_{SF}$ Salidas (100km / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	89,28	0,72	8.121	0.064
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,48	0,06	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,84	0,24	2.898	0.181
Torre 152	Torre 171	115	26,22	1,38	0,00	0,00
Torre 171	Torre 195	5	1,44	1,09	0,00	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	112,32	0,96	0,00	0,00
TOTAL			**233,6**		**11,019**	

3.2. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA SIMPLIFICADA DE LOS DOS PUNTOS PARTE I.

- Se determinó que el número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, es uno de los factores más importantes para determinar el número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año; según los cálculos realizados se obtuvo que el valor mínimo es cero, y se encuentra entre los vanos 125 y 133, que corresponden a las torres (119 a 128) respectivamente; además se encontró que el valor máximo es de 1.38, y se encuentra entre los vanos 158 y 176, que corresponden a las torres (152 a 171) respectivamente, como se demuestra en el Anexo 20.

- De acuerdo a los cálculos realizados se encontró que la zona no protegida en la cual los rayos que normalmente alcanzarían la tierra inciden en cambios sobre la fase como es el caso de las torres 70 y 144, las cuales tienen una zona no protegida de 92.62 metros y 98.13 metros, respectivamente; lo cual nos indica que este parámetro es el más importante en la evaluación del número total de fallas de apantallamiento por 100 kilómetros por año de línea; ya que esta zona no protegida va a depender del radio de atracción del rayo y de la sombra eléctrica que proyectan las estructuras en el lugar donde se encuentran posicionadas, de lo cual se puede concluir que este factor depende del sitio y las características de exposición de la estructura contra el rayo, además se determina que para que

halla un apantallamiento efectivo, el ancho de la zona no protegida debe ser igual a cero, como ocurre a lo largo de la línea, exceptuando las estructuras anteriormente mencionadas, como se demuestra en el anexo 20.

- Se encontró que el menor valor de la distancia mínima de atracción del rayo se encuentra en los vanos 76 y 150, que corresponde a las torres 70 y 144, y cuyo valor es de 70.47 metros y 70.46 metros respectivamente, y a los cuales les corresponde un valor de corriente mínima crítica de rayo para falla de apantallamiento de 20.17 y 20.16 kiloamperios respectivamente. Además se encontró el mayor valor de la distancia mínima de atracción del rayo en los pórticos y en la torre 272 que se encuentra en el vano 278, y al cual le corresponde un valor de 83.09 metros, con un valor de corriente mínima crítica de rayo para falla de apantallamiento de 25.98 kiloamperios, como se demuestra en el Anexo 20.

- Según los cálculos realizados se determinó que el menor valor de la distancia máxima de atracción del rayo es de 10.82 metros, con un valor de corriente crítica máxima de rayo para falla de apantallamiento de 1.13 kiloamperios, el cual se encuentra en el vano 143 que corresponde a la torre 137. Además se encontró que el mayor valor de la distancia máxima de atracción del rayo es de 40.7 metros, con un valor de corriente crítica máxima de rayo para falla de apantallamiento de 8.73 kiloamperios, que corresponde a la estructura 272 que se encuentra en el vano 278, como se demuestra en el Anexo 20.

- De acuerdo a los cálculos realizados se determinó que el menor valor de la probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente crítica mínima se encuentra en los pórticos y en la torre 272, con un valor 0.48 %. También se encontró el mayor valor de la probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente crítica mínima que es de 0.75 %, que se encuentra en 37 vanos de la línea.

- Se determinó que el menor valor de la probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente crítica máxima se encuentra en el vano 143, correspondiente a la torre 137 y es de 1.13 %. Además el mayor valor de la probabilidad de que el pico de corriente exceda el valor de la corriente crítica máxima se encuentra en los pórticos y en la torre 272, con un valor de 8.73 %, como se demuestra en el Anexo 20.

- De acuerdo al método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de la línea de transmisión por fallas del apantallamiento, se determinó que las torres 70 y 144 son las que presentan el mayor número de salidas por falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año, con un valor de 8.121 y 2.898 fallas del apantallamiento respectivamente. Las demás estructuras de la línea no presentan ninguna falla de apantallamiento por 100 kilómetros por año, debido a que el ancho de la zona no protegida es igual a cero, como se demuestra en el Anexo 20.

4. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE ONDAS VIAJERAS – ANDERSON PARA DETERMINAR LAS SALIDAS DE LA LÍNEA POR EL MECANISMO DE FLAMEO INVERSO

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.

El método de Ondas Viajeras evalúa el voltaje por flameo inverso sobre el aislamiento de la línea, generado por la descarga que cae sobre el sistema de la torre y el cable de guarda, mientras que el de Anderson encuentra el número de salidas de la línea debido a este mecanismo.

Para el análisis de la línea Guavio – Tunal, es necesario aclarar inicialmente la forma como se aplicaron estos métodos, mediante una descripción secuencial de los parámetros que influyen en el cálculo del número de salidas de la línea por año. Los resultados obtenidos en el desarrollo de la presente metodología, en el caso especifico de resistencia de puesta a tierra de 30 Ω se ilustrarán en el Anexo 21. Además se ilustrará consecutivamente a la descripción un ejemplo con la torre 76 de la línea, para dar una idea de la forma como se desarrollaron los cálculos generales.

Como se consideró muy importante mostrar la influencia de la puesta a tierra, tanto en los factores que afectan el número de salidas y de este en sí, se desarrolla el anexo 22, el cual ilustra los resultados obtenidos al variar la resistencia de puesta a tierra en un rango de variación de (5, 10, 15, 20, 25, 30 y 40) ohmios respectivamente, para los diferentes tipos de estructuras considerados en la operación de la línea Guavio – Tunal, y ver la variación correspondiente en el número de salidas por año de la línea.

Además las tablas 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 muestran los valores totales y promedio del número de descargas a la torre por año y el número de salidas de la línea por año, en cada zona de nivel ceráunico en que fue dividida la línea para su estudio y con diferentes valores de puesta a tierra, los cuales fueron considerados en el estudio. La suma de los valores respectivos da los resultados totales que se muestran en las tablas.

Investigaciones realizadas han demostrado que los flameos ocurren casi siempre a través de la cadena de aisladores de la torre impactada ó en las torres cercanas al impacto y no a través de los espacios de aire cuando el impacto es en el vano. Se analiza entonces el comportamiento de cada torre de la línea frente al impacto de una descarga atmosférica en ella o muy cerca de ella. El número de salidas depende en forma directa de la densidad de descargas a la torre y de la probabilidad de que se exceda la corriente crítica que ocasiona el flameo.

4.1.1. Densidad de descargas a la torre. Se considera que el 60 % de las descargas que caen sobre una línea de transmisión golpean a la torre y que estas a su vez, son función directa del número de descargas eléctricas por año, del ancho de la banda de atracción y de la longitud del vano promedio, y se tiene entonces la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$N_t = 0.6 * N * W * \overline{A} * 10^{-6} \qquad \text{e.c. (4.1)}$$
$$N_t = 0.6 * 5.79 * 226.96 * 222.06 * 10^{-6}$$
$$N_t = 0.175$$

Donde:
N_t = 0.175, número de descargas a la torre por año
N = 5.79, número de descargas por kilómetro cuadrado por año
W = 226.96, ancho de banda de atracción, expresada en metros
$\overline{A}$ = 222.06, longitud del vano promedio, expresado en metros

4.1.1.1. Densidad de descargas a tierra. Como en el Capítulo 2 y de acuerdo a la ecuación 2.3, la densidad de descargas a tierra esta definida con la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$N = 0.0965 * (N.I.) \qquad \text{e.c. (4.2)}$$
$$N = 0.0965 * (60)$$
$$N = 5.79$$

Donde.
N = 5.79, número de descargas por kilómetro cuadrado por año
N.I. = 60, nivel isoceráunico de la zona

4.1.1.2. Ancho de banda de atracción. El ancho de banda de atracción, si se considera el vano a cada lado de la torre que se analiza, esta dado por la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$W = 4 * \left(\frac{\left(\overline{H}_{tc} + \overline{H}_{cw}\right)_{izq} + \left(\overline{H}_{tc} + \overline{H}_{cw}\right)_{der}}{2} \right) + \left(\frac{S_{12izq} + 2 * S_{12} + S_{12der}}{4} \right) \qquad \text{e.c. (4.3)}$$
$$W = 4 * \left(\frac{(28.40 + 10.58)_{izq} + (47.17 + 13.08)_{der}}{2} \right) + \left(\frac{30.20 + 2 * 30.20 + 23.40}{4} \right)$$
$$W = 226.96[m]$$

Donde:
W = 226.96, ancho de banda de atracción, expresada en metros
$\overline{H}_{tc}$ = altura promedio del conductor sobre el terreno, expresada en metros
$\overline{H}_{cw}$ = separación promedio entre el cable de guarda y el conductor, expresada en metros
S_{12} = separación horizontal entre los cables de guarda en las torres, expresado en metros
izq., der. = subíndices que indican la torre izquierda y derecha respectivamente de la torre considerada

4.1.1.3. Vano promedio. El vano promedio se toma coma la semisuma de los vanos adyacentes a la torre en cuestión, y se define mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$\overline{A} = \frac{A_{izq} + A_{der}}{2} \qquad \text{e.c. (4.4)}$$

$$\overline{A} = \frac{175.81 + 268.30}{2}$$

$$\overline{A} = 222.06[m]$$

Donde:

$\overline{A}$ = 222.06, vano promedio, expresado en metros

A_{izq} , A_{der} = vanos a la izquierda y derecha respectivamente, de la torre analizada, expresados en metros

Este vano promedio se considera como una longitud representativa de los vanos a lado y lado de la torre, para poder encontrar así, el número de descargas a la torre.

4.1.2. Probabilidad de que se exceda la corriente crítica. Para guardar similitud con el Capítulo 2 se empleará la fórmula 2.5. que dio Burgsdorf para hallar la probabilidad con la cual la corriente de descarga excederá el valor de la corriente crítica que se calcula mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{I_C}{60} \qquad \text{ec. (4.5)}$$

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{60.54}{60}$$

$$P(I_C) = 9.80[\%]$$

Donde:

P (I_C) = 9.80, probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en %

I_C = 60.54, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios

La magnitud de la corriente crítica, se calcula dividiendo la tensión en el extremo superior de la torre que produce sobre el aislamiento un voltaje igual al nivel básico de aislamiento BIL, por la impedancia característica resultante del sistema torre y cables de guarda y se expresa mediante la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$I_C = \frac{V_T}{Z_r} \qquad \text{e.c. (4.6)}$$

$$I_C = \frac{1872.2}{30.93}$$

$$I_C = 60.54[kA]$$

Donde:

I_C = 60.54, magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios

V_T = 1872.2, voltaje en el tope de la torre que causaría flameo, expresada en kilovoltios

Z_r = 30.93, impedancia característica resultante, expresada en ohmios

4.1.2.1. Impedancia característica resultante. La impedancia característica resultante se obtiene a partir de las impedancias características de las tres trayectorias de corriente

conectadas en paralelo, como se observa en la Figura 72 y se tiene la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_r = \frac{Z_g * Z_t}{Z_g + 2 * Z_t} \qquad \text{e.c. (4.7)}$$

$$Z_r = \frac{216.97 * 43.26}{216.97 + 2 * 43.26}$$

$$Z_r = 30.93[\Omega]$$

Donde:
Z_r = 30.93, impedancia característica resultante en ohmios
Z_g = 216.97, impedancia característica equivalente de los dos cables de guarda, expresada en ohmios
Z_t = 43.26, impedancia característica de la torre, expresada en ohmios

4.1.2.1.1. Impedancia característica equivalente de los cables de guarda. Según consideraciones anotadas en el Apéndice B numeral 2.2.7.3, los dos cables de guarda pueden reemplazarse por un solo conductor equivalente, según la ecuación 2.17 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_g = \frac{Z_w + Z_{12}}{2} \qquad \text{ec. (4.8)}$$

$$Z_g = \frac{392.56 + 41.38}{2}$$

$$Z_g = 216.97[\Omega]$$

Donde:
Z_g = 216.97, Impedancia característica equivalente de los cables de guarda, expresada en ohmios.
Z_w = 392.56, Impedancia característica propia del cable de guarda, expresada en ohmios.
Z_{12} = 41.38, Impedancia característica mutua entre cables de guarda, expresada en ohmios.

Al considerar la impedancia característica propia del cable de guarda, se debe tener en cuenta el intenso efecto corona que lo cubre al ser golpeado por un rayo. Anderson la encuentra como en la ecuación 2.56 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_W = 60 * Ln\left(\frac{2 * H_W}{0.075}\right) \qquad \text{ec. (4.9)}$$

$$Z_W = 60 * Ln\left(\frac{2 * 26.67}{0.075}\right)$$

$$Z_W = 392.56[\Omega]$$

Donde:
Z_W = 392.56, impedancia característica propia del cable de guarda, expresada en ohmios
H_W = 26.67, altura del cable de guarda en la torre, expresada en metros
0.075 = radio efectivo por efecto corona, expresado en metros

La impedancia mutua entre cables de guarda no es afectada por el efecto corona y según la ecuación 2.11 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_{12} = 60 * Ln\left(\frac{D_{12}}{S_{12}}\right) \qquad \text{ec. (4.10)}$$

$$Z_{12} = 60 * Ln\left(\frac{60.19}{30.20}\right)$$

$$Z_{12} = 41.38[\Omega]$$

Donde:
Z_{12} = 41.38, impedancia mutua entre cables de guarda, expresada en ohmios
D_{12} = 60.19, distancia del cable de guarda 1 a la imagen del cable de guarda 2, expresada en metros
S_{12} = 30.20, separación entre cables de guarda en la torre considerada, expresada en metros

4.1.2.1.2. Impedancia característica de la torre. Representando la torre como un cilindro equivalente y empleando la ecuación de Jordan (ecuación 2.8, Apéndice B). A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_t = 60 * Ln\left(\frac{H_t}{R_m}\right) + 90 * \left(\frac{R_m}{H_t}\right) - 60 \qquad \text{ec (4.11)}$$

$$Z_t = 60 * Ln\left(\frac{26.03}{6.95}\right) + 90 * \left(\frac{6.95}{26.03}\right) - 60$$

$$Z_t = 43.26[\Omega]$$

Donde:
Z_t = 43.26, impedancia característica, expresada en ohmios
H_t = 26.03, altura de la torre, expresada en metros
R_m = 6.95, radio medio equivalente, expresado en metros

Para el tipo de estructura mostrada en la figura 65 el radio medio se encuentra como en la ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Ln(3.28 * R_m) = \left(\frac{H_1}{H_t * (R_1 - R_2)}\right) * \left(\begin{array}{l} R_1 * (Ln3.28 * R_1 - 0.87) - R_2 * (Ln3.28 * R_2 - 0.87) + \\ \left(\frac{H_t - H_1}{H_t * (R_3 - R_2)}\right) * \left(\begin{array}{l} R_3 * (Ln3.28 * R_3 - 0.87) - \\ R_2 * (Ln3.28 * R_2 - 0.87) \end{array}\right) \end{array}\right) \qquad \text{ec. (4.12)}$$

$$Ln(3.28 * R_m) = \left(\frac{16.09}{26.03 * (14.4 - 6.20)}\right) * \left(\begin{array}{l} 14.4 * (Ln3.28 * 14.4 - 0.87) - 6.20 * (Ln3.28 * 6.20 - 0.87) + \\ \left(\frac{26.03 - 16.09}{26.03 * (30.20 - 6.20)}\right) * \left(\begin{array}{l} 30.20 * (Ln3.28 * 30.20 - 0.87) - \\ 6.20 * (Ln3.28 * 6.20 - 0.87) \end{array}\right) \end{array}\right)$$

$$R_m = 6.95[m]$$

Donde:
R_m = 6.95, radio medio geométrico del cilindro equivalente sustitutivo de la torre, expresado en metros

3.28 = factor de conversión expresado en pies a metro
H_1 = 16.09, altura de la base de la cintura de la torre, expresada en metros
H_t = 26.03, altura de la torre, expresada en metros
R_1 = 14.4, diámetro de la base (D_1) de la torre, expresada en metros
R_2 = 6.20, diámetro de la cintura (D_2) de la torre, expresada en metros
R_3 = 30.20, separación entre cables de guarda (S_{12}) en la torre, expresada en metros

4.1.2.2. Voltaje en el tope de la torre. Una descarga atmosférica al caer en el tope de la torre o en el cable de guarda en cercanías de ella, origina ondas de tensión que descienden y ascienden sucesivamente por la torre hasta que su energía es disipada.

El voltaje en el tope de la torre que causaría flameo en el aislamiento, se encuentra suponiendo una onda rampa de corriente de 1.5 microsegundos de frente que origina la onda de tensión, cuyas características de forma y tiempo de frente de onda son las mismas. Esta tensión es directamente proporcional al BIL de la línea y se encuentra mediante la siguiente expresión. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$V_T = \frac{(1.5 * BIL)}{\left[\begin{array}{l}(1-C.F.)*(t-t_O)+\beta_j*(t-t_1)+\beta_j*(\beta_S-C.F.*\alpha_S)*(t-t_2)+\\ \beta_j^2*\beta_S*(t-t_3)+\beta_j^2*\beta_S*(\beta_S-C.F.*\alpha_S)*(t-t_4)+\beta_j^3*\beta_S^2*(t-t_5)+\\ \beta_j^3*\beta_S*(\beta_S-C.F.*\alpha_S)*(t-t_6)\end{array}\right]} \qquad \text{ec. (4.13)}$$

$$V_T = \frac{(1.5*1050)}{\left[\begin{array}{l}(1-0.281.)*(1.5183-0.02)+(-0.18)*(1.5183-0.16)+(-0.18)*(0.430-0.281*1.430)*(1.5183-0.19)+\\ (-0.18^2)*0.430*(1.5183-0.33)+(-0.18^2)*0.430*(0.430-0.281*1.430)*(1.5183-0.37)+(-0.18^3)*(0.430^2)\\ *(1.5183-0.50)+(-0.18^3)*0.430*(0.430-0.281*1.430)*(1.5183-0.54)\end{array}\right]}$$

$$V_T = 1872.2[kV]$$

Donde:
V_T = 1872.2, tensión en el tope de la torre, expresada en kilovoltios
BIL = 1050, nivel básico de aislamiento, expresado en kilovoltios
C.F. = 0.281, factor de acople entre cables de guarda y conductores en la torre
β_j = (-0.18), coeficiente de reflexión en la base de la torre
β_S = 0.430, coeficiente de reflexión en el tope de la torre
α_S = 1.430 coeficiente de refracción en los cables de guarda
t, t_0, t_1,...t_6 = 1.5183, 0.02, 0.16, 0.19, 0.33, 0.37, 0.50, 0.54 respectivamente, tiempos de inicio de las sucesivas ondas, expresados en microsegundos

Como se puede observar en la anterior ecuación, el voltaje en el tope de la torre depende de las características físicas de la torre, de la resistencia de puesta a tierra y del número de aisladores que componen la cadena.

4.1.2.2.1. Coeficiente de reflexión en el tope y base de la torre. La magnitud de las ondas reflejadas en la torre, dependen de los coeficientes de reflexión encontrados según la teoría clásica de ondas viajeras expresada en la ecuación 2.49 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$\beta_j = \left(\frac{R_t - Z_t}{R_t + Z_t}\right) \qquad \text{ec. (4.14)}$$

$$\beta_j = \left(\frac{30 - 43.26}{30 + 43.26}\right) = -0.18$$

Donde:
β_j = (-0.18), coeficiente de reflexión en la base de la torre
R_t = 30, resistencia de puesta a tierra, expresada en ohmios
Z_t = 43.26, impedancia característica de la torre, expresada en ohmios

Para el tope de la torre de acuerdo a la ecuación 2.51 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$\beta_s = \left(\frac{Z_g - (2 * Z_t)}{Z_g + (2 * Z_t)}\right) \qquad \text{ec. (4.15)}$$

$$\beta_s = \left(\frac{216.97 - (2 * 43.26)}{216.97 + (2 * 43.26)}\right) = 0.430$$

Donde:
β_S = 0.430, coeficiente de reflexión en el tope de la torre
Z_g = 216.97, impedancia característica equivalente de los dos cables de guarda, expresada en ohmios
Z_t = 43.26, impedancia característica de la torre, expresada en ohmios

4.1.2.2.2. Coeficiente de refracción. En los mismos puntos de transición en la torre donde se originan reflexiones, se crean también refracciones de las ondas que inciden en dichos puntos. La onda refractada a través de la resistencia de puesta a tierra tiene poca o ninguna influencia en las tensiones inducidas en los conductores, debido a que la distancia entre estos y tierra es relativamente grande; caso contrario sucede cuando la onda se refracta por los cables de guarda ya que la distancia entre estos y los conductores de fase es comparativamente pequeña y se debe tener en cuenta el acople electromagnético. El coeficiente de refracción en el tope de la torre esta dado por la ecuación 2.52 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$\alpha_s = \left(\frac{2 * Z_g}{Z_g + (2 * Z_t)}\right) \qquad \text{ec. (4.16)}$$

$$\alpha_s = \left(\frac{2 * 216.97}{216.97 + (2 * 43.26)}\right) = 1.430$$

Donde:
α_S = 1.43, coeficiente de refracción en los cables de guarda
Z_g = 216.97, impedancia característica equivalente de los dos cables de guarda, expresada en ohmios
Z_t = 43.26, impedancia característica de la torre, expresada en ohmios

4.1.2.2.3. Factor de acople. El acople electromagnético entre los cables de guarda y cada uno de los conductores de fase, calculado en la torre o en sus cercanías, esta dado por la ecuación 2.29 del Apéndice B. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$C.F. = \frac{Z_{1a} + Z_{2a}}{Z_w + Z_{12}} \qquad \text{ec. (4.17)}$$

$$C.F. = \frac{88.90 + 32.99}{392.56 + 41.38} = 0.281$$

Donde:
C.F. = 0.281, factor de acople
Z_{1a} = 88.90, impedancia mutua entre el cable de guarda 1 y el conductor de fase a, expresada en ohmios
Z_{2a} = 32.99, impedancia mutua entre el cable de guarda 2 y el conductor de fase a, expresada en ohmios
Z_w = 392.56, impedancia característica propia del cable de guarda, expresada en ohmios
Z_{12} = 41.38, impedancia característica mutua entre cables de guarda, expresada en ohmios

Las impedancias características propia y mutua de los cables de guarda fueron definidas anteriormente en el numeral 4.1.2.1.1. Ahora, el análisis se hace para la impedancia mutua que existe entre cada cable de guarda y un conductor de fase. Estas impedancias no son afectadas por el efecto corona y se rigen por la forma clásica de cálculo, como se encontró en las ecuaciones 2.12 y 2.13. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$Z_{1a} = 60 * Ln\left(\frac{D_{1a}}{d_{1a}}\right) \qquad \text{ec. (4.18)}$$

$$Z_{2a} = 60 * Ln\left(\frac{D_{2a}}{d_{2a}}\right) \qquad \text{ec. (4.19)}$$

$$Z_{1a} = 60 * Ln\left(\frac{46.60}{10.59}\right) = 88.90$$

Donde:
Z_{1a} = 88.90, impedancia mutua entre el cable de guarda 1 y el conductor de fase a, expresada en ohmios
D_{1a} = 46.60, distancia del cable de guarda 1 a la imagen del conductor de fase a, expresada en metros
d_{1a} = 10.59, distancia entre el cable de guarda 1 y el conductor de fase a, expresada en metros

Los parámetros tienen el mismo significado para la ecuación 4.19, pero para el cable de guarda 2.

4.1.2.2.4. Cálculo de tiempos. Asumiendo como referencia que en (t = 0), la descarga golpea el tope de la torre, originando una onda en forma de rampa que en la cruceta alcanza su valor máximo, en 1.5 microsegundos, contados a partir del momento que llega

a esta. Entonces se define la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$t = 1.5 + \frac{X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.20)}$$

$$t = 1.5 + \frac{5.5}{300} = 1.6833$$

Donde:
t = 1.6833, al tiempo en el cual la onda toma su valor máximo en la cruceta, expresado en microsegundos
X_1 = 5.5, distancia vertical entre el tope de la torre y la cruceta, expresada en metros
C = velocidad de la onda asumida igual a la velocidad de la luz, 300 m / microsegundo
En este tiempo t, la magnitud de todas las ondas, tanto la incidente como las reflejadas, son asumidas algebraicamente para encontrar la magnitud de la onda total.

El momento en el que la onda de descarga llega a la cruceta es (t_0) y se define a partir de la siguiente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$t_0 = \frac{X_1}{C} \qquad \text{e.c (4.21)}$$

$$t_0 = \frac{5.5}{300} = 0.01833$$

Cuando la onda de descarga llega a la base de la torre, se crea entonces la primera onda reflejada y cuando esta llega a la cruceta a transcurrido un tiempo (t_1), entonces se define la presente ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$t_1 = \frac{2 * H_t - X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.22)}$$

$$t_1 = \frac{2 * 26.03 - 5.5}{300} = 0.16$$

Donde H_t es la altura de la torre en metros, 26.03 m.

Esta onda reflejada prosigue su camino hasta el tope de la torre donde nuevamente ocurre una reflexión y se devuelve. Cuando pasa por la cruceta ha transcurrido un tiempo (t_2) dado por la ecuación. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$t_2 = \frac{2 * H_t + X1}{C} \qquad \text{e.c. (4.23)}$$

$$t_2 = \frac{2 * 2.03 + 5.5}{300} = 0.19$$

Este proceso se repite hasta que la energía de las ondas es disipada. Sin embargo se consideró que solo en dos viajes completos más, estas ondas tienen influencia en la magnitud de la onda final; siendo así, se calcularon los tiempos siguientes. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$t_3 = \frac{4*H_t - X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.24)}$$

$$t_3 = \frac{4*26.03 - 5.5}{300} = 0.33$$

$$t_4 = \frac{4*H_t + X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.25)}$$

$$t_4 = \frac{4*26.03 + 5.5}{300} = 0.37$$

$$t_5 = \frac{6*H_t - X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.26)}$$

$$t_5 = \frac{6*26.03 - 5.5}{300} = 0.50$$

$$t_6 = \frac{6*H_t + X_1}{C} \qquad \text{e.c. (4.27)}$$

$$t_6 = \frac{6*26.03 + 5.5}{300} = 0.54$$

El proceso que sufren las ondas en sus continuos viajes por la torre, se muestra claramente en el diagrama de celosía o diagrama de espacio – tiempo de la figura 73.

4.1.3. Número de salidas. Finalmente se encuentra el número de salidas de la línea por año, considerando que solo el 50 % de los flameos resultan en arco sostenido por la potencia del sistema, causando la salida de la línea. A continuación se mostrará el cálculo realizado a la torre 76 como un ejemplo ilustrativo.

$$n = 0.5*N_t*P(I_C)*10^{-2} \qquad \text{e.c. (4.28)}$$

$$n = 0.5*0.175*9.80\%*10^{-2} = 0.0086$$

Donde:
n = 0.008577, número de salidas de la línea en la torre por año
N_t = 0.175, número de descargas a la torre por año
P (I_C) = 9.80, probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en tanto por ciento

Tabla 4. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 5 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	0,02	0,00
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,00	0,00
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	0,02	0,00
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,00	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	0,03	0,00
TOTALES			**206,6**		**0,072**	

Tabla 5. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	0,18	0,00
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,01	0,00
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	0,15	0,01
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,02	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	0,34	0,00
TOTALES			**206,6**		**0,703**	

Tabla 6. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 15 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	0,58	0,00
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,03	0,00
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	0,46	0,02
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,06	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	1,11	0,01
TOTALES			**206,6**		**2,254**	

Tabla 7. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	1,16	0,01
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,01	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,07	0,00
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	0,89	0,05
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,11	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	2,19	0,02
TOTALES			**206,6**		**4,435**	

Tabla 8. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 25 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	1,82	0,01
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,01	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,11	0,01
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	1,37	0,07
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,17	0,01
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	3,40	0,03
TOTALES			**206,6**		**6,888**	

Tabla 9. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	2,50	0,02
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,02	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,15	0,01
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	1,96	0,10
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,13	0,01
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	4,63	0,04
TOTALES			**206,6**		**9,386**	

Tabla 10. Densidad de descargas y número de salidas por año totales y promedio de la línea en cada zona de nivel isoceráunico, con una resistencia de puesta a tierra de 40 Ω

TORRES		N.I.	ΣNT (desc /año)	ÑT (desc /año)	Σn (sal / año)	ñ (sal / año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	57,58	0,46	3,76	0,03
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,02	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,36	0,04	0,02	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3,37	0,21	0,22	0,01
Torre 152	Torre 171	115	42,54	2,24	2,77	0,15
Torre 171	Torre 195	5	2,69	1,77	0,35	0,01
Torre 195	Pórtico Tunal	80	100,06	0,86	6,95	0,06
TOTALES			**206,6**		**14,095**	

4.2. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA METODOLOGÍA DE ONDAS VIAJERAS – ANDERSON

Realizando un análisis similar al de los capítulos anteriores, para las variables que influyen directamente en el número de salidas por flameo inverso en cada una de las torres, es necesario observar también el rango de oscilación de ellas en las tablas, para luego determinar el orden de importancia en el comportamiento particular de la línea en cada una de las torres. Además se analizará la influencia de la resistencia de puesta a tierra en cada una de las torres, dejando las demás variables constantes, para determinar el grado de importancia que tiene esta variables en el comportamiento y posterior aumento o decremento del número total de salidas por flameo inverso en cada una de las torres.

- Según los cálculos realizados la densidad de descargas a tierra tiene un valor mínimo de cero, entre las torres 119 a 127, y un valor máximo de 5.482 para la torre 167, como se demuestra en el Anexo 21.

- Se determinó que el número de descargas a tierra es directamente proporcional al nivel isoceráunico de las zonas por donde pasa la línea, y tiene un valor mínimo de cero, para el nivel isoceráunico cero, que corresponde a las torres 119 a la 127; además se encontró que el valor máximo es de 11.1 y se encuentra entre las torres 152 a 170, que corresponde a un nivel isoceráunico 115, como se demuestra en el Anexo 21.

- Se concluye que la densidad de descargas a tierra es directamente proporcional al número de descargas a tierra y al ancho de banda de atracción, la cual tiene un valor mínimo de 102.57 metros para el poste 18, y un valor máximo de 1141.31 metros para la torre 208 respectivamente, y es un factor muy importante en el cálculo del número de salidas de la línea por año, como se demuestra en el Anexo 21.

- Se determinó que en el cálculo del número de salidas de línea por año, uno de los factores más importantes es la magnitud de la corriente crítica, la cual tiene su valor mínimo en la torre 272 y es de 57.92 kiloamperios; además se encontró su valor máximo en la torre 47 con un valor de 65.17 kiloamperios, como se demuestra en el Anexo 21.

- Se concluye que la probabilidad de que se exceda la corriente crítica, es inversamente proporcional a la corriente crítica, la cual tiene su mínimo valor en la torre 47 con un 8.2 %, además se encontró que su valor máximo se encuentra en la torre 272 y es de un valor de 10.83 %, como se demuestra en el anexo 21.

- Al realizar un análisis riguroso de la puesta a tierra de cada una de las estructuras de la línea en esta metodología, se concluye que este es el factor más importante en la determinación del cálculo del número de salidas por flameo inverso en cada una de las torres de la línea por año. Se realizó una variación de este factor desde 5 Ω hasta 40 Ω, encontrando las siguientes diferencias: Para una resistencia de puesta a tierra de 5 Ω se encontró que el menor valor se encuentra entre las torres 119 a 152 y de la 171 a la 195 con un valor de cero, entre el pórtico de Guavio a la torre 119 y entre las torres 152 y 171 un valor de 0.02, y entre las torres 195 al pórtico tunal un valor de 0.03, para un total de 0.072 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en la Tabla 4 y el Anexo 22.

- De igual manera se encontró que para una resistencia de puesta a tierra de 10 Ω, se obtuvo el mínimo valor que es de cero y se encuentra entre las torres 119 a la 136, y un valor de 0.01 entre las torres 136 a la 152, y un valor de 0.02 entre las torres 171 a la 195, además de un valor de 0.15 entre las torres 152 a la 171, también se encontró un valor de 0.18 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y finalmente un valor de 0.34 entre la torre 195 y el pórtico el tunal, para un total de 0.703 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en la Tabla 5 y el Anexo 22.

- Continuando con la variación de la puesta a tierra tenemos un valor de 15 Ω, y se encontraron los siguientes valores: cero entre las torres 119 a la 136, 0.03 entre las torres 136 a la 152, 0.06 entre las torres 171 a la 195, 0.46 entre las torres 152 a la 171, 0.58 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y finalmente un valor de 1.11 entre la torre 195 y el pórtico tunal, para un total de 2.254 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en la Tabla 6 y el Anexo22.

- Los resultados obtenidos para una puesta a tierra de 20 Ω son: 0.01 entre las torres 119 a la 136, 0.07 entre las torres 136 a 152, 0.11 entre las torres 171 a la 195, 0.89 entre las torres 152 a la 171, 1.16 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y finalmente 2.19 entre la torre 195 y el pórtico el tunal, para un total de 4.435 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en el Anexo 22 y la Tabla 7.

- Los resultados obtenidos para una puesta a tierra de 25 Ω son: 0.01 entre las torres 119 a la 136, 0.11 entre las torres 136 y la 152, 0.17 entre las torres 171 a la 195, 1.37 entre la torre 152 y la 171, 1.82 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y

finalmente 3.40 entre la torre 195 y el pórtico el tunal, para un total de 6.888 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en la Tabla 8 y el Anexo 22.

- Al continuar con la variación de la puesta a tierra, llegamos aun valor de 30 Ω, con el cual se obtuvieron los siguientes valores: cero entre las torres 119 y la 128, 0.02 entre las torres 128 a la 136, 0.13 entre las torres 171 y la 195, 0.15 entre las torres 136 y la 152, 1.96 entre las torres 152 a la 171, 2.5 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y 4.63 entre la torre 195 y el pórtico el tunal, para un total de 9.386 salidas por flameo inverso por año, como se ilustra en la Tabla 9 y el anexo 22.

- Finalmente se obtuvieron valores para una puesta a tierra de 40 Ω de: 0.02 entre las torres 119 a la 136, 0.22 entre las torres 136 y la 152, 0.35 entre las torres 171 y la 195, 2.77 entre las torres 152 a la 171, 3.76 entre el pórtico Guavio y la torre 119, y de 6.95 entre la torre 195 y el pórtico el tunal, para un total de 14.095 salidas por flameo inverso por año, como se demuestra en la Tabla 10 y el anexo 22.

- De todo lo anterior se ha visto que el factor más importante en el número de salidas por flameo inverso en cada una de las torres es la resistencia de puesta a tierra, de la cual se puede concluir que a medida que se incrementa la resistencia se incrementa el número de salidas por flameo inverso en cada una de las torres, se puede afirmar que dicha resistencia influye para que la corriente de descarga del rayo tome una trayectoria por la torre hacia las cadenas de aisladores y conductores de fase a medida que se incrementa su magnitud, caso contrario cuando esta resistencia se encuentra dentro de límites muy bajos, la corriente de descarga busca un camino hacia tierra evitando el flameo y por consiguiente la salida de la línea por este fenómeno.

- En las conclusiones totales se hará la sumatoria de esta metodología estadística con la presentada en el capítulo 2, para determinar estadísticamente el número total de salidas de la línea por 100 kilómetros por año y se compararan con los datos reales suministrados por la EEB en un cuadro de salidas de los últimos 4 años, para realizar una comparación y dar un concepto sobre las posibles discrepancias.

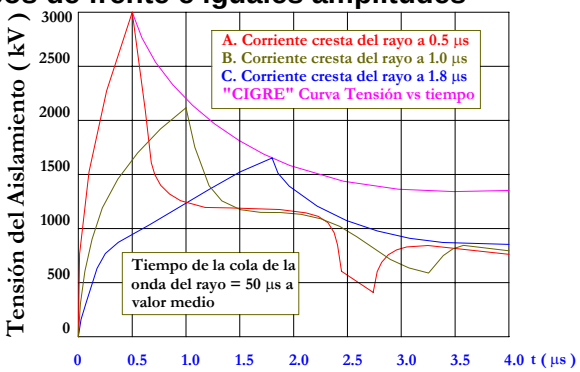
5. APLICACIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE II PARA SALIDAS DE LA LÍNEA GUAVIO – TUNAL POR EL MECANISMO DE FLAMEO INVERSO

5.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS PARTE II

Como se describe en el Apéndice B numeral 2.3.2.3., el método simplificado de los dos puntos Parte II evalúa el comportamiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para determinar el número de salidas de la línea causadas por el fenómeno de flameo inverso. En el presente capítulo se presentará el modelamiento matemático a seguir para desarrollar dicho método, y encontrar el número de salidas teóricas de la línea Guavio – Tunal por flameo inverso. Los resultados obtenidos y los cálculos realizados se mostrarán en los anexos 23 y 24, además se realizará el cálculo de las salidas de la línea variando la resistencia de puesta a tierra como se hizo en el capítulo anterior, para determinar su influencia en el número de salidas, estos datos se registraran en las Tablas 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17, para realizar el análisis teórico de esta metodología. Secuencialmente al modelamiento matemático se ilustrara el cálculo de cada una de las variables que estan inmersas en la metodología, tomando para ello la torre 70 de la línea como un ejemplo ilustrativo.

5.1.1. Tensión de soporte del aislamiento. La tensión de soporte del aislamiento (resistencia) en dos y seis microsegundos, es un valor evaluado por fase y para el obtenido para seis microsegundos (V_i)$_2$ se multiplica por un factor igual a 1.8 para obtener la tensión promedio en la parte superior de la torre, requerida para el cálculo del radio corona del cable de guarda. En la figura 15., podemos observar un ejemplo del Efecto de la Corriente Cresta de un rayo con varios frentes de onda sobre las tensiones en el aislamiento. La curva voltaje – tiempo normalizada (generalmente con una forma de onda de 1.2 * 50 microsegundos) se ajusta para tocar la curva C en 1.8 microsegundos (valor cresta). Las ondas de tensión con menores tiempos no tienen punto de contacto con la curva normalizada, correspondiente al valor al cual puede presentarse flameo. Este valor de 1.8 microsegundos (rango entre 1.8 y 2 microsegundos) se considera puede permitir la simulación de las condiciones de campo (reales) aceptablemente.

Figura 15. Efecto sobre las tensiones del aislamiento de las corrientes-cresta del rayo con varios tiempos de frente e iguales amplitudes



Fuente: Boletín número 10, Electroporcelanas Gamma S.A.

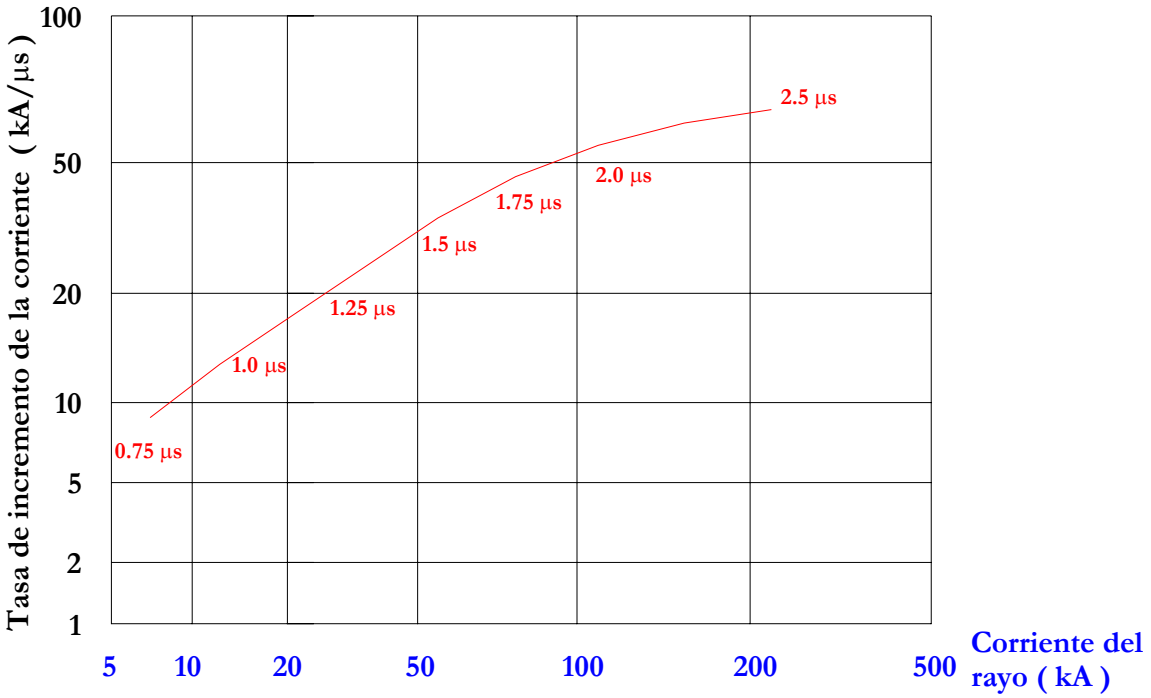
En el caso de tomar un valor de tiempo más pequeño (tiempo de incremento más rápido) que el real, este error se minimizará debido al incremento de la resistencia dieléctrica de la curva tensión – tiempo del aislamiento.

En la figura 16., tenemos las relaciones entre la corriente de rayo (valor cresta), la tasa de variación y el tiempo de cresta de la forma de onda seleccionada (rampa). La tensión soporte del aislamiento en 2 microsegundos esta dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_i)_2 = 820 * W \qquad \text{ec. (5.1)}$$
$$(V_i)_2 = 820 * 2.75$$
$$(V_i)_2 = 2255[kV]$$

Donde:
$(V_i)_2$ = 2255, tensión de soporte de aislamiento evaluado por fase, expresado en kilovoltios.
W = 2.75, longitud de la cadena de aisladores, expresada en metros.

Figura 16. Relaciones requeridas entre la corriente de cresta, la tasa de crecimiento y el tiempo de cresta de una función rampa, forma de onda seleccionada para satisfacer los requerimientos de probabilidad *



Fuente: Boletín número 10, Electroporcelanas Gamma S.A.

* Aunque la corriente de cresta del rayo y la tasa de incremento tienen diferentes distribuciones de probabilidad no serán independientes una vez que se haya seleccionado el tiempo de cresta de la función rampa utilizada

La tensión soporte del aislamiento en 6 microsegundos esta dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_i)_6 = 585 * W \qquad \text{ec. (5.2)}$$
$$(V_i)_6 = 585 * 2.75$$
$$(V_i)_6 = 1608.75[kV]$$

Donde:
$(V_i)_6$ = 1608.75, tensión de soporte de aislamiento evaluado por fase, expresado en kilovoltios.
W = 2.75, longitud de la cadena de aisladores, expresada en metros.

5.1.2. Impedancia mutua entre cables de guarda. La impedancia mutua entre cables está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$Z_{mn} = 60 * Ln\left(\frac{A_{mn}}{b_{mn}}\right)$$
$$Z_{mn} = 60 * Ln\left(\frac{107.91}{30}\right) \qquad \text{ec. (5.3)}$$
$$Z_{mn} = 76.81[\Omega]$$

Donde:
Z_{mn} = 76.81, impedancia mutua entre cables, expresada en ohmios (Ω)
A_{mn} = 107.91, distancia desde el cable m a la imagen de n, expresada en metros
b_{mn} = 30, distancia entre los cables m y n (directa)

5.1.3. Impedancia impulso eficaz equivalente. La impedancia impulso eficaz equivalente para dos cables de guarda se expresa mediante la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$Z_S = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \qquad \text{ec. (5.4)}$$
$$Z_S = \frac{454.30 + 76.81}{2}$$
$$Z_S = 265.55[\Omega]$$

Donde:
Z_S = 265.55, impedancia impulso eficaz equivalente, expresada en ohmios.
Z_{11} = 454.30, impedancia impulso propia eficaz de cada cable de guarda (ecuación 6.7.), expresada en ohmios
Z_{12} = 76.81, impedancia impulso mutua entre los cables de guarda (ecuación 5.3.), expresada en ohmios

5.1.4. Factor de acople para cada fase. Como se ha mostrado anteriormente el factor de acople para cada fase y para dos cables de guarda a igual altura sobre la tierra, y está dado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$k_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{12}} \quad \text{ec. (5.5)}$$

$$k_n = \frac{142.07 + 67.18}{454.30 + 76.81}$$

$$k_n = 0.39$$

Donde:
k_n = 0.39, factor de acople para cada fase
Z_{n1} = 142.07, impedancia mutua cable de guarda 1, fase n, expresada en ohmios
Z_{n2} = 67.18, impedancia mutua cable de guarda 2, fase n, expresada en ohmios
Z_{nm} = impedancia mutua cable de guarda m, fase n, (ecuación 5.3.) expresada en ohmios

5.1.5. Impedancia impulso de la torre. Como se muestra en la figura 17 la impedancia impulso de la torre, para una configuración horizontal está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$Z_T = 60 * \left(Ln\left(2. * \left(\frac{h}{r} \right) \right) - 1 \right) \quad \text{ec. (5.6)}$$

$$Z_T = 60 * \left(Ln\left(2. * \left(\frac{51.83}{7.30} \right) \right) - 1 \right)$$

$$Z_T = 161.61 [\Omega]$$

Donde:
Z_T = 161.61, impedancia impulso de la torre, expresada en ohmios
2r = 14.6, ancho de cintura de la torre, expresada en metros
h = 51.83, altura de la torre, expresada en metros.

5.1.6. Tiempo de duración del viaje de la onda. El tiempo de duración del viaje de la onda, entre la parte superior de la torre y tierra esta dado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

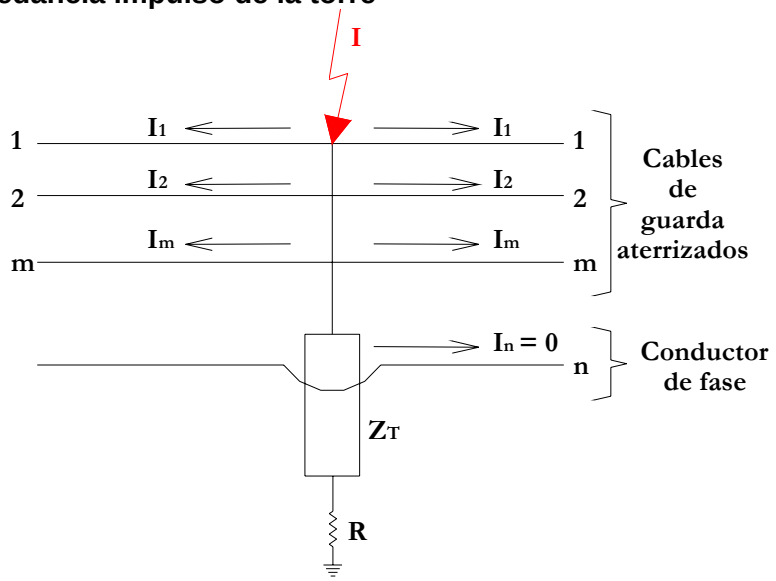
$$\gamma_T = \frac{h}{300} \quad \text{ec. (5.7)}$$

$$\gamma_T = \frac{51.83}{300}$$

$$\gamma_T = 0.17 [\mu seg]$$

Donde:
γ_T = 0.17, tiempo de duración del viaje de la onda, entre la parte superior de la torre y tierra, expresada en microsegundos
h = 51.83, altura de la torre, expresada en metros

Figura 17. Impedancia impulso de la torre



Fuente: Boletín número 10, Electroporcelanas Gamma S.A.

5.1.7. Tiempo de duración del viaje por el vano. El tiempo de duración del viaje de la onda por el vano está dado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$2\gamma = \frac{2*A}{300*0.9} \text{ (ida y regreso)} \quad \text{ec. (5.8)}$$

$$2\gamma = \frac{2*528.83}{300*0.9}$$

$$2\gamma = 3.92[\mu seg]$$

Donde:
$2\Upsilon_S$ = 3.92, tiempo de duración del viaje por el vano, expresado en microsegundos
A = 528.83, longitud del vano, expresada en metros

5.1.8. Tiempo del viaje desde la parte superior de la torre a la cruceta. El tiempo de viaje desde la parte superior de la torre a la cruceta respectiva (para cada fase), está dado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$\gamma_{pn} = \frac{X_1}{300} \quad \text{ec. (5.9)}$$

$$\gamma_{pn} = \frac{5.30}{300}$$

$$\gamma_{pn} = 0.018[\mu seg]$$

Donde:
Υ_{pn} = 0.018, tiempo de viaje desde la parte superior de la torre a la cruceta respectiva para cada fase, expresado en microsegundos
X_1 = 5.30, distancia entre el cable de guarda y la cruceta, expresada en metros

5.1.9. Impedancia intrínseca del circuito. La impedancia intrínseca del circuito en ohmios encontrada por la corriente del rayo en el instante de entrar al circuito equivalente, como se muestra en la figura 18, se expresa mediante la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

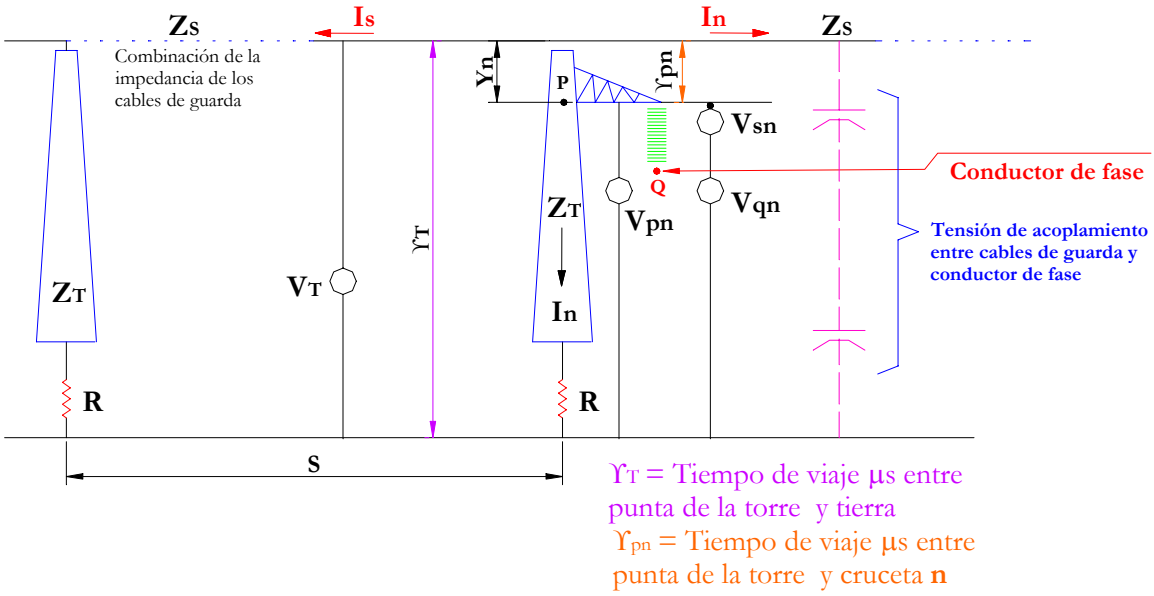
$$Z_I = \frac{Z_S * Z_T}{Z_S + 2 * Z_T} \quad \text{ec. (5.10)}$$

$$Z_I = \frac{265.55 * 161.61}{265.55 + 2 * 161.61}$$

$$Z_I = 72.89[\Omega]$$

Donde:
Z_I = 72.89, impedancia intrínseca del circuito, expresada en ohmios
Z_S = 265.55, impedancia combinada entre los cables de guarda, expresada en ohmios
Z_T = 161.61, impedancia de la torre, expresada en ohmios

Figura 18. Elementos básicos para evaluar las tensiones a través del aislamiento



Fuente: Boletín número 10, Electroporcelanas Gamma S.A.

* Algunos de éstos elementos influyen en la determinación de la tasa de salidas por flameo inverso y otros influencian el comportamiento del apantallamiento de la línea

5.1.10. Impedancia de onda constante de la torre. La impedancia de onda constante de la torre en ohmios sobre la cual viaja la onda de corriente (componentes) produciendo componentes de tensión en la torre (parte superior), se da por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$Z_W = \left(\frac{2 * Z_S^2 * Z_T}{(Z_S + 2 * Z_T)^2} \right) * \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad \text{ec. (5.11)}$$

$$Z_W = \left(\frac{2*\left(265.55^2\right)*161.61}{\left(265.55+2*161.61\right)^2} \right) * \left(\frac{161.61-30}{161.61+30} \right)$$

$$Z_W = 0.28[\Omega]$$

Donde:
Z_W = 0.28, impedancia de onda constante de la torre, expresada en ohmios
R = 30, resistencia de puesta a tierra de la torre, expresada en ohmios

5.1.11. Constante de amortiguamiento. Una constante de amortiguamiento propia de la torre que reduce sucesivamente la contribución de la reflexión, esta dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$\psi = \left(\frac{2*Z_T - Z_S}{2*Z_T + Z_S} \right) * \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad \text{ec. (5.12)}$$

$$\psi = \left(\frac{2*161.61-265.55}{2*161.61+265.55} \right) * \left(\frac{161.61-30}{161.61+30} \right)$$

$$\psi = 0.07$$

Donde:
ψ = 0.07, constante de amortiguamiento propia de la torre
Z_S = 265.55, impedancia combinada entre los cables de guarda, expresada en ohmios
Z_T = 161.61, impedancia de la torre, expresada en ohmios

5.1.12. Factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra. El factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra está determinado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$\alpha_R = \frac{2*R}{Z_T + R} \quad \text{ec.(5.13)}$$

$$\alpha_R = \frac{2*30}{161.61+30}$$

$$\alpha_R = 0.31$$

Donde:
α_R = 0.31, Factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra
R = 30, resistencia de puesta a tierra de la torre, expresada en ohmios

5.1.13. Tensión en la parte superior de la torre. La tensión, en por unidad, en la parte superior de la torre, en dos microsegundos se expresa con la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$\left(V_T\right)_2 = \left(Z_I - \left(\frac{Z_W}{1-\psi} \right) * \left(1 - \frac{T_T}{1-\psi} \right) \right) * I \quad \text{ec. (5.14)}$$

$$(V_T)_2 = \left(72.89 - \left(\frac{0.28}{1-0.07}\right) * \left(1 - \frac{0.17}{1-0.07}\right)\right) * 1$$

$$(V_T)_2 = 72.65[kV]$$

Donde:
$(V_T)_2$ = 72.65, tensión en la parte superior de la torre, expresada en kilovoltios
I = 1 kA
Z_W = 0.28, impedancia de onda constante de la torre, expresada en ohmios
Z_I = 72.89, impedancia intrínseca del circuito, expresada en ohmios
T_T = 0.17, tiempo de duración del viaje de la onda, entre la parte superior de la torre y tierra, expresada en microsegundos
ψ = 0.07, constante de amortiguamiento propia de la torre

5.1.14. Componente de la tensión reflejada. La componente de la tensión reflejada, en dos microsegundos está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V'_T)_2 = \left(\frac{-4K_S * (V_T)_2^2}{Z_S}\right) * \left(\frac{1 - 2 * (V_T)_2}{Z_S}\right) * (1 - \mathrm{T}_S) \quad \text{ec. (5.15)}$$

$$(V'_T)_2 = \left(\frac{-4 * 0.85 * (72.65)^2}{265.55}\right) * \left(\frac{1 - 2 * 72.65}{265.55}\right) * (1 - 1.96)$$

$$(V'_T)_2 = -35.20[kV]$$

Donde:
$(V'_T)_2$ = - 35.20, componente de la tensión reflejada, en dos microsegundos, expresada en kilovoltios
si $\Upsilon_S > 1$ no habrá reflexión para 2 μs
K_S = 0.85
$(V_T)_2 + (V'_T)_2$ = 37.45, tensión real en la parte superior de la torre, expresada en kilovoltios

5.1.15. Tensión a través de la resistencia de puesta a tierra. La tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, ecuación 5.16, en ($2+\Upsilon_T$), para 2 microsegundos, y para un kiloamperio en por unidad, de corriente de rayo con un tiempo de cresta de 2 microsegundos. Se debe reducir $(V_R)_2$ en igual proporción en que se afectó $(V_T)_2$, como se muestra en la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_R)_2 = \left(\frac{\alpha_R Z_I}{1-\psi}\right) * \left(1 - \frac{\psi \mathrm{T}_T}{1-\psi}\right) * I \quad \text{ec. (5.16)}$$

$$(V_R)_2 = \left(\frac{0.31 * 72.89}{1-0.07}\right) * \left(1 - \frac{0.07 * 0.17}{1-0.07}\right) * 1$$

$$(V_R)_2 = 24.17[kV]$$

Donde:
$(V_R)_2$ = 24.17, tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, para 2 μs, expresada en kilovoltios

α_R = 0.31, Factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra
Z_I = 72.89, impedancia intrínseca del circuito, expresada en ohmios
T_T = 0.17, tiempo de duración del viaje de la onda, entre la parte superior de la torre y tierra, expresada en microsegundos
ψ = 0.07, constante de amortiguamiento propia de la torre

5.1.16. Tensión inducida en la cruceta. La tensión inducida en la cruceta (para cada fase), en por unidad, y en dos microsegundos está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_{pn})_2 = (V_R)_2 + \frac{T_T - \gamma_{pn}}{T_T} * ((V_T)_2 - (V_R)_2) \quad \text{ec. (5.17)}$$

$$(V_{pn})_2 = 24.17 + \frac{0.17 - 0.018}{0.17} * (72.65 - 24.17)$$

$$(V_{pn})_2 = 67.69[kV]$$

Donde:
$(V_{pn})_2$ = 67.69, tensión inducida en la cruceta para cada fase en 2 μs, expresada en kilovoltios
$(V_R)_2$ = 24.17, tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, para 2 μs, expresada en kilovoltios
T_T = 0.17, tiempo de duración del viaje de la onda, entre la parte superior de la torre y tierra, expresada en microsegundos
Υ_{pn} = 0.018, tiempo de viaje desde la parte superior de la torre a la cruceta respectiva para cada fase, expresado en microsegundos

5.1.17. Tensión impulso a través del aislamiento. Se expresa mediante la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_{sn})_2 = (V_{pn})_2 - K_n (V_T)_2 \quad \text{ec. (5.18)}$$

$$(V_{sn})_2 = 67.69 - 0.39 * 72.65$$

$$(V_{sn})_2 = 39.07[kV]$$

Donde:
$(V_{sn})_2$ = 39.07, tensión impulso a través del aislamiento (para cada fase) en dos microsegundos, expresada en kilovoltios
k_n = 0.39, factor de acople para cada fase

5.1.18. Tensión en la parte superior de la torre, en 6 μs. La tensión en la parte superior de la torre y en 6 microsegundos está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_T)*_6 = (V_R)*_6 = (V_{pn})*_6 = \left(\frac{Z_S * R}{Z_S + 2 * R}\right) * I \quad \text{ec. (5.19)}$$

$$(V_T)*_6 = (V_R)*_6 = (V_{pn})*_6 = \left(\frac{265.55 * 30}{265.55 + 2 * 30}\right) * 1 = 24.47[kV]$$

Donde:
(V_T)$_6$ = 24.47, tensión en la parte superior de la torre, en 6 microsegundos, expresada en kilovoltios
I = 1 kA

* Cuando la corriente ha alcanzado el valor de cresta y descendido por la torre y después de que el efecto de la impedancia impulso desaparece1

5.1.19. Componente de la tensión reflejada, en 6 μs. Se encuentra definida por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V'_T) = -4 * K_S * Z_S * \left(\frac{R}{Z_S + 2R}\right)^2 * \left(1 - \frac{2*R}{Z_S - 2*R}\right) * I \quad \text{ec. (5.20)}$$

$$(V'_T) = -4 * 0.85 * 265.55 * \left(\frac{30}{265.55 + 2*30}\right)^2 * \left(1 - \frac{2*30}{265.55 - 2*30}\right) * 1$$

$$(V'_T) = -6.25[kV]$$

Donde:
(V'_T) = -6.25, componente de la tensión reflejada, en 6 microsegundos, expresada en kilovoltios
I = 1 kA

5.1.20. Tensión impulso a través del aislamiento, en 6 μs. Se expresa mediante la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(V_{sn})_6 = \left((V_{pn})_6 + (V_T)_6\right) * (1\text{-}K_N) \quad \text{ec. (5.21)}$$

$$(V_{sn})_6 = (24.47 + 24.47) * (1\text{-}0.39)$$

$$(V_{sn})_6 = 11.04[kV]$$

Donde:
(V_{sn})$_6$ = 11.04, tensión impulso a través del aislamiento (para cada fase) en 6 microsegundos, expresada en kilovoltios
k_n = 0.39, factor de acople para cada fase

5.1.21. Corriente crítica del rayo que producirá flameo. La corriente crítica del rayo que producirá flameo en 2 microsegundos por fase está dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(I_{cn})_2 = \frac{820W}{(V_{sn})_2} = \frac{(V_i)_2}{(V_{sn})_2} \quad \text{ec. (5.22)}$$

$$(I_{cn})_2 = \frac{820 * 2.75}{39.07} = \frac{2255}{39.07}$$

$$(I_{cn})_2 = 204.26[kA]$$

La corriente crítica del rayo que producirá flameo en 6 microsegundos por fase está dad por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(I_{cn})_6 = \frac{820W}{(V_{sn})_6} = \frac{(V_i)_6}{(V_{sn})_6} \qquad \text{ec. (5.23)}$$

$$(I_{cn})_6 = \frac{820*2.75}{11.04} = \frac{1608.75}{11.04}$$

$$(I_{cn})_6 = 145.72[kA]$$

5.1.22. Corriente crítica del rayo que producirá flameo sobre una fase en cualquier instante. La corriente crítica del rayo que produce flameo sobre una fase n en cualquier instante superponiendo el efecto de tensión a baja frecuencia. Valor promedio de I'_{cn} para una fase, durante el tiempo en el cual predomina, esta dada por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$(I'_{cn}) = I_{cn}\left(1 + \frac{V_{on}}{V_{cn}} * \left(\frac{(COS(\theta_2 - \alpha_n)) - (COS(\theta_1 - \alpha_n))}{\theta_2 - \theta_1}\right)\right) \qquad \text{ec. (5.24)}$$

$$(I'_{cn}) = 145.72*\left(1 + \frac{4059}{1750} * \left(\frac{(COS(0.44 - 0)) - (COS(0 - 0))}{0.44 - 0}\right)\right)$$

$$(I'_{cn}) = 177.52[kA]$$

Donde:

V_{on} = 4059, tensión cresta fase – tierra para la fase n, expresada en kilovoltios

θ_n = 0.44, ángulo de la tensión instantánea para la fase A (referencia), expresado en radianes

α_n = 0, ángulo de la fase n (fase A = 0º, fase B = 120º, fase C = 120º)

I_{cn} = 145.72, corriente crítica del rayo (sin efecto de baja frecuencia) seleccionada como el menor valor entre (I_{cn})$_2$ e (I_{cn})$_6$, expresada en kiloamperios

V_{cn} = 1750, tensión del aislamiento cuando ocurre I_{cn}, expresada en kilovoltios

5.1.23. Probabilidad de que la corriente pico de cualquier rayo pueda exceder I'_{cn} . La probabilidad de que la corriente de cualquier rayo exceda la corriente crítica que produce flameo sobre una fase n en cualquier instante superponiendo el efecto de tensión a baja frecuencia, esta dada por la siguiente expresión. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$P_1 = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{26}} \qquad \text{ec. (5.25)}$$

$$P_1 = \frac{1}{1 + \left(\frac{177.52}{31}\right)^{26}} = 0.01[\%]$$

Donde:

P_1 = 0.01, probabilidad de que la corriente pico de cualquier rayo pueda exceder la corriente crítica del rayo que produce flameo sobre una fase n en cualquier instante superponiendo el efecto a baja frecuencia

5.1.24. Número de torres sobre la cual caen rayos. Por carecer de un mejor procedimiento, se adopta la guía EPRI: que dice que el 60 % de los rayos inciden sobre la torre o tan cerca que pueden considerarse como torre sobre la cual caen rayos. El restante 40 % caerán lejos de la torre y no se considerará su efecto. Este número se calcula con la siguiente expresión. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$N_T = 0.6 * (N_L - N_{SF}) \qquad \text{ec. (5.26)}$$

$$N_T = 0.6 * (87 - 8.121)$$

$$N_T = 47.04$$

Donde:
N_L = 87, número total de rayos a la línea por 100 kilómetros por año
N_{SF} = 8.121, número total de rayos que causan falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año

5.1.25. Número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año. Para hallar el número de rayos sobre la torre por fase por 100 kilómetros por año se multiplica el número de rayos por 100 kilómetros por año efectivos sobre la torre por el tiempo porcentual durante el cual una fase es dominante. Cada uno de los resultados se multiplica por la probabilidad P_1, y obtenemos el número de rayos que puedan causar flameo inverso por fase. La suma de todos los valores obtenidos por fase nos proporcionará el número total de flameos por 100 kilómetros por año, N_{FI}, causados por el mecanismo de flameo inverso.

El número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año N_F, está dado por la siguiente ecuación. A continuación se muestra el cálculo para la torre 70 que se ha tomado como ejemplo ilustrativo.

$$N_F = N_{SF} + N_{FI} \qquad \text{ec. (5.27)}$$

$$N_F = 8.121 + 0.03$$

$$N_F = 8.16$$

Donde:
N_F = 8.16, número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año
N_{SF} = 8.121, número total de rayos que causan falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año
N_{FI} = 0.03, número total de flameos por 100 kilómetros por año

Tabla 11. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 5 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	0,64	0,01	0,39	0,01
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	2.92	0.18	1.75	0.18
Torre 152	Torre 171	115	0,20	0,01	0,12	0,01
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,51	0,00	0,30	0,00
TOTALES			**4.28**		**2.57**	

Tabla 12. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 10 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	1,69	0,01	1,01	0,01
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,00	0,00
Torre 136	Torre 152	20	2.96	0.18	1.77	0.18
Torre 152	Torre 171	115	0,26	0,01	0,15	0,01
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,73	0,01	0,44	0,01
TOTALES			**5.65**		**3.39**	

Tabla 13. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 15 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	2,53	0,02	1,52	0,02
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	2.98	0.19	1.79	0.19
Torre 152	Torre 171	115	0,29	0,02	0,17	0,02
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,87	0,01	0,52	0,01
TOTALES			**6.69**		**4.01**	

Tabla 14. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	3,08	0,02	1,85	0,02
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3.00	0.19	1.80	0.19
Torre 152	Torre 171	115	0,30	0,02	0,18	0,02
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,93	0,01	0,56	0,01
TOTALES			**7.33**		**4.40**	

Tabla 15. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 25 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	3,42	0,03	2,05	0,03
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3.01	0.19	1.81	0.19
Torre 152	Torre 171	115	0,30	0,02	0,18	0,02
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,95	0,01	0,57	0,01
TOTALES			**7.70**		**4.62**	

Tabla 16. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	3,61	0,03	2,17	0,03
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3.02	0.19	1.81	0.19
Torre 152	Torre 171	115	0,29	0,02	0,18	0,02
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,94	0,01	0,56	0,01
TOTALES			**7.89**		**4.74**	

Tabla 17. Número total y promedio, de flameos y salidas por 100 km de línea por año para una resistencia de puesta a tierra de 40 Ω.

TORRES		NI	ΣNFi FLAMEOS (100km/año)	ÑFi FLAMEOS (100km/año)	ΣNF SALIDAS (100km/año)	ÑF SALIDAS (100km/año)
Pórtico Guavio	Torre 119	60	3,77	0,03	2,26	0,03
Torre 119	Torre 128	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	Torre 136	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 136	Torre 152	20	3.03	0.19	1.82	0.19
Torre 152	Torre 171	115	0,28	0,01	0,17	0,01
Torre 171	Torre 195	5	0,01	0,00	0,01	0,00
Torre 195	Pórtico Tunal	80	0,91	0,01	0,54	0,01
TOTALES			**8.01**		**4.81**	

5.2 CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MÉTODO SIMPLIFICADO DE LOS DOS PUNTOS, PARTE II

- Se determinó que el número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año, es uno de los factores más importantes para determinar el número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año; según los cálculos realizados se obtuvo que el valor mínimo es cero, y se encuentra entre los vanos 125 y 133, que corresponden a las torres (119 a 128) respectivamente; además se encontró que el valor máximo es de 1.38, y se encuentra entre los vanos 158 y 176, que corresponden a las torres (152 a 171) respectivamente, como se demuestra en el Anexo 23.

- Se concluye que el número total de rayos a la línea por 100 kilómetros por año, depende directamente del nivel isoceráunico de las diferentes zonas por donde pasa la línea, de la separación entre cables de guarda y de la altura media del cable de guarda a lo largo de la línea, donde se encontró que el valor mínimo es de cero y se encuentra en la zona de nivel isoceráunico cero que queda entre los vanos 125 a 133, que corresponden a las torres (119 a la 127); y a su vez se encontró su valor máximo de 156 que se encuentra en la zona de nivel isoceráunico 115 que queda en los vanos 172 y 176, que corresponden a las torres (166 – 167) y (170 – 171) respectivamente, como se demuestra en el Anexo 23.

- De acuerdo al cálculo efectuado en el método simplificado de los dos puntos parte I para evaluar el comportamiento de la línea de transmisión por fallas del apantallamiento, se determinó que las torres 70 y 144 son las que presentan el mayor número de salidas por falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año, con un valor de 8.121 y 2.898 fallas del apantallamiento respectivamente. Las demás estructuras de la línea no presentan ninguna falla de apantallamiento por 100 kilómetros por año, debido a que el ancho de la zona no protegida es igual a cero, como lo demuestra el Anexo 23.

- Según la metodología aplicada se sabe que el número total de rayos efectivos que caen sobre la torre por 100 kilómetros por año, depende directamente de la diferencia entre el número total de rayos a la línea por 100 kilómetros por año y el número total de rayos que causan falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año, donde el 60 % de los rayos que inciden sobre la torre o tan cerca de ella se consideran como rayos que caen sobre la torre por año, y el 40 % restante caerá lejos de la torre y no se considera su efecto; los cálculos efectuados arrojaron que el mínimo valor sigue siendo para el nivel isoceráunico cero, que corresponde al tramo de la línea comprendido entre los vanos 125 a 133, que corresponden a las torres (119 a la 127) respectivamente; y su máximo valor ocurre en el nivel isoceráunico 115, y es de 93.57 que ocurre en el vano 176 que corresponde a las torres (170 – 171), como lo demuestra el Anexo 23.

- Según los cálculos efectuados al total de estructuras en la línea, se obtuvo que el número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año presenta su valor mínimo en cero y se presenta en el 42.4 % de los vanos de la línea, siguiendo un aumento lineal muy bajo en el resto de los vanos, hasta encontrar sus valores máximos de 8.121 y 2.898 en los vanos 76 y 150, que corresponden a las torres (70 – 71) y (144 – 145) respectivamente, como lo demuestra el Anexo 24.

- Como en el cálculo del número total de salidas por flameo inverso en el método de Ondas Viajeras – Anderson, se consideró la influencia de la resistencia de puesta a tierra, en esta metodología de evaluación también se consideró el efecto de este parámetro en el cálculo del número total de salidas por este mecanismo, como consecuencia se obtuvo que para una resistencia de puesta a tierra de 5 Ω a lo largo de la línea, el número total de flameos por 100 kilómetros por año es de 4.28, de los cuales el 60 % causan 2.57 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como se demuestra en la Tabla 11.

- Además se determinó que para una resistencia de puesta a tierra de 10 Ω, el número de flameos por 100 kilómetros por año es de 5.65, de los cuales el 60 % causan 3.39 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra la Tabla 12.

- Para una resistencia de puesta a tierra de 15 Ω, el número total de flameos es de 6.69, de los cuales el 60 % causan 4.01 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra la Tabla 13.

- Para una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω se encontró que el número de flameos es de 7.33, de los cuales el 60 % causan 4.40 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra la Tabla 14.

- Para una resistencia de puesta a tierra de 25 Ω se determinó que el número de flameos es de 7.70, de los cuales el 60 % causan 4.62 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra la Tabla 15.

- Para una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω se obtuvo un número de flameos de 7.89, de los cuales el 60 % causan 4.74 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra el Anexo 24 y la Tabla 16.

- Para una resistencia de puesta a tierra de 40 Ω se determinó que el número total de flameos es de 8.01, de los cuales el 60 % causan 4.81 salidas de la línea por 100 kilómetros por año, como lo demuestra la Tabla 17.

- De lo anterior, podemos nuevamente concluir que la variación de la resistencia de puesta a tierra a lo largo de la línea es uno de los factores más importantes en el cálculo del número de salidas por 100 kilómetros por año, dando como resultado que a mayor resistencia mayor número de flameos y por consiguiente mayor número de salidas de la línea, por este mecanismo.

- Finalmente se determina que el número de salidas causadas por el mecanismo de flameo inverso, es relativamente alto en la medida que se incrementa la resistencia de puesta a tierra, por lo tanto la suma de estos valores con los presentados en el capítulo 3 se realizara para obtener el número total de salidas de la línea por 100 kilómetros por año y compararlos con los datos obtenidos en la suma de los capítulos 2 y 4, y el cuadro de salidas suministrado por la EEB, para determinar las posibles variaciones y hacer recomendaciones al respecto.

6. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO CON AYUDA DEL ATP

Como se explica en el Apéndice A, las sobretensiones de origen interno son ocasionadas por fenómenos dependientes de los componentes del sistema, los cuales al modificar sus estado de operación, o en el momento de presentar falla originan sobretensiones en las líneas y algunos componentes del sistema, las cuales perturban la adecuada operación del sistema en general. La línea de transmisión Guavio – Tunal presenta un número de salidas por causa de las sobretensiones de origen interno relativamente pequeño, pero para dar una idea de cómo se comporta la línea y el sistema de potencia asociado a esta, se ha querido realizar una serie de simulaciones con ayuda del ATP para ver los efectos en los elementos del sistema. Como primera medida se ilustra el sistema de potencia asociado a la línea y la línea en estado estable, con sus correspondientes gráficos de corriente, armónicos, tensión en por unidad, tensión rms, potencia activa y reactiva de los puntos nodos del sistema. Como es sabido las sobretensiones de origen interno se clasifican en dos grandes grupos que son:

- Sobretensiones por maniobra
- Sobretensiones a la frecuencia de servicio

En el desarrollo del presente capítulo se analizara el comportamiento de la línea Guavio – Tunal, teniendo presente la clasificación de las sobretensiones anteriormente expuesta, y se presentarán los modelos diseñados y los gráficos obtenidos para cada caso especifico, dependiendo del fenómeno que se este estudiando en la simulación. Las operaciones de maniobra que se van a simular y que presentan sobretensiones son:

- Apertura de líneas en vacío
- Cierre de línea en vacío
- Operaciones de recierre

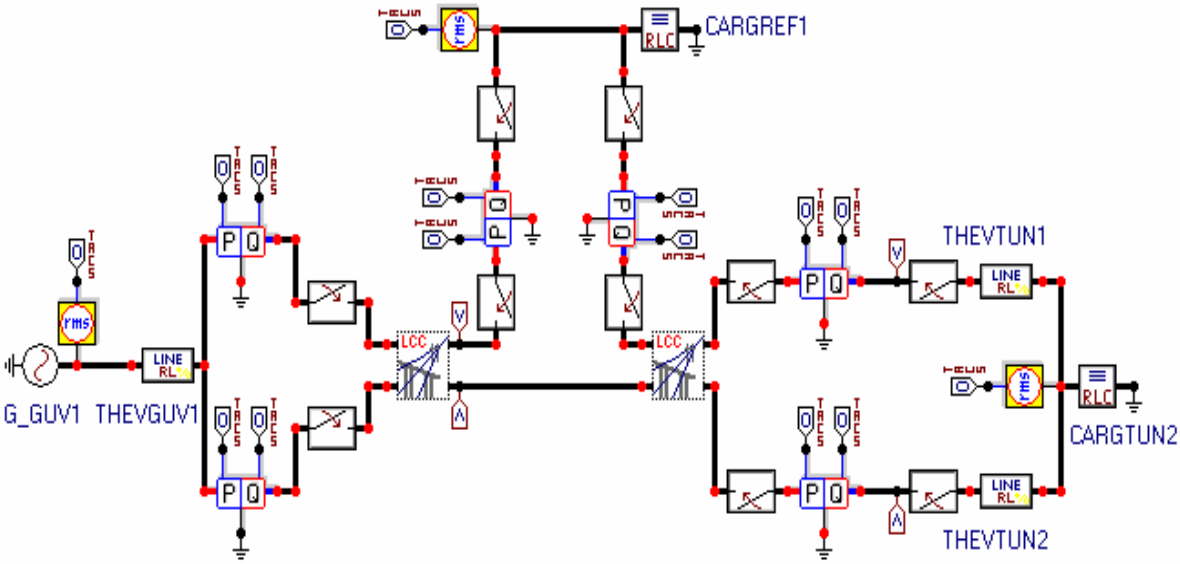
Las operaciones a frecuencia de servicio que se van a simular y que presentan sobretensiones son:

- Falla línea a tierra
- Falla línea – línea a tierra
- Falla línea a línea
- Falla trifásica
- Cierre de línea en vacio (Efecto Ferranti)
- Pérdida súbita de carga
- Autoexcitación de generadores
- Conductores abiertos con falla
- Conductores abiertos sin falla

6.1. MODELO GENERAL DEL SISTEMA DE POTENCIA GUAVIO – TUNAL DISEÑADO CON ATP.

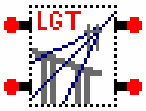
Para llegar a una representación equivalente del sistema de potencia asociado a la línea de transmisión Guavio – Tunal, se tuvo en cuenta que la línea hace parte del sistema de transmisión nacional STN y por lo tanto se ve influenciada por éste en su operación, puesto que la carga asociada a la línea en mención puede tener alimentación a través de otras líneas de transmisión que hacen parte del sistema, y por consiguiente los flujos de potencia varían dentro del sistema modelado. Para nuestro caso al querer mostrar un pequeño sistema de potencia asociado a ésta línea, tuvimos en cuenta la influencia de la otra parte sistema realizando un equivalente Thévenin en el lado generador y en el lado de la subestación Tunal, puesto que por estos nodos hay una continua alimentación de energía hacia otros nodos del sistema, en la subestación La Reforma ubicada en la ciudad de Villavicencio solo se cuenta con demanda, por consiguiente se tuvo en cuenta la cantidad actual de dicha demanda para efectos de simulación. Por facilidad en la simulación en el cálculo del Thévenin se encuentra inmerso la transformación y la subestaciones como tal. A continuación se ilustra en la figura 19 la representación equivalente del sistema diseñado.

Figura 19. Modelo del sistema de potencia Guavio – La Reforma – Tunal.



6.1.1. Modelo de línea de transmisión. Como se expuso en el Apéndice C, hay diferentes modelos de línea utilizados en la simulación con ATP, para el presente estudio se escogió el modelo Line Constant, el cual brinda la posibilidad de utilizar el modelo de Bergeron con parámetros constantes distribuidos, que brinda una representación bastante precisa de una línea de transmisión en estado estable y en estado transitorio. A continuación se ilustra en la figura 20. el icono del modelo LCC del ATP y la ventana con los datos de entrada de la línea Guavio – Tunal utilizados en el modelo.

Figura 20. Modelo de línea de transmisión con datos de entrada.

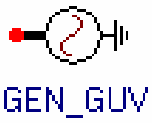


Model | Data

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	0.14795	0.061145	17.18	31.89	18.2	50	0	2
2	4	0	0.14795	0.061145	12.08	32	18.2	50	0	2
3	2	0	0.14795	0.061145	3.26	32	18.2	50	0	2
4	5	0	0.14795	0.061145	-3.26	32	18.2	50	0	2
5	3	0	0.14795	0.061145	-12.08	32	18.2	50	0	2
6	6	0	0.14795	0.061145	-17.18	31.89	18.2	50	0	2
7	0	0	0.611	0.5134	14.5	40.63	22	0	0	1
8	0	0	0.611	0.5134	-14.5	40.63	22	0	0	1

6.1.2. Modelo de generador. Según los modelos que se pueden utilizar en las simulaciones del ATP, se escogió el generador AC tipo 14 el cual brinda la mejor opción para el modelo. A continuación se ilustra el icono y la ventana con los datos de entrada para el modelo del generador.

Figura 21. Modelo de generador con datos de entrada.



Attributes

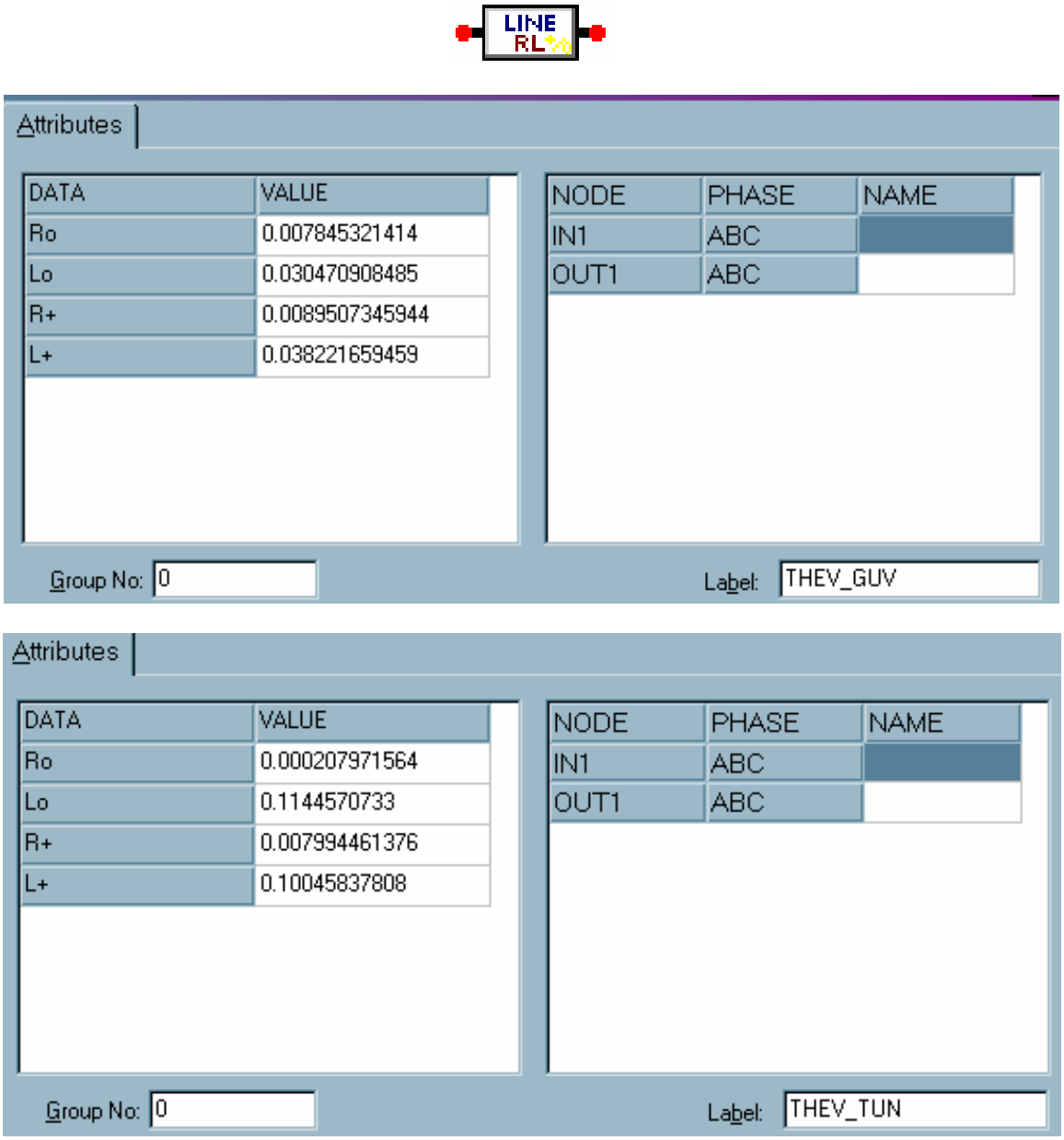
DATA	VALUE
U/I	0
Amp.	179629.25
f	60
pha	0
A1	0
Tstart	-1
Tstop	1

NODE	PHASE	NAME
AC3	ABC	V_GUV

Group No: 0 Label: GEN_GUV

6.1.3. Modelo de los equivalentes Thévenin. Para poder simular el equivalente Thévenin del sistema asociado a la línea de transmisión Guavio – Tunal, se tomaron las corrientes de corto circuito monofásica y trifásica que se obtuvieron de la subestación Guavio y de la subestación Tunal que fueron suministradas por la EEB, y con ellas se calcularon las impedancias de secuencia cero y positiva a partir de las ecuaciones 3.1 y 3.2 como se ilustra en el Apéndice C, para evitar el uso de las matrices [R] y [L] del sistema de potencia nacional puesto que sería bastante engorroso calcular este equivalente por este método. A continuación se ilustra el icono y los datos de entrada de los equivalentes Thévenin del menú de elementos del ATP como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Modelo de equivalentes Thévenin.



6.1.4. Modelo de cargas. De acuerdo a datos suministrados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), sobre la demanda de en las subestación Tunal y La Reforma, se calcularon las impedancias de carga con base en los datos suministrados y el nivel de tensión del sistema de distribución, realizando un equivalente de demanda en cada uno de los nodos; el elemento utilizado para simular correctamente una carga fue un componente de tipo RLC trifásico, el cual se ilustra a continuación con los datos calculados de sus respectivos equivalentes en la figura 23.

Figura 23. Modelo de carga equivalente.

Attributes

DATA	VALUE
R_1	334.0611696
L_1	340
C_1	0
R_2	334.0611696
L_2	340
C_2	0
R_3	334.0611696
L_3	340

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	X0017
OUT1	ABC	

Group No: 0 Label: CARGREF

Attributes

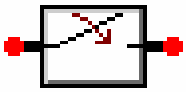
DATA	VALUE
R_1	172.6282
L_1	162.52048792
C_1	0
R_2	172.6282
L_2	162.52048792
C_2	0
R_3	172.6282
L_3	162.52048792

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	X0001
OUT1	ABC	

Group No: 0 Label: CARGTUN

6.1.5. Modelo de interruptores. Para simular un adecuado proceso de cierre, apertura y recierre de la línea y en las cargas, se utilizó un interruptor tripolar determinístico controlado por tiempo de tipo convencional, para cada circuito de la línea y en las cargas. A continuación se ilustra el modelo de interruptor con los datos para estado estable en la figura 24.

Figura 24. Modelo de interruptores.



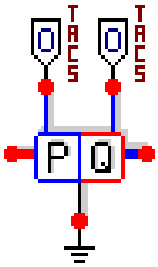
Attributes

DATA	VALUE
T-cl_1	-1
T-op_1	0.001
T-cl_2	-1
T-op_2	0.001
T-cl_3	-1
T-op_3	0.001
Imar	0

NODE	PHASE	NAME
IN1	3	
OUT1	3	

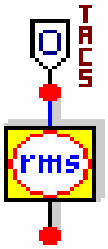
6.1.6. Modelo de medidor de potencia activa y reactiva. Para poder observar los flujos de potencia activa y reactiva en el sistema y los tramos de línea, se utilizó un medidor que toma señales de corriente y tensión por fase las cuales se suman para dar las potencias activas y reactivas totales, las cuales coinciden con los reportes generados por el ATP. A continuación se ilustra el modelo del medidor comprimido usado para éstas mediciones creado en ATP como se muestra en la figura 25.

Figura 25. Modelo de medidor de potencia.



6.1.7. Medidor de medidor de tensión RMS. Para tener una visualización real gráfica del comportamiento de la onda de tensión RMS, se utilizó un modelo de medidor comprimido que toma la señal nominal de las líneas y de algunas partes del sistema y las convierte en valores RMS por medio de una constante de transformación calcula dependiendo del nivel de tensión del sistema. A continuación se ilustra el modelo de medidor en la figura 26.

Figura 26. Modelo de medidor de tensión RMS.



6.2. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTABLE.

Para realizar un análisis de estado transitorio se hace necesario realizar primero un análisis del estado estable, para determinar la variación en los valores de las variables y observar su comportamiento ante las diferentes condiciones de operación que se van a simular.

El esquema básico se ilustra en la Figura 19., en las figuras 27 y 28 se ilustran los resultados de potencia activa y reactiva en el sistema respectivamente, la tensión RMS por fase generada y en las subestaciones se ilustra en la figura 29 y las tensiones línea a línea en el extremo emisor y receptor se ilustran en la figura 30.

Figura 27. Gráfica de potencias activas del sistema (MW vs s).

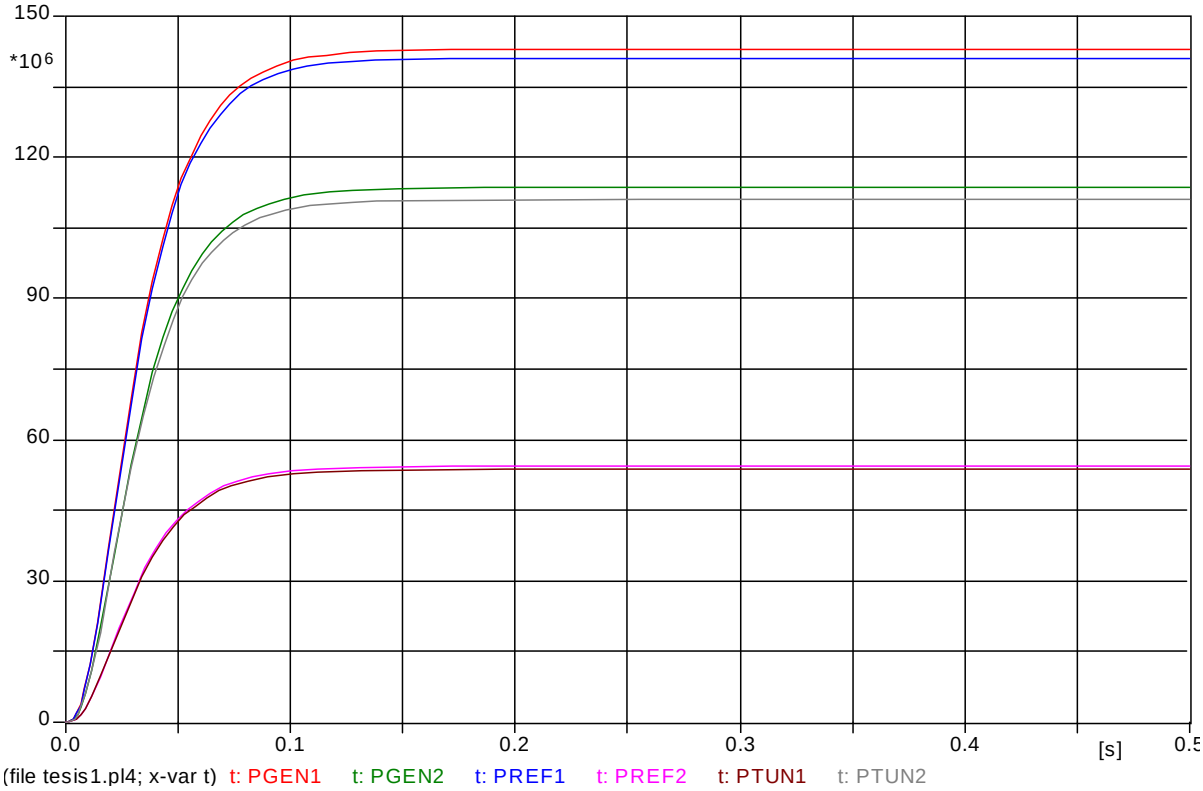


Figura 28. Gráfica de potencias reactivas del sistema (MVAr vs s).

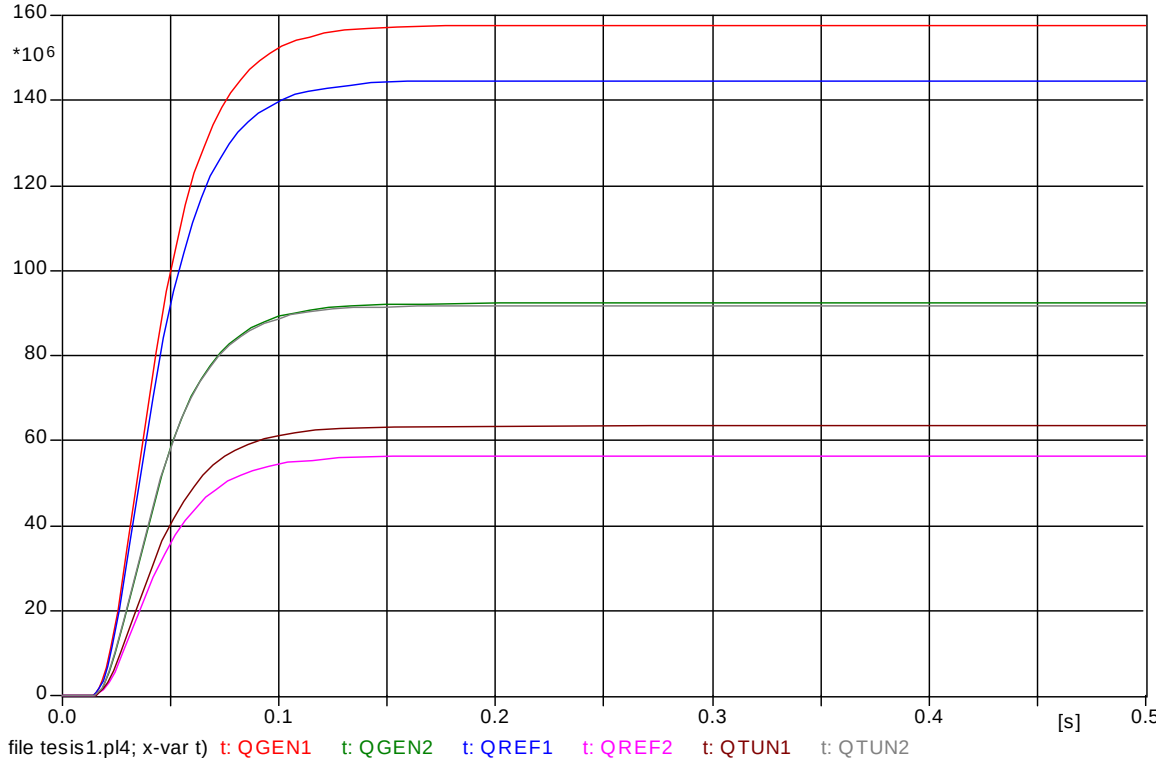


Figura 29. Gráfica de tensiones RMS del sistema (kV vs ms).

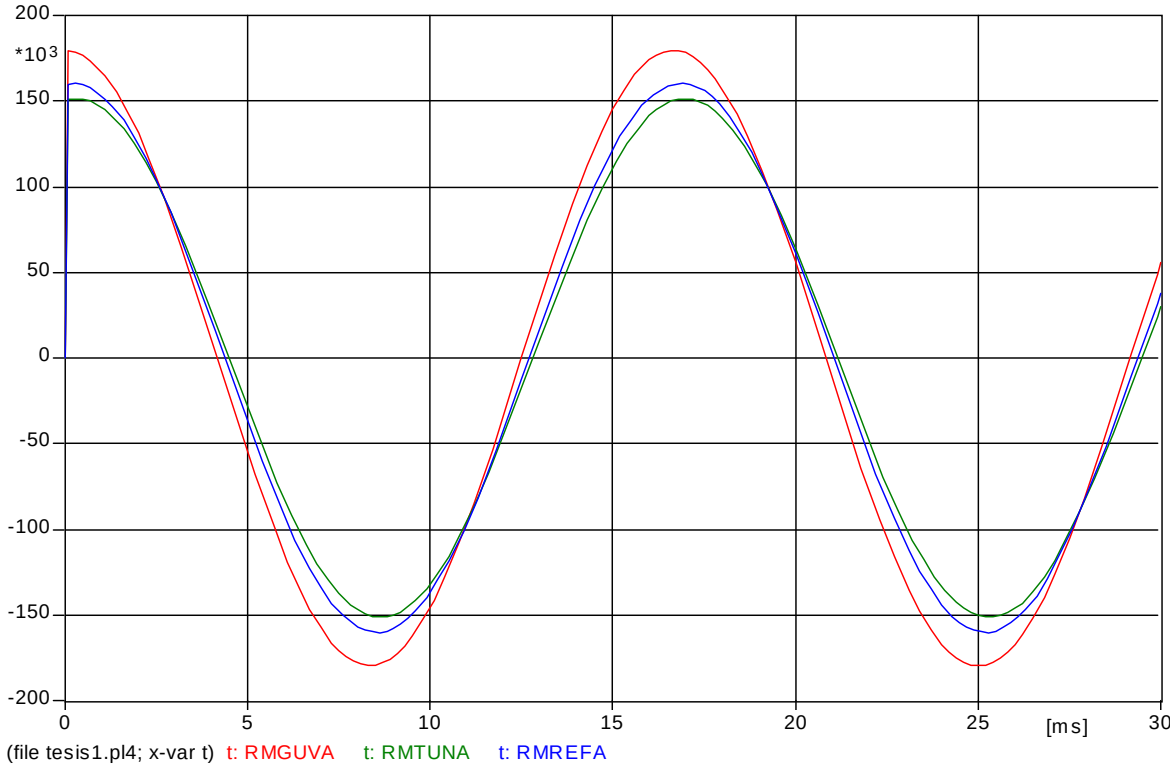
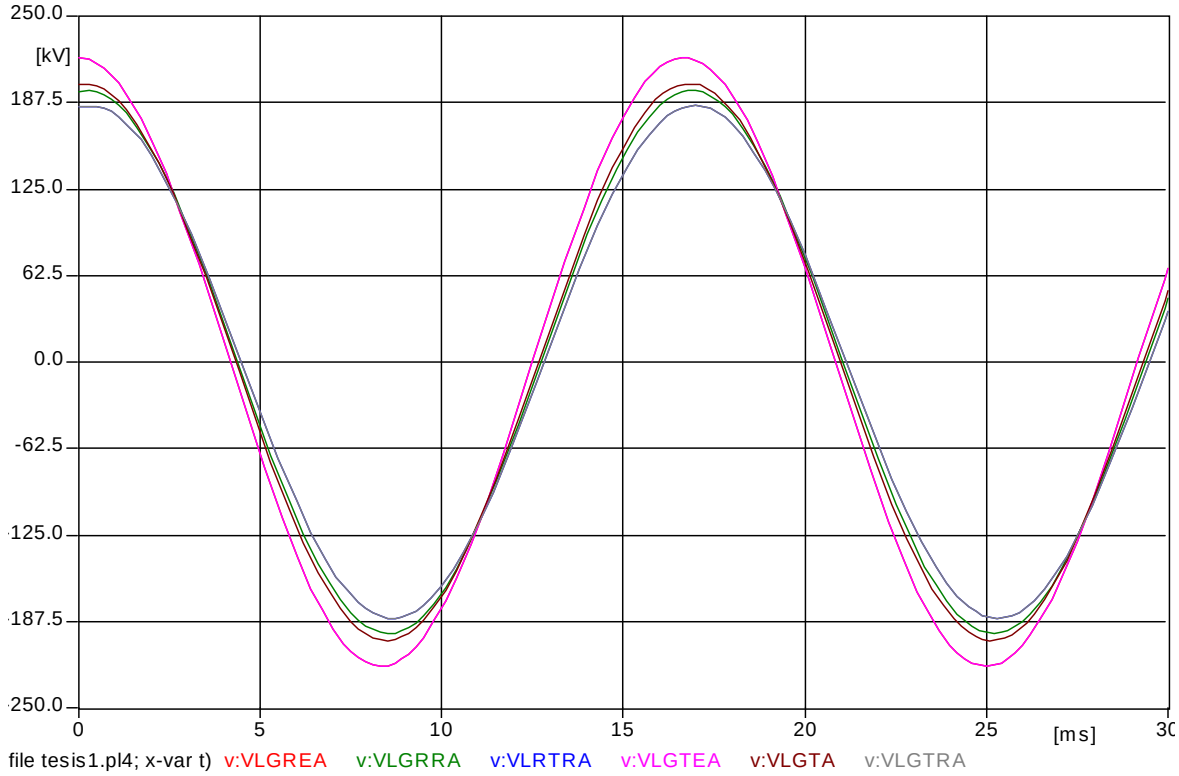
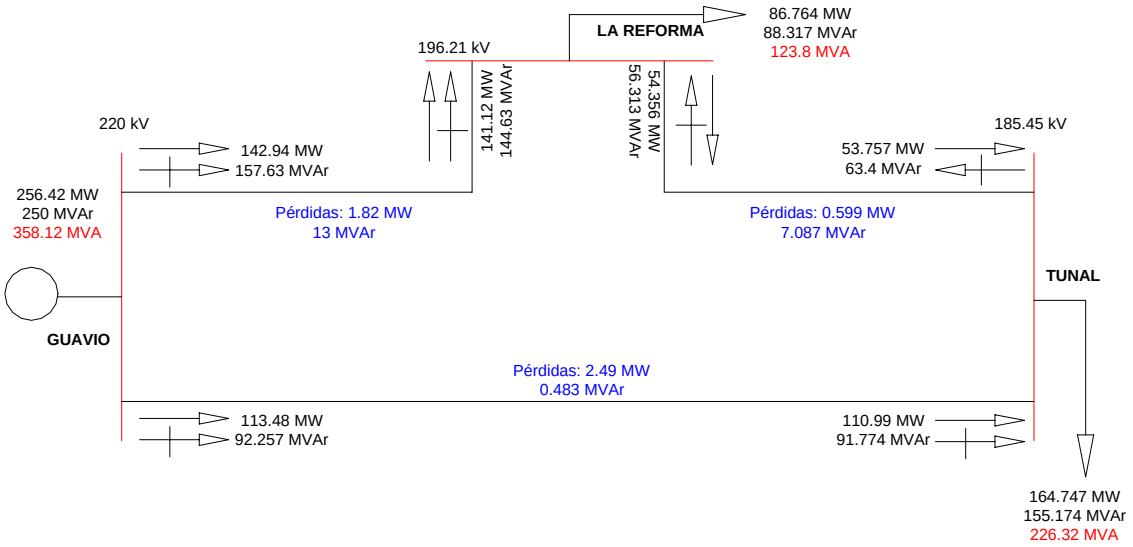


Figura 30. Gráfica de tensiones línea a línea (kV vs ms).



De acuerdo a las graficas obtenidas para el estado estable, se puede observar que para una demanda total de 350.12 MVA se generan 358.12 MVA, teniendo pérdidas en el sistema de 8.06 MVA, además el nivel de tensión de generación es de 220 kV y el nivel de tensión en La Reforma y en Tunal es de: 196.21 kV y 186.46 kV respectivamente. Según el análisis efectuado los flujos de potencia son los siguientes y se ilustran a continuación.



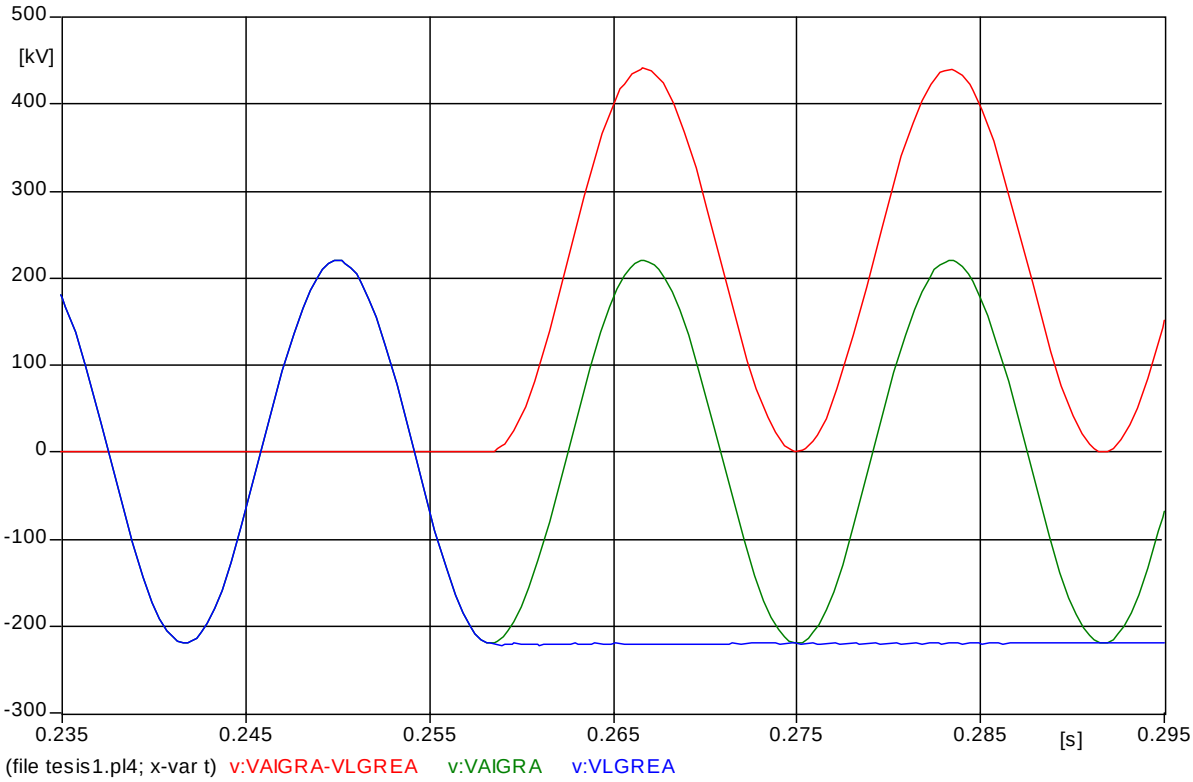
Por facilidad ilustrativa se graficó la fase A de las tensiones RMS y Línea a Línea del sistema, de ellas se puede concluir que el sistema tiene una caída de tensión de 23.79 kV y 33.54 kV respectivamente.

6.3. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR APERTURA DE LA LÍNEA EN VACÍO.

Cuando se simula la apertura de un interruptor para abrir una línea en vacío se produce una sobretensión en los terminales del interruptor. Si este voltaje en el momento de la apertura es mayor a la rigidez dieléctrica entre los contactos, se produce un reencendido que ha su vez produce un transitorio en el sistema, en este caso el voltaje en los terminales del interruptor no supera la rigidez dieléctrica entre los contactos por consiguiente no se presenta transitorio en el sistema.

Antes de la interrupción de la corriente que pasa por el interruptor, los voltajes en los polos del interruptor son iguales como se ilustra en las ondas de tensión azul y verde de la figura 31., y que tienen una magnitud igual al voltaje nominal de 219.99 kV.

Figura 31. Gráfico de la sobretensión en los polos del interruptor en la apertura de línea en vacío (kV vs s).



Después de la apertura del interruptor el voltaje de lado de la fuente (Curva verde) oscila con la frecuencia de la fuente y a voltaje nominal, como se puede ver en la figura 31. La diferencia de voltajes entre polos del interruptor origina un sobrevoltaje como se

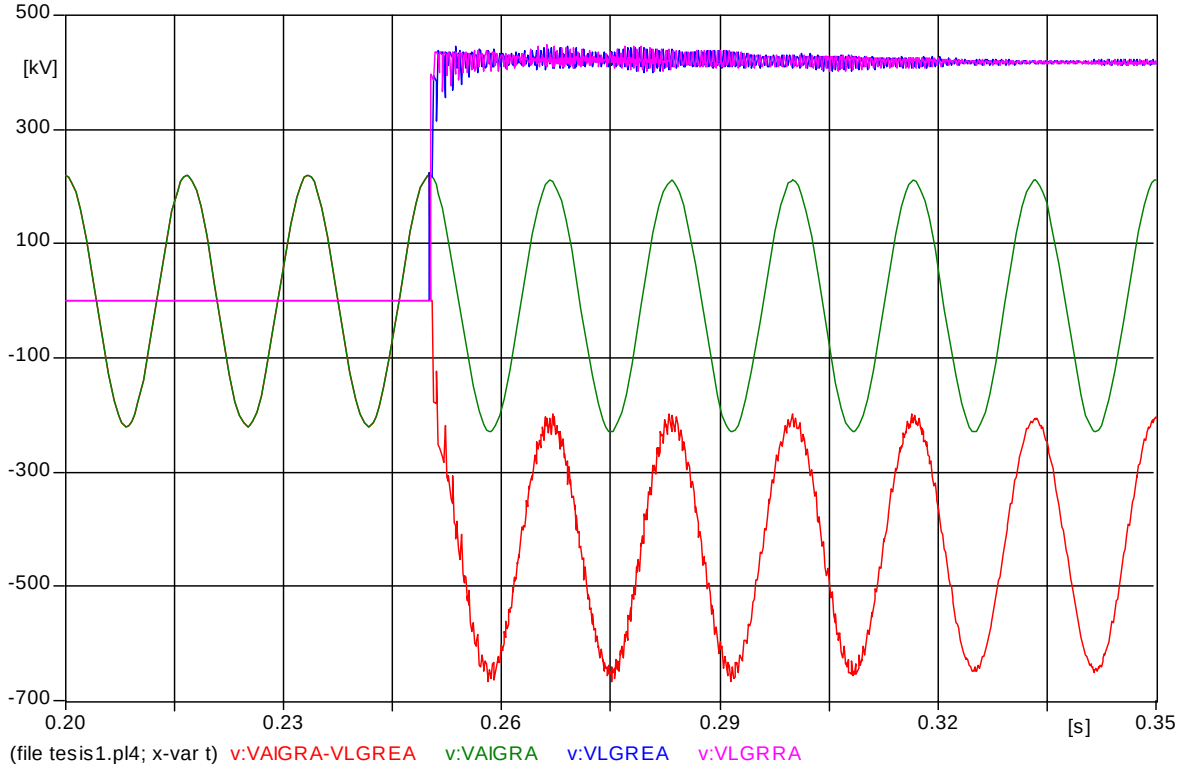
puede apreciar en la Curva roja de la figura 31, este sobrevoltaje tiene una amplitud de 441.26 kV, que es aproximadamente dos veces en por unidad el voltaje nominal.

$$V_{cur\ var\ oja} = V_{curvaverde} - V_{curvaazul}$$
$$V_{sobretensión} = 219.99 - (-221.27)$$
$$V_{sobretensión} = 441.26[kV]$$

6.4. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR CIERRE DE LA LÍNEA EN VACÍO.

Cuando se simula el cierre de un interruptor con una línea en vacío, el voltaje en los terminales del interruptor antes de la conexión de la línea es igual al voltaje nominal como se aprecia en las Curvas verde y roja antes de un t<0.25 segundos; la terminal del interruptor del lado de la fuente es igual al voltaje nominal de 220 kV, mientras que el voltaje en el terminal del interruptor del lado de la línea es igual a cero. En el instante de cierre, el voltaje de lado de la línea pasa de cero al voltaje nominal dado por el nuevo estado de maniobra. Esto da lugar a un transiente en forma de ondas viajeras en la línea en vacío con un valor pico de 390.75 kV como se aprecia en la Curva fucsia de la figura 32, y que va de acuerdo a los parámetros de la línea.

Figura 32. Gráfico de la sobretensión en los polos del interruptor en el cierre de línea en vacío (kV vs s).

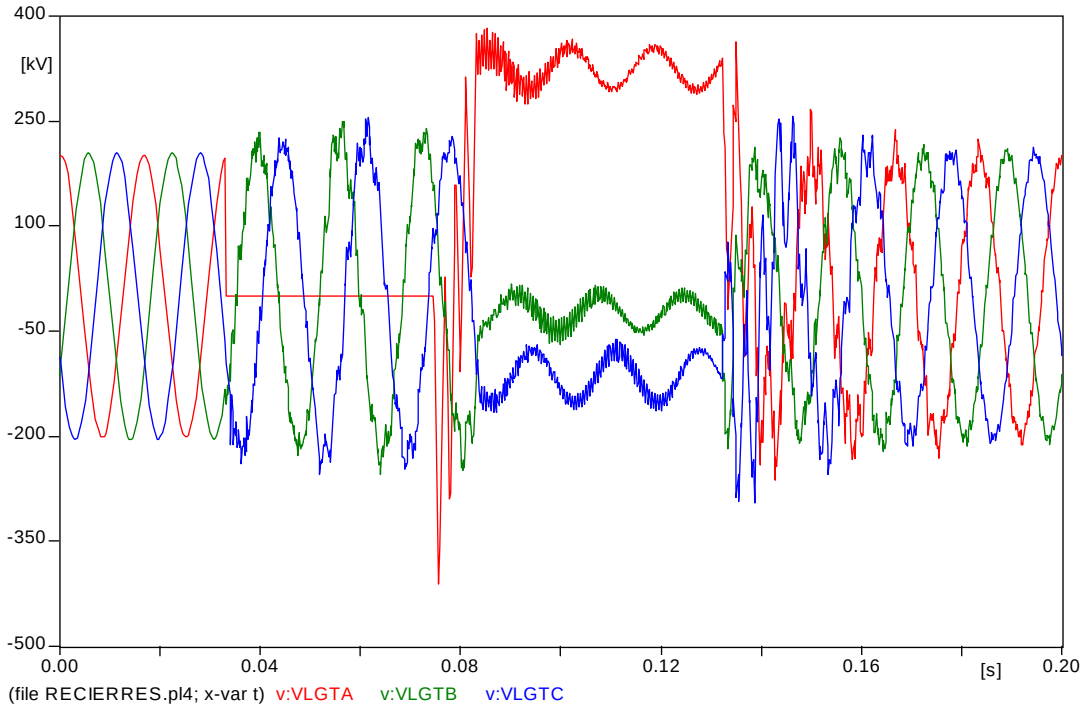


Como la línea esta en vacío, esta representa un circuito capacitivo y origina que el voltaje en el extremo receptor de la línea sea mayor a dos veces el voltaje en el terminal del lado de la fuente, lo cual hace que el transiente total sea mayor en el extremo receptor.

6.5. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE OPERACIONES DE RECIERRE.

Cuando se simula el recierre de un interruptor con una línea en vacío, si aparece una falla fase a tierra en la línea en un t =0.033 seg., los interruptores de línea abren en un t=0.0495 seg., como la operación de estos interruptores no es completamente simultanea el último que abre interrumpe dos fases sanas sin carga en un t = 0.0825 seg., estas fases sanas pueden mantener carga atrapada al valor pico del voltaje a frecuencia de servicio, la cual permanecerá en el momento del recierre de la línea (0.132 y 0.1485 seg.).

Figura 33. Gráfico de sobretensiones en una operación de recierre de línea en vacío (kV vs s).



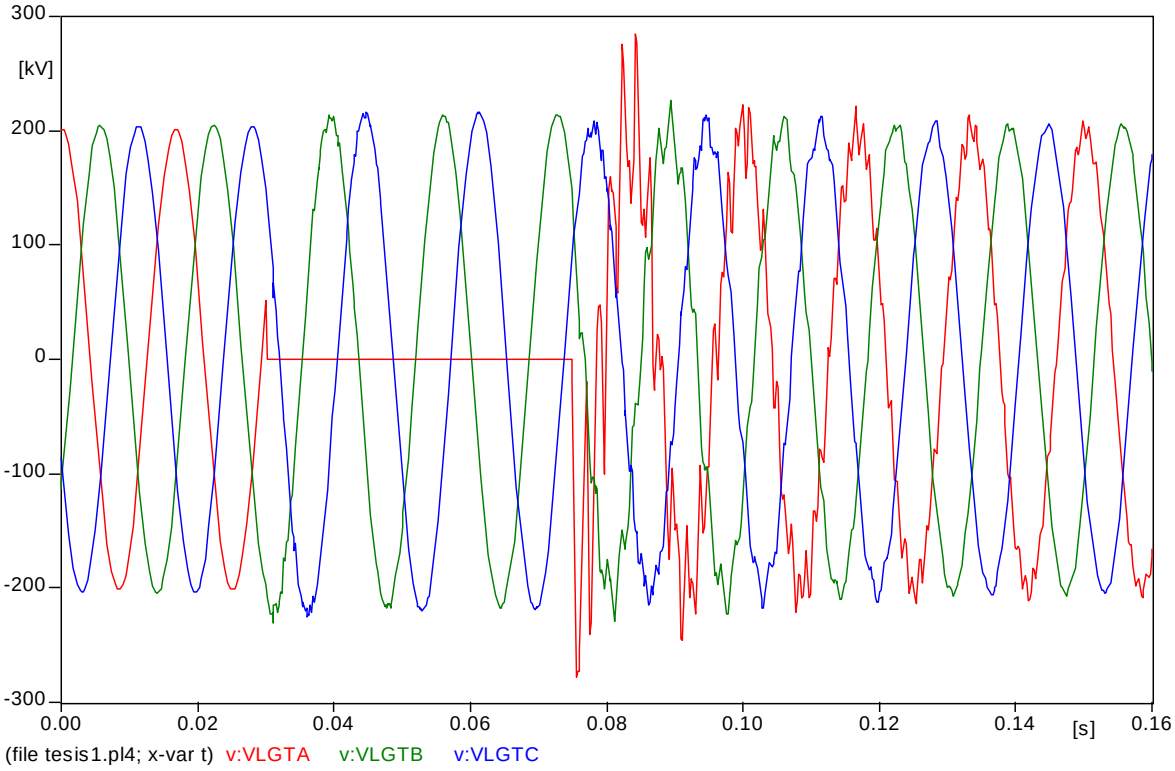
Si después de un tiempo muerto el primer interruptor que abrió, recierra para un t = 0.132 seg., teniendo la línea cargas atrapadas de tensión (V^-)en las fases sanas, el valor máximo de la sobretensión se presenta cuando los voltajes en el terminal del lado de la línea y el voltaje de la carga atrapada (V^-) tienen polaridad opuesta, presentándose sobretensiones mayores a 3.5 por unidad. En la energización de la línea sin carga atrapada se pueden presentar sobretensiones máximas de 2.8 por unidad como podemos observar en las curvas para un tiempo mayor de 0.1485 seg., pero se irán atenuando en un periodo de tiempo relativamente corto.

6.6. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE SOBRETENSIONES POR OCURRENCIA DE FALLAS.

En un sistema se pueden presentar distintos tipos de fallas, con una consecuente sobretensión. De las cuales las que ocasionan mayores problemas son las de una o dos líneas a tierra, y de estos el caso más critico lo representa la falla línea a tierra.

6.6.1. Falla Línea a tierra. Cuando se simula una falla fase a tierra se presenta en las fases sanas sobretensiones transitorias, como se observa en las figuras 34 y 35, y la magnitud de dicha sobretensión y el transitorio originado van a depender del sistema de puesta a tierra y del tiempo de duración de la falla.

Figura 34. Gráfico de sobretensiones en falla línea a tierra, de corta duración (kV vs s).

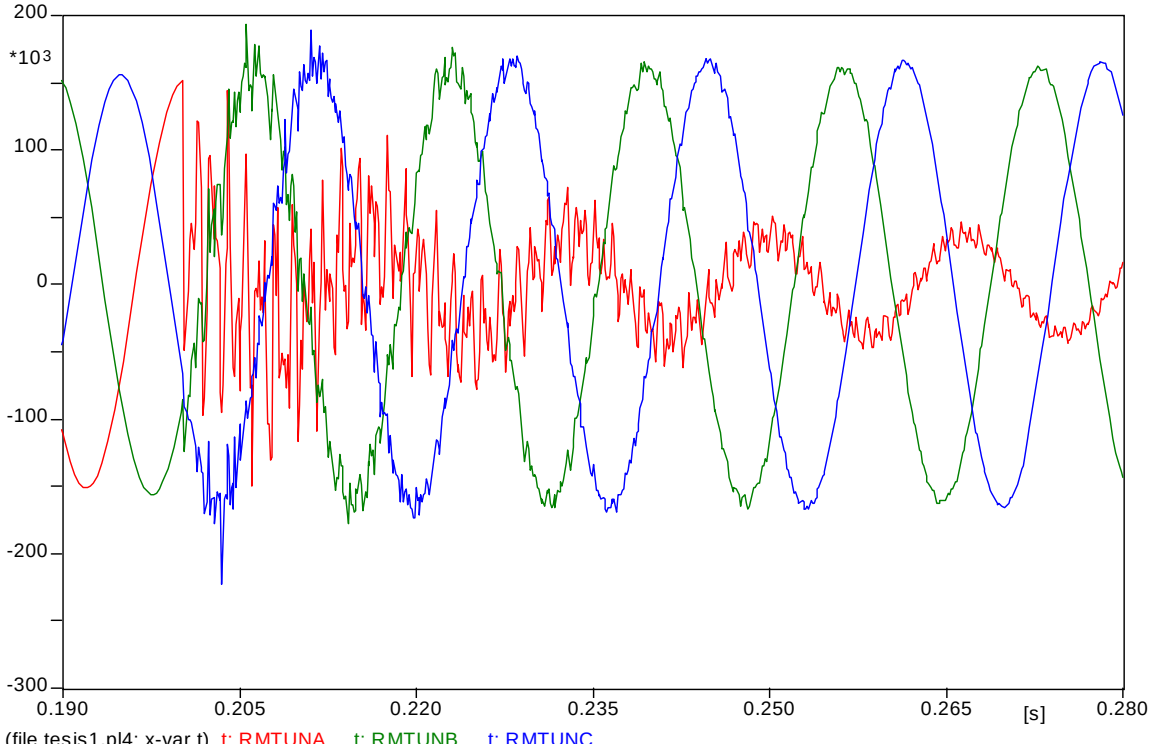


Por lo general las sobretensiones a la frecuencia de servicio son causadas por fallas como la representada, y se caracterizan por ser autosostenidas y de larga duración. En la simulación efectuada se tuvo en cuenta el despeje de la falla como lo ilustra la Figura 34, donde se simuló una falla en la fase A del circuito Guavio – Tunal. Dicha falla se presenta en un tiempo t = 0.03 segundos y genera un transitorio acompañado de un incremento en la tensión como se ve en las curvas verde y azul (fases B y C) de la figura 34. A partir del inicio de la falla transcurren 0.04 segundos, y en un t = 0.07 segundos se despeja la falla dando como resultado otro transiente tanto en la fase afectada como en las fases sanas como resultado del nuevo estado de maniobra, acompañado de una sobretensión de 277.16 kV en la fase afectada en el momento del despeje de la falla, y una sobretensión de 225.67 kV en la fase B.

Como una forma de demostrar la sobretensión a frecuencia de servicio autosostenida y de larga duración se realizó otra simulación en donde el inicio de la falla ocurre en un t = 0.02 segundos y se mantiene durante el tiempo de simulación, como se observa en la Figura 35. Como consecuencia de la falla se presentan transitorios en las fases sanas acompañados de una sobretensión que excede el valor del voltaje nominal mientras perdure la falla, además en la fase afectada se presenta un transitorio ocasionado por la

falla acompañado de una disminución en el nivel de tensión que se mantiene mientras perdure la falla.

Figura 35. Gráfico de sobretensiones en falla línea a tierra, de larga duración autosostenida (kV vs s).



6.6.2. Falla Línea - Línea a tierra. Al simular una falla línea – línea a tierra se presenta una sobretensión a frecuencia de servicio en la fase sana acompañada de un transitorio que se atenúa en un corto periodo de tiempo. La magnitud de esta sobretensión depende del sistema de puesta a tierra y del tiempo de duración de la falla.

Aunque este tipo de falla es de las que causan mayores problemas a la red, ésta sobretensión es menor que la sobretensión que se presenta para el caso de fallas línea a tierra.

En la simulación presentada en la Figura 36, se tuvo en cuenta el despeje de la falla, la cual empieza en un tiempo t = 0.03 segundos y es despejada en un tiempo t = 0.09 segundos, dando como resultado un transiente tanto en la fase sana (fase C) como en las fases afectadas (fases A y B).

Como una forma de demostrar la sobretensión a frecuencia de servicio autosostenida y de larga duración para la falla línea – línea a tierra, se realizó otra simulación en donde el inicio de la falla ocurre en un t = 0.03 segundos y se mantiene durante el tiempo de simulación, como se observa en la Figura 37. Como se observa en ésta figura después del inicio de la falla se presenta un transitorio en la fase sana, acompañada de una sobretensión que excede el valor del voltaje nominal mientras perdure la falla, mientras que las tensiones en las fases afectadas se hace cero.

Figura 36. Gráfico de sobretensiones en falla línea - línea a tierra, de corta duración (kV vs s).

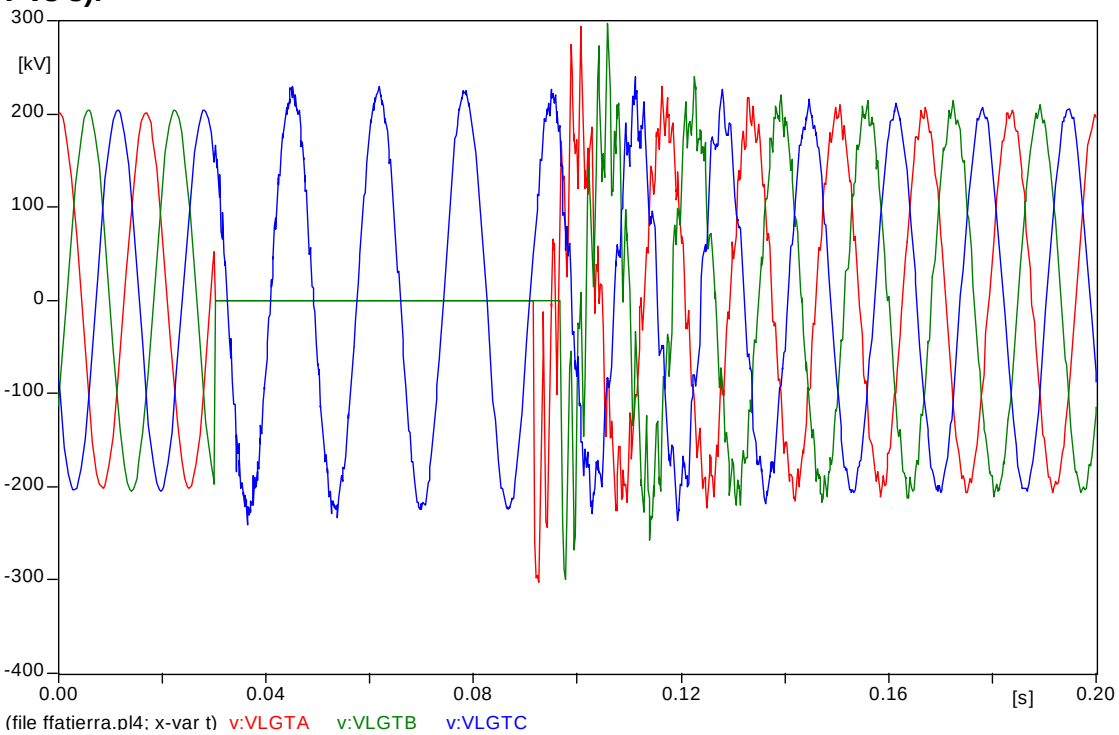
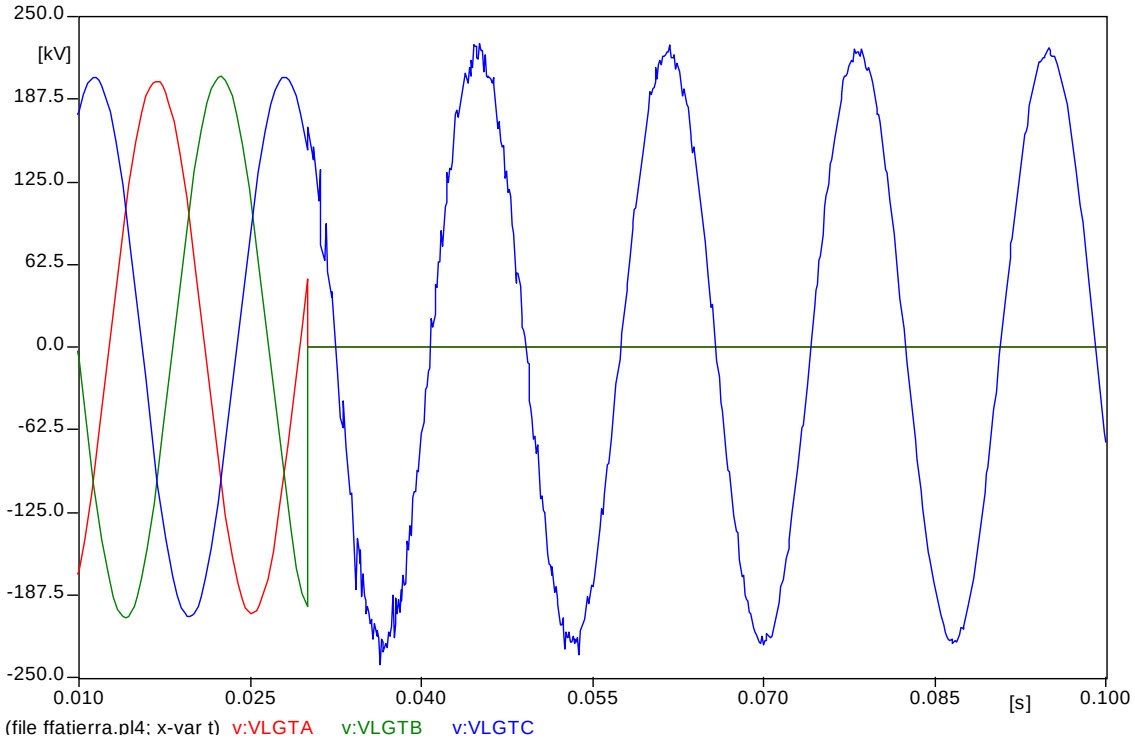


Figura 37. Gráfico de sobretensiones en falla línea - línea a tierra, de larga duración autosostenida.



6.6.3. Falla Línea - Línea. Generalmente cuando se presenta una falla línea a línea, se presenta un transiente acompañado de un sobrevoltaje en la fase sana que perdura mientras dure la falla, mientras que las tensiones en las fases afectadas se hacen cero. Para el caso de la línea Guavio – Tunal se simuló una falla línea- línea en el circuito que va desde la subestación Guavio a la subestación Tunal en el kilómetro 81 cuyo resultado se ilustra en la Figura 38, donde se puede apreciar el efecto de la falla en las curvas de tensión de cada fase, la cual comienza en un tiempo t = 0.03 segundos, con una sobretensión de 23.3 kV por encima del valor nominal. En la curva de potencias se observa como es causada una sobreexcitación en el generador y la potencia en la carga se hace negativa, además de generar potencia reactiva.

Figura 38. Gráfico de sobretensiones en una falla línea – línea (kV vs s).

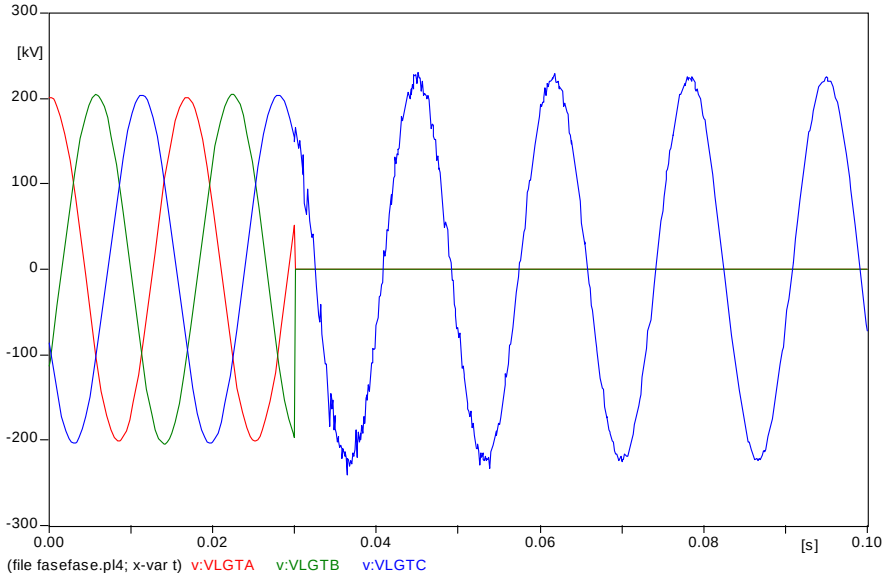
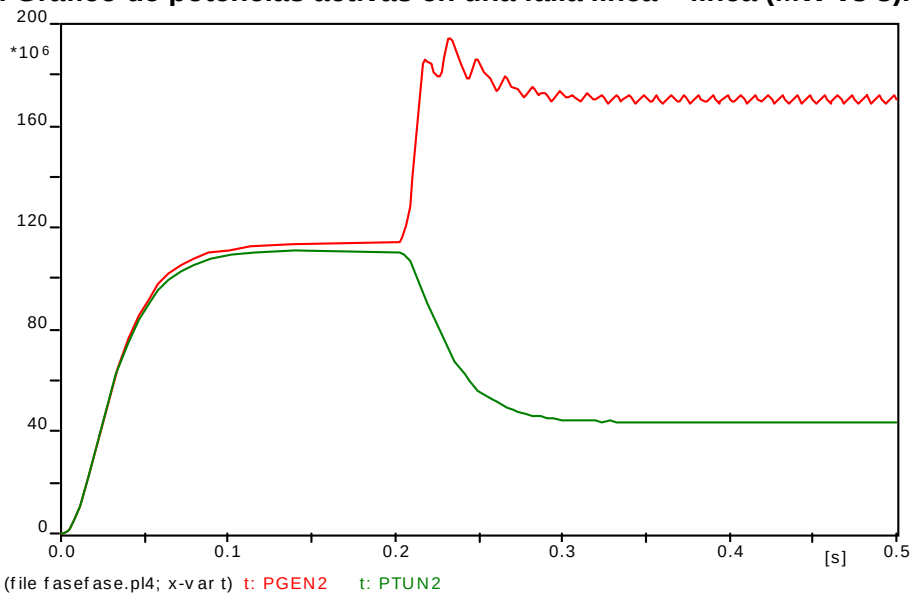


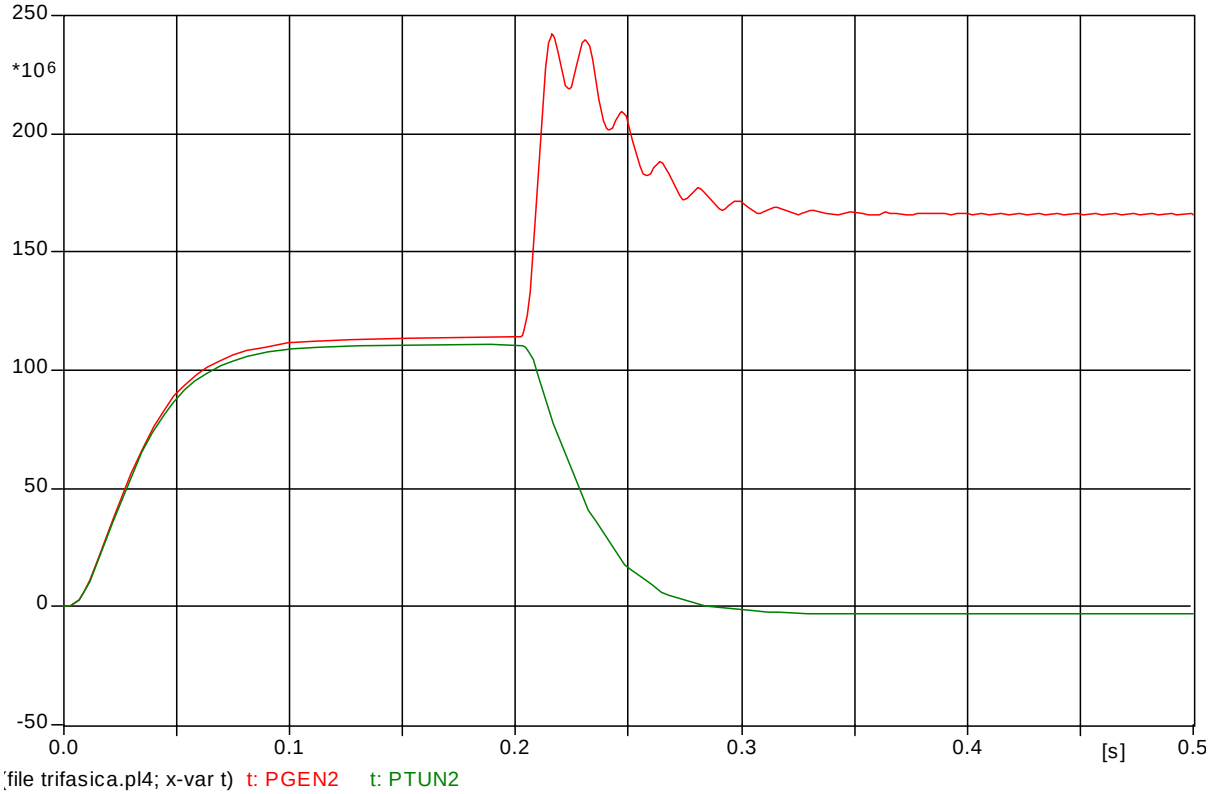
Figura 39. Gráfico de potencias activas en una falla línea – línea (MW vs s).



6.6.4. Falla trifásica. Este tipo de falla es el de menos ocurrencia en la operación de sistemas de potencia, aunque su efecto es que causa la salida total de la línea.

En la simulación de esta falla nos arroja un resultado como se tenía presupuestado, es decir que en el momento en el que ocurre la falla las curvas de tensión se hacen cero, provocando la salida de la línea, y en las curvas de potencia generada se ve como en el generador es provocada una sobreexcitación y en la potencia de la carga el flujo se invierte es decir que se vuelve negativa además de generar potencia reactiva.

Figura 40. Gráfico de potencias activas en una falla trifásica (MW vs s).



6.6.5. Falla por pérdida súbita de carga. Cuando la apertura del interruptor del lado receptor, con la línea conectada al lado de la generación, crea una pérdida súbita de carga, generando sobretensiones debido al efecto Ferranti de la línea y la caída negativa de la tensión producida por la circulación de la corriente capacitiva a través de la reactancia de transformadores y generadores, como se observa en la Figura 41, donde además observamos como se generan transcientes en las fases.

Como consecuencia de la desconexión brusca de la carga, los generadores son sobreexcitados, aumenta la velocidad de rotación y la frecuencia de operación y por consiguiente potencia reactiva en la línea, como se observa en la figura 42.

Figura 41. Gráfico de sobretensiones por pérdida súbita de carga (kV vs s).

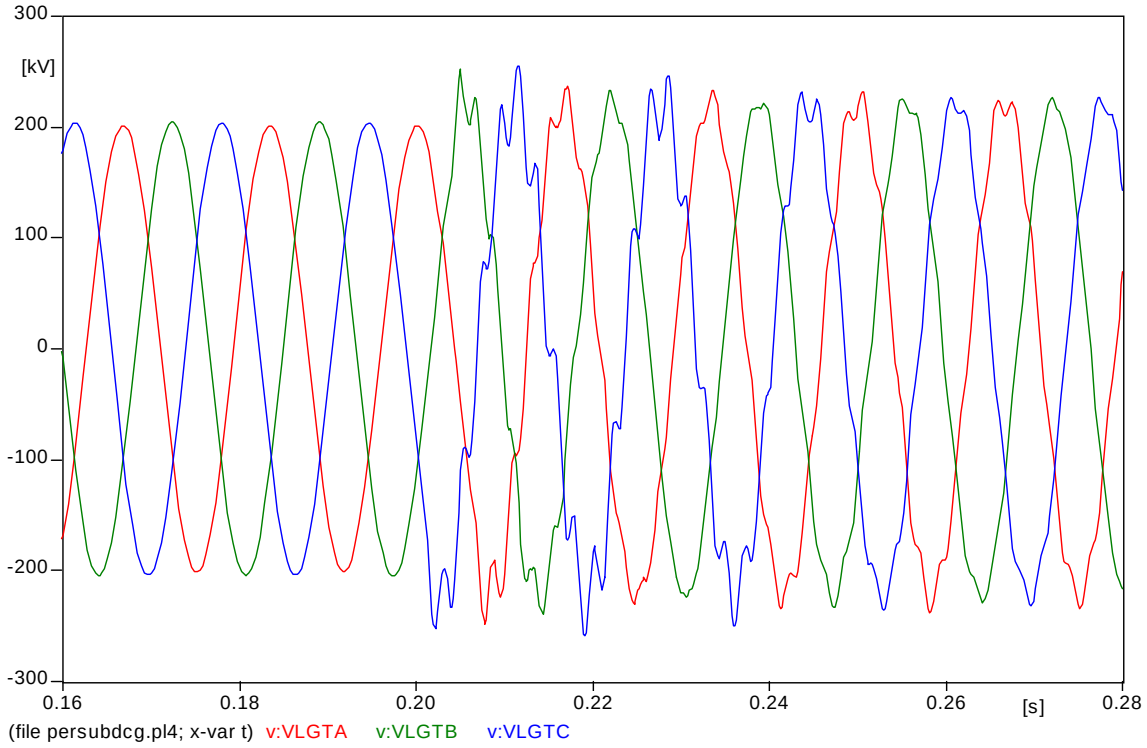
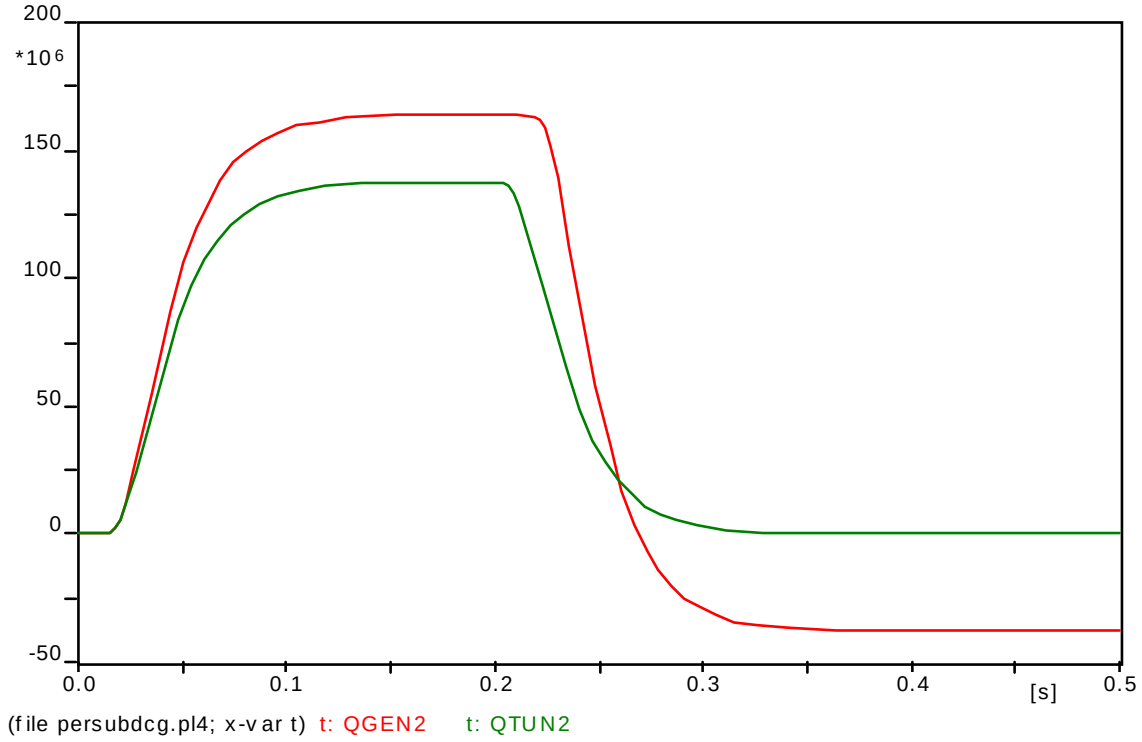


Figura 42. Gráfico de potencia reactiva por pérdida súbita de carga (MVAr vs s).



7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Según los resultados obtenidos en los capítulos del 1 al 6, se presentará a continuación una comparación de los resultados obtenidos con las metodologías expuestas en los capítulos mencionados, dando conclusiones generales de la problemática que presenta la línea de transmisión Guavio – Tunal y algunas recomendaciones al respecto.

- El presente estudio determinó que la problemática del gran número de salidas de la línea se presenta en su gran mayoría por el fenómeno de flameo inverso, ya que las corrientes de descarga inducidas no tienen una trayectoria de descarga adecuada a tierra, causadas posiblemente por el deterioro de los suelos y del material de las puestas a tierra; se recomienda realizar un estudio profundo del sistema de puesta a tierra en cada una de las torres a lo largo de la línea, para así minimizar las salidas ocasionadas por el fenómeno de flameo inverso.

- Se concluye que las características de diseño tales como el posicionamiento del cable de guarda, la longitud de las cadenas de aisladores, la distribución de los circuitos en los brazos de las torres y en general las distancias mínimas de seguridad no influyen en la problemática del número de salidas que presenta la línea en estudio.

- Se concluye de los resultados obtenidos para el análisis preliminar de la línea, que las distancias eléctricas de seguridad para sobretensiones en las configuraciones a 230 kV y 500 kV, cumplen con los requerimientos de diseño para las condiciones de viento mínimo, máximo y máximo promedio para las cuales fueron diseñadas, esto se puede comprobar en el desarrollo del Capítulo 1 y en los Anexos 12 y 13 para la configuración a 230 kV y en los Anexos 16 y 17 para la configuración a 500 kV, los cuales son las bases de los resultados obtenidos en el presente estudio.

- De acuerdo a los mapas de viento de las zonas por donde pasa la línea, es posible que ocurran vientos superiores a los de diseño, por consiguiente se concluye que al presentarse este caso, pueden presentarse problemas de acercamiento de las fases suspendidas en las cadenas de aisladores en I, produciéndose una disminución en las distancias entre fases de circuito diferente, ocasionando problemas de sobretensión por inducción electromagnética y por ende un incremento en la tensión inducida, lo cual puede ocasionar el disparo de las protecciones y posterior apertura de los interruptores dependiendo de la magnitud de dicha inducción.

- Según el cuadro de tasa de salidas por descargas atmosféricas suministrado por la EEB, se presenta un total de 38 salidas por descarga atmosférica y el fenómeno de flameo inverso en un período de 4 años, dando un promedio de 9.5 salidas por año. De lo anterior al comparar con los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación se puede concluir que según el método de Burgsdorf – Kostenko y

de Ondas Viajeras – Anderson, que dan un total de salidas por año de 0.454, 1.085, 2.636, 4.817, 7.27, 9.768, 14.477 para un rango de resistencias de puesta a tierra de 5, 10, 15, 20, 25, 30 y 40 ohmios respectivamente, las resistencias de puesta a tierra a lo largo de la línea deben estar más o menos en un rango de 25 a 40 Ω, para que los valores teóricos coincidan con los suministrados en el reporte de salidas de la EEB.

- De la anterior conclusión, se recomienda que la medida de la resistencia de puesta a tierra se lleve acabo bajo condiciones normalizadas, evitando en lo posible dejar estructuras con resistencia de puesta a tierra mayores a 15 Ω, para entrar en el rango permitido de salidas que se estipula no mayor a 3 salidas por año, y que se estipula en el Transmission Lines Design Manual. Se aconseja para la línea que forme parte del mantenimiento de esta un chequeo periódico del estado de las puestas a tierra, sobre todo en las zonas de mayor riesgo que se estipulan en el análisis del presente trabajo.

- De las comparaciones teórico estadísticas, se puede pensar que la diferencia entre los datos teóricos calculados y los reales del cuadro estadístico se deben al posicionamiento del cable de guarda en las torres que según la investigación, presentan un número elevado de salidas por año de la línea. Se puede apreciar que las salidas por falla del apantallamiento son mínimas a lo largo de la línea como consecuencia de la excelente protección que ofrecen los cables de guarda a lo largo de la línea y por consiguiente no es necesario un estudio más profundo para este tipo de falla en dichos tramos. Se recomienda aumentar la distancia de separación entre el cable de guarda y el brazo de la torre, en los tramos donde según la investigación se presente un alto índice de salidas por falla de apantallamiento, la adecuación de un buen descargador de sobretensiones en las torres 70 y 144 para minimizar los impactos directos a los conductores de fase o la reubicación de las mismas en el perfil de la línea.

- Según el estudio realizado se determinó la gran importancia de los niveles isoceráunicos por donde pasa la línea, de esto se recomienda revisar el estudio con los mapas de niveles isoceráunicos actualizados que se puedan publicar, ya que para el estudio realizado se utilizo el mapa publicado por la Universidad Nacional en el año 1990. Ya que dichos niveles por su característica cíclica es probable que hayan cambiado, afectando los resultados del presente estudio.

- Dado que la disposición física de las fases de los circuitos no puede ser modificada en la configuración a 230 kV, se recomienda revisar si la cantidad de cuernos de arco a lo largo de la línea es la suficiente para disipar la energía de las sobretensiones al medio circundante y evitar la apertura de los circuitos, y en dado caso instalar cuernos de arco en los tramos de la línea donde según el análisis efectuado se presenta el traslape de las zonas cubiertas por las distancias, para tratar de reducir este problema.

- Para comenzar con el estudio comparativo entre las metodologías de Burgsdorf – Kostenko y Método simplificado de los dos puntos parte I, se comparó el número de descargas atmosféricas por kilómetro cuadrado por año, el cual es directamente proporcional al nivel isoceráunico de las zonas consideradas, obteniendo resultados similares, los cuales arrojan su mínimo valor en las mismas torres (119 a 128) para el nivel isoceráunico cero, y su valor máximo en las torres (152 a 171) ubicadas en un nivel isoceráunico 115, dando como caso crítico la torre 170 en ambas metodologías. Lo cual indica una similitud entre estas metodologías estadísticas.

- Además se comparó la magnitud de la corriente crítica de descarga en ambas metodologías, arrojan el mismo resultado en cuanto a las torres donde ocurre el valor mínimo y máximo las cuales son (70 – 144) y pórtico respectivamente, ambas metodologías tienen en cuenta la impedancia característica del conductor de fase, pero se diferencian en que el método Burgsdorf – Kostenko tiene en cuenta el BIL de la línea y la otra la tensión crítica para el aislamiento en un tiempo igual a 6 microsegundos; los valores mínimos son en Burgsdorf de 4.40 kA y método simplificado de 20.17 kA en las mismas torres, y su valor máximo en Burgsdorf de 6.52 kA y en método simplificado de 25.98 kA; lo cual nos indica que el método simplificado de los dos puntos da un rango más amplio en la variación de la corriente crítica.

- Al comparar la probabilidad de que se exceda la corriente crítica de descarga en las dos metodologías, se encontró que coinciden al ubicar las torres con mayor y menor probabilidad de exceder dicha corriente, aunque en el método simplificado de los dos puntos se tiene una mayor cobertura en torres con su mayor valor.

- Para finalizar la comparación estadística de las dos metodologías se comparó el número total de salidas de la línea por falla de apantallamiento por 100 kilómetros por año, y se determinó que la metodología de Burgsdorf – Kostenko da el menor número de salidas siendo este 0.013, y en la metodología simplificada da 17.25 salidas especificando las dos torres que presentan este número de salidas que son la 70 y la 144.

- Se comparó la metodología de Ondas Viajeras – Anderson con el Método simplificado de los dos puntos parte II, y se analizó la densidad de descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año, encontrando que el valor mínimo coincide en las dos metodologías y se encuentra en las mismas torres (119 a 128), además el valor máximo del método de Ondas Viajeras es de 5.482 kA y se encuentra en la torre 167, y el de método simplificado es de 1.38 kA y se encuentra entre las torres (152 a 171), la diferencia se encuentra en el rango de cobertura del método simplificado de los dos puntos.

El número de salidas de la línea Guavio – Tunal debido a fallas del apantallamiento y flameo inverso, resultados del análisis efectuado, son resumidos en los Anexos 29 y 30, discriminados por zonas de nivel isoceráunico y el total por cada causa aparece

posteriormente, para dar finalmente el número de salidas teóricas de la línea por año obtenidas de la suma de las causas mencionadas. Al dividir los resultados por tramos, se pretende dar una idea de cómo ellos son afectados por el nivel isoceráunico, por la longitud de cada tramo y por el número de estructuras en cada zona de nivel isoceráunico.

- Se observa la notable diferencia entre el resultado teórico y real en la densidad en el número de salidas por descargas atmosféricas. Cabe anotar que en el presente análisis se consideró que solo el 60 % de los flameos producidos por impactos al cable de guarda en la torre o muy cerca de ella ocasionan la salida de la línea. Sin embargo la diferencia sigue siendo considerable para el rango de variación de la resistencia de puesta a tierra de (5 Ω a 40 Ω), con respecto a los registros prácticos estadísticos de la línea.

- De igual manera al comparar los resultados del método simplificado de los dos puntos los cuales dan un total de salidas por año de 21.07, 22.35, 23.31, 23.915, 24.26, 24.44, 24.55 para un rango de resistencias de puesta a tierra de 5, 10, 15, 20, 25, 30 y 40 ohmios respectivamente, con el cuadro de tasa de salidas por descargas atmosféricas suministrado por la EEB, se puede concluir que las zonas no protegidas de las torres 70 y 144 son las que inciden para que el número de salidas teórico sea mayor al registrado en el reporte suministrado, y no el valor de puesta a tierra; por consiguiente se recomienda replantear la ubicación de dichas torres, teniendo presente un valor de puesta a tierra no mayor a 15 Ohmios.

- De la primera comparación teórico estadística se puede pensar que la diferencia entre los resultados teóricos obtenidos y los datos del reporte suministrado por la EEB, podría ser la resistencia de puesta a tierra, la cual muy posiblemente tengan un valor más alto que el estipulado en el rango de variación que se escogió para el estudio, ya que estas resistencias de puesta a tierra tienen gran influencia en la densidad de salidas, además el nivel isoceráunico debe tener valores superiores a los considerados y finalmente la impedancia característica de la torre, hallada mediante métodos analíticos utilizados en el estudio, da valores más bajos que los encontrados en mediciones directas de campo.

- También es importante que se registren el tipo y dimensiones de la puesta a tierra, ya que es conveniente tener en cuenta la impedancia característica relativamente alta que poseen los contrapesos si los hay a lo largo de la línea.

- Toda línea de transmisión posee puntos críticos en los cuales hay un gran riesgo de perturbación debido a descargas atmosféricas. En el análisis de la línea de transmisión Guavio – Tunal se encontró que con base en el método simplificado de los dos puntos, existen dos torres en las que ocurren el 100 % de las salidas de la línea las cuales son la torre 70 y la torre 144; además con base en los otros métodos se encontró que el rango de cobertura de las estructuras que posiblemente causan salidas es más grande, pero aún así la torre 70 y la torre 144 siguen incluidas en la tasa de salidas de la línea, claro esta en un rango menor

que oscila entre el 6.05 % y el 19.2 % que equivalen a distribuir en otras torres a lo largo de la línea el resto de salidas por este concepto.

- A pesar de que se necesita una corriente relativamente pequeña del orden 5.5 kA, y por lo tanto la probabilidad de que se exceda la corriente crítica es grande en el orden del 84.48 %, la probabilidad de que falle el apantallamiento es muy pequeña del orden del 0.61 %.

- En el estudio de la línea de transmisión Guavio – Tunal se tuvo en cuenta la variación de la resistencia de puesta a tierra y su efecto sobre el número total de salidas de la línea, observando que entre más grande se hace la resistencia mayor es el número de salidas; con el método de Ondas Viajeras – Anderson se obtuvo un rango de oscilación del 0.061 a 9.409 salidas por año, que es un rango demasiado amplío en comparación a la variación de la resistencia de puesta a tierra; con el método simplificado de los dos puntos se obtuvo un rango de oscilación mayor del 20.786 a 23 salidas por año, que en últimas es un rango demasiado grande en comparación al método de Ondas Viajeras – Anderson y a la variación de la resistencia de puesta a tierra.

- En general las torres más altas ocasionan más problemas, como es el caso de las torres 70 y 144 que superan los 50 metros, y por esto atrayendo un mayor número de rayos debido a un mayor ancho de su banda de atracción, y por otro lado a la reflexión de las ondas de descarga que ocurren en un tiempo relativamente mayor.

Como una última observación, se demostró que para la línea en mención la poca o ninguna información existente sobre la línea, así como la falta de registros de funcionamiento y el desorden con que son archivados, fueron un obstáculo para llegar a un estudio más profundo sobre el comportamiento de la línea. Además se encontró que la línea una vez construida y puesta en funcionamiento, no se le lleva un adecuado mantenimiento periódico, tal vez, debido a los problemas de orden público que se presentan a lo largo de la línea y solamente en caso de falla se le presta alguna atención, por lo tanto se recomienda subsanar estos inconvenientes para un buen funcionamiento de la línea y del sistema de potencia Colombiano en general.

BIBLIOGRAFÍA

ARTEAGA VELÁSQUEZ, Germán. DIAZ PULIDO, Benjamín. LOPEZ MARTINEZ, Fabio. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. Bogotá D.C., 1982. 396p. Tesis (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

BIANCHI LASTRA, Raúl. ATP Para inexpertos. La Plata Argentina., 2002. 65p. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata.

CHECA, Luis Maria. Líneas de transporte de energía. Segunda Edición. Barcelona España., 1979. 457p. Marcombo Editores.

DÍAZ VÁSQUEZ, Jorge Enrique, GONZALES NIÑO, Diego Alberto. Estudio comparativo de varios métodos utilizados en modelamiento de flameo inverso. Bogotá D. C., 1994. Tesis (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

ELECTROPORCELANA GAMMA. Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión. Medellín: GAMMA. v.4, 24p.

--------. Método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas: parte 1. Medellín: GAMMA. v.9, 7p.

--------. Método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas: parte 2. Medellín: GAMMA. v.10, 12p.

GRAINGER, John J., STEVENSON, William D. Jr. Análisis de sistemas de potencia. México D. F., 2000. 740p. Mc Graw Hill.

FARR, Holland H. Transmission line design manual. Denver USA., 1980. United States Government Printing Office.

FORERO APONTE, Jorge Eliécer, GÓMEZ, Manuel José. Simulación de una descarga eléctrica atmosférica basada en el modelo de progresión del líder. Bogotá D. C., 1997. Tesis (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

HEVIA, Orlando P. Comparación de los modelos de línea del ATP. Santa Fe Argentina. 2001. 10p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2002. 34p. NTC 1486.

--------. Guía para numeración de divisiones y subdivisiones en documentos escritos. Segunda actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2001. 4p. NTC 1075.

--------. Citas y notas de pie de página. Segunda actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 1995. 7p. NTC 1487.

--------. Referencias bibliográficas para libros, folletos e informes. Segunda actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 1996. 15p. NTC 1160.

ISA, INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA. Normalización de estructuras metálicas para líneas de transmisión a 230 kV doble circuito, Metodología de diseño de líneas de transmisión y guía de aplicación de las estructuras normalizadas. Bogotá D. C., 1989. 304p.

JOYA CRUZ, Carlos Alberto, LOPEZ, Rigoberto. Mapa Colombiano de niveles ceráunicos. Bogotá D.C., 1990. Tesis (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

MARTÍNEZ, Miguel, ARISTIZABAL, Mauricio, MONTAÑO, Raúl. Uso del ATP / EMTP para el estudio de las sobretensiones inducidas en líneas aéreas considerando el efecto de cable de guarda y neutro. Caracas Venezuela., 2000. 14p. Universidad Simón Bolívar Departamento de Conversión y Transporte de Energía, Laboratorio de Alta Tensión.

MOUSA, Abdul M. A computer program for designing the lightning shielding systems of substations. Vancouver Canadá., 1991. p 143 – 149. v6. IEEE transactions on power delivery.

NGK INSULATORS. Suspension Insulators. Japón., 1995. 22p. NGK.

PÁEZ PERDOMO, José Luis, RODRÍGUEZ, Carlos Armando, RIVERA VILLAMIL, William. Determinación de la impedancia característica de una estructura de transmisión. Bogotá D. C., 1996. Tesis (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

RAMÍREZ VÁSQUEZ, José. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Estaciones de transformación y distribución, protección de sistemas eléctricos. Quinta Edición. Barcelona España., 1981. 1111p. Ediciones CEAC.

RICO, VENEGAS TALERO, Alvaro. Bogotá D.C., 1982. Tesis de Post-Grado (Ingeniería Eléctrica). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

SADIKU, Matthew N. O. Elementos de electromagnetismo. Primera Edición. México D. F., 1999. 825p. Compañía Editorial Continental.

APÉNDICE A. SOBRETENSIONES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

Cuando ocurre un disturbio sobre un sistema eléctrico de potencia, que funciona a condiciones normales de operación, existe una respuesta del sistema a éste disturbio, que se manifiesta generalmente con un aumento en la corriente que conlleva a un aumento de tensión y cuya magnitud puede ser de varias veces el valor nominal.

Estas sobretensiones y sobrecorrientes, en un sistema de potencia, son originadas básicamente por dos causas:

- Causa de origen externo, como son las descargas atmosféricas.
- Causas de origen interno, debidas a fallas del sistema ó a operaciones de maniobra.

1.1. SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO

La mayoría de las fallas en los sistemas de transmisión de energía eléctrica son ocasionadas por descargas atmosféricas, las cuales representan un problema para la operación exitosa de los sistemas de transmisión en Colombia y en el mundo, estos fenómenos atmosféricos dependen de los niveles isoceráunicos de las zonas por donde pasa la línea debilitando el aislamiento y reduciendo la vida útil de las líneas.

En nuestro país se tienen altos niveles isoceráunicos en diferentes zonas, los cuales repercuten en el incremento de dichos fenómenos, y por consiguiente contribuyen en el aumento de las salidas de las líneas por estos efectos. Por lo tanto, es importante entender la naturaleza y propiedades de las descargas atmosféricas y sus efectos sobre un sistema de potencia.

1.1.1. Características de las descargas atmosféricas. Las características más importantes de las descargas atmosféricas son: la magnitud de la corriente de descarga, el voltaje, la forma de onda, la polaridad de la descarga, la carga que lleva, la frecuencia de ocurrencia y el trueno.

1.1.1.1. Formación y evolución de la descarga.[1] Las descargas atmosféricas se presentan cuando se forman grandes concentraciones de carga eléctrica en las capas de la atmósfera inmediatamente inferiores a la estratosfera (alturas entre 5 y 12 km). Al aumentar la carga se forman potenciales de hasta 300 MV entre nubes y tierra.

La carga se forma en nubes de tormenta del tipo CUMULONIMBUS. Se caracterizan por estar formadas por columnas de aire caliente que ascienden por convección, cuando la atmósfera se hace inestable, debido a grandes gradientes de temperatura. El interior de esas nubes, es recorrido por rápidas corrientes de aire ascendentes y descendentes de velocidades de hasta 300 km / h.

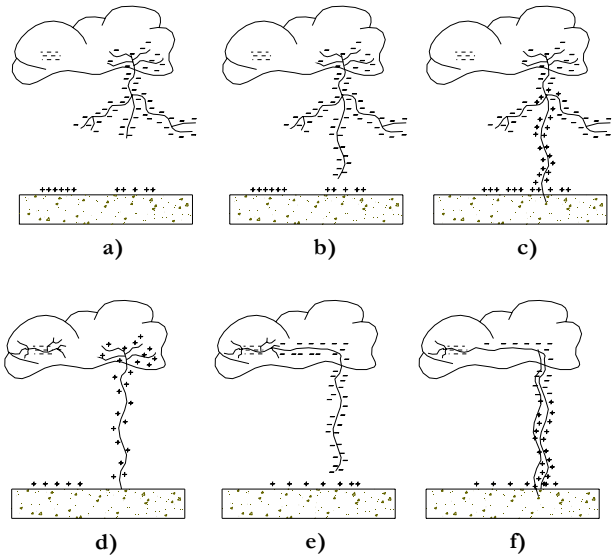
[1] GARCÍA LEÓN, Jairo. Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión. Medellín: GAMMA, Vol.4, p.2.

La carga eléctrica se forma al separar estas fuertes corrientes de aire, las partículas de agua y hielo en partículas ionizadas. La carga se concentra en un disco de un diámetro de 10 km y altura aproximada de 5 km. Esta carga es en la mayoría de los casos predominantemente negativa. A medida que se empieza a incrementar la carga y el voltaje en las cercanías de las nubes cargadas, se empieza a rebasar el gradiente crítico (30 kV en aire seco, 10 kV en condiciones de presión y presencia de gotas de agua existentes en las nubes). Se empieza a presentar ionización del aire y por lo tanto, se van formando caminos para la conducción de la carga hacia el punto de potencial cero que es la tierra.

1.1.1.2. Evolución de la descarga.[2] El camino de ionización que se inicia, lleva un primer flujo de carga hacia capas más bajas. Este primer flujo es llamado LIDER. El líder desciende unos 50 a 100 m en un microsegundo, detiene su marcha unos 50 microsegundos mientras se acumula la carga transferida desde la nube y se forma un nuevo camino ionizado que va a crear un nuevo avance del líder (Figura 43). Estos avances y reposos de este primer flujo de carga, hacen que se le conozca como el LIDER ESCALONADO. Este sigue avanzando hasta llegar cerca de los objetos y estructuras más altos, los cuales comienzan a emitir chispas que van al encuentro del líder. En la figura 43. se puede observar la evolución de la descarga de la siguiente manera:

a) Propagación del líder escalonado
b) Descarga piloto a punto de golpear el terreno
c) Descarga de retorno de gran intensidad
d) Flujo de carga entre centros cargados al interior de la nube, por descarga del primer centro
e) Líder rápido a punto de golpear el terreno
f) Descarga de retorno menos fuerte que la inicial

Figura 43. Evolución de la descarga



Fuente: Boletín 4, Electroporcelana Gamma S. A.

[2] Ibid., p.2.

Al cerrarse eléctricamente el camino a tierra, la carga se desplaza a una velocidad vertiginosa, produciéndose la DESCARGA DE RETORNO de gran luminosidad, etapa del rayo considerada como la más energética de todas.

Luego, con intervalos de 0.01 a 0.1 segundos se producen nuevos flujos de electrones hacia abajo, abriéndose paso por el camino ionizado que dejo el líder escalonado. Son los LIDERES RÁPIDOS que al golpear tierra producen descargas de retorno menos energéticas que la primera. En un rayo es típico que existan tres o cuatro líderes, pueden existir hasta veinte o treinta.

El canal de la descarga en cuyo interior existe un hilo conductor de plasma, puede llegar a temperaturas de 30000 ºC y la presión del aire subir hasta 100 atmósferas. El diámetro del canal es de unos 10 cm.
La descarga de una nube puede generar nuevas reparticiones de carga en la atmósfera, presentándose descargas horizontales entre varias nubes de tormenta. Es posible por lo tanto, que se desencadene otra descarga atmosférica de similar ubicación a la anterior, que utilice los mismos caminos ionizados que dejo la primera.

1.1.1.3. El trueno.[3] El trueno es la señal acústica generada por un canal de aire caliente que se expande rápidamente. De él, se puede extraer información sobre la localización, tamaño y orientación del rayo.

El aire en el canal de la descarga se calienta y se expande en forma de una onda de choque. Posteriormente, esta onda se vuelve energía acústica produciéndose el trueno. Cada componente del rayo: el líder escalonado, los líderes rápidos, las descargas de retorno, contribuyen al trueno. Los componentes más energéticos producen las frecuencias más bajas del sonido. Estas frecuencias bajas se atenúan menos que las altas, ya que la atenuación es proporcional al cuadrado de la frecuencia. Por ello, un rayo no muy energético puede no oírse ya a 10 km.

El estudio del trueno ha perfeccionado los conocimientos que ya se tenían sobre el rayo, y constituye un elemento fundamental para el estudio de las descargas entre las nubes y del canal de la descarga en el interior de una nube donde los medios visuales no pueden suministrar información. Adicionalmente, nos aporta criterios para la interpretación de los datos de nivel isoceráunico.

El nivel isoceráunico, es el número de días del año en los que se escuchan truenos, es actualmente el índice universalmente utilizado como indicativo de la cantidad de actividad eléctrica atmosférica de una región. De allí la importancia de entender las causas y características del trueno.

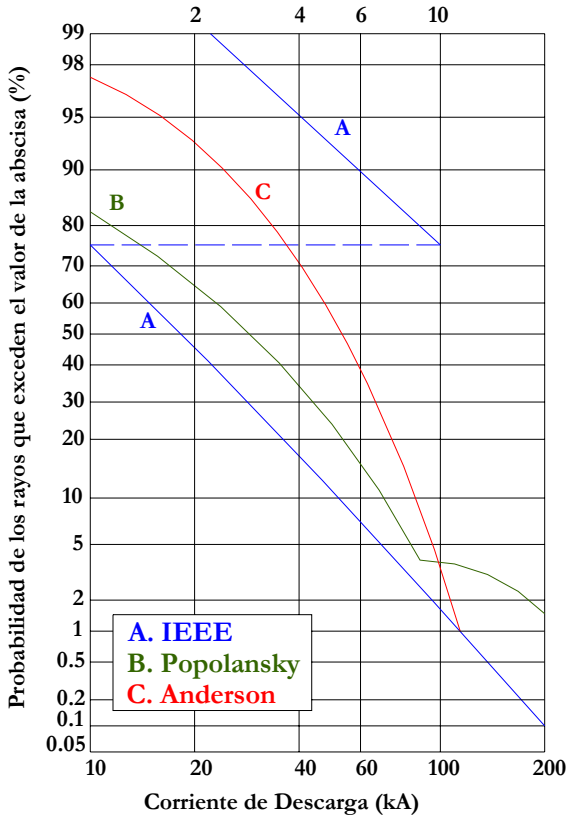
La frecuencia con la cual se presentan las tormentas, indican la exposición de las líneas de transmisión al impacto del rayo. El nivel ceráunico indica el número de días tormentosos al año y el número de descargas en la línea de transmisión varía directamente con él. Conociendo el número de descargas sobre una región determinada

[3] Ibid., p.3.

con base en el nivel ceráunico, se puede calcular el número de impactos por unidad de área, determinando el área expuesta de una línea de transmisión.

1.1.1.4. Características de la descarga eléctrica.[4] Al golpear la descarga " de retorno " la línea de transmisión, produce corrientes altísimas que aumentan en unos pocos microsegundos. La probabilidad de que se produzca una descarga mayor o igual a una determinada magnitud de corriente, se puede observar en la figura 44., la cual se determina mediante las curvas generalizadas de corriente máxima de descarga vs probabilidad de los rayos que exceden el valor de la abscisa en porcentaje. Aproximadamente el 90 % de las descargas llevan cargas negativas al sistema.

Figura 44. Curvas de distribución de la magnitud de la corriente de descarga



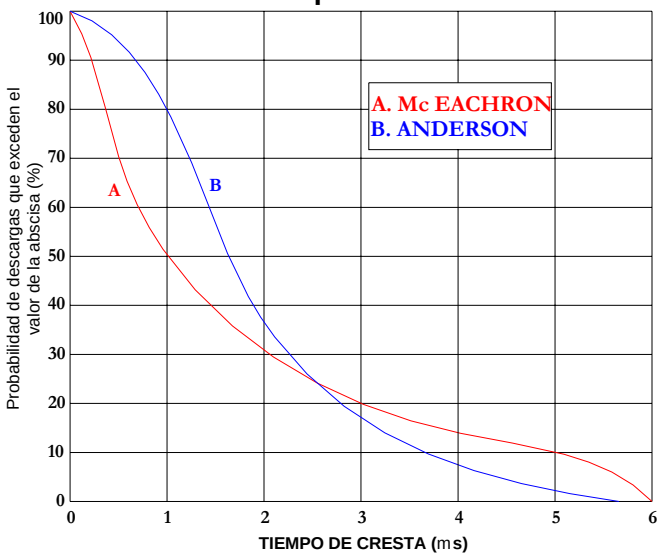
Fuente: Boletín 4, Electroporcelana Gamma S. A.

Para el comportamiento del sistema ante la descarga, es importante la tasa de aumento de la corriente proveniente del rayo. Se suele suponer en los cálculos, que la corriente aumenta linealmente de cero hasta el valor pico en forma de rampa, con un determinado tiempo de duración (tiempo de frente, o a cresta), que se estabiliza un instante en el valor pico y luego decrece lentamente hasta volver a cero.

La probabilidad de un determinado tiempo de frente de la descarga se observa en la figura 45. que se muestra a continuación:

[4] Ibid., p.4.

Figura 45. Curvas de distribución de tiempo a cresta de la corriente de descarga



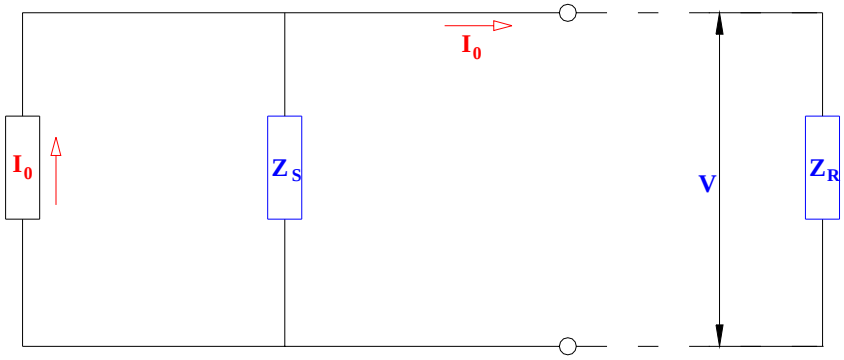
Fuente: Boletín 4, Electroporcelana Gamma S. A.

Las características de corriente son diferentes cuando el objeto golpeado sobresale excesivamente del suelo. Así, las mediciones hechas en el Empire State Building revelan valores de corriente diferentes a los mencionados, y aún mecanismos diferentes de la descarga, en estos casos el líder no sale de la nube sino del objeto alto.

Para el valor de la corriente también se observa dependencia con respecto a la Impedancia característica, tanto del sistema golpeado como del canal de la descarga, como se muestra en la figura 46.

Donde:
I_0 = corriente de descarga prospectiva (fuente de corriente constante)
I_S = corriente de descarga en la impedancia terminal Z_R
Z_S = impedancia característica del canal de descarga
Z_R = impedancia característica resultante
V = tensión sobre el objeto golpeado

Figura 46. Circuito equivalente para una descarga eléctrica



Fuente: Boletín 4, Electroporcelana Gamma S. A.

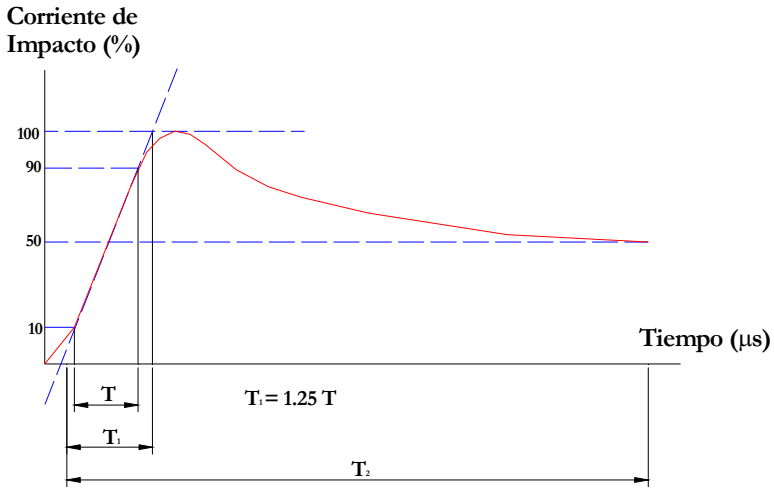
1.1.1.5. Magnitud de la corriente.[5] Se considera generalmente como la principal propiedad de la descarga y es prácticamente independiente de la resistencia del canal de impacto y de la resistencia de tierra.

Los impactos de rayos han sido clasificados en fríos y calientes. Se denominan fríos, cuando causan daños físicos violentos y poseen una magnitud alta de corriente, pero de una duración relativamente corta. Se denominan calientes, cuando tienen bajo poder explosivo pero una alta acción para incendiar, usualmente tienen una baja magnitud de corriente pero una relativa larga duración. Se presentan corrientes pico entre 20 y 200 kA, aunque estas últimas son muy raras.

1.1.1.6. Forma de onda.[6] La forma de onda de una descarga atmosférica es muy importante en el diseño de protección de sistemas de potencia. La cresta de la descarga no oscilatoria, se caracteriza por tener tiempos muy cortos, de varios microsegundos y decaer al valor de 50 % de la cresta en tiempos de 20 a 100 microsegundos. Una forma de onda típica de descarga, se muestra en las figuras 47. y 48.

La forma de onda de la descarga se especifica por el frente de onda y por la cola de la onda. El frente es el tiempo en que la onda alcanza la magnitud cresta y la cola el tiempo que la onda demora en llegar al 50 % del valor de cresta. Sin embargo, es muy difícil definir exactamente el comienzo y la cresta del impulso, por esto se ha efectuado en el laboratorio la simulación de frente de onda de rayos, proporcionando lecturas directas sobre oscilogramas.

Figura 47. Determinación del frente de onda de una corriente de impacto



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

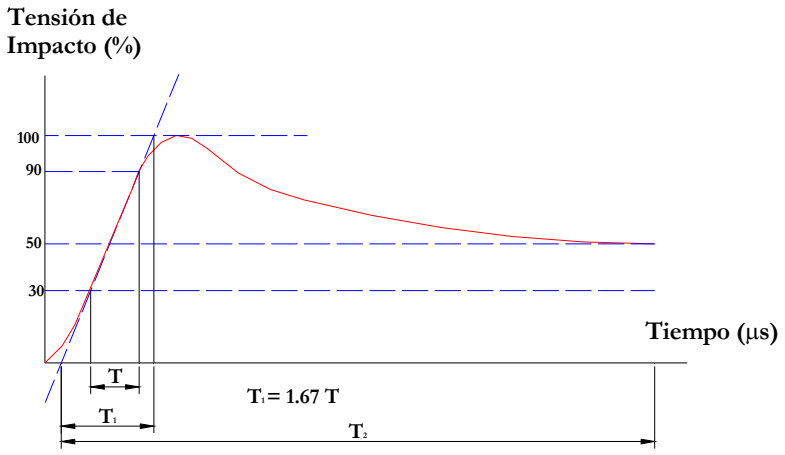
La figura 47. determina el frente de una onda de corriente, utilizando puntos entre el 10 % y el 90 % del valor cresta, por medio de una línea recta entre estos puntos y por definición

[5] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. Bogotá D.C., 1982. p9.

[6] Ibid., p.10.

T_1 es el tiempo de frente de onda igual 1.25 T , donde T es el intervalo entre el 10 % y el 90 %.

Figura 48. Determinación del frente de onda de una tensión de impacto



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

La determinación del frente de una onda de tensión se muestra en la figura 48., en la que el tiempo de frente es T_1 e igual a 1.67 T, donde T es el intervalo de tiempo entre el 30 % y el 90 %.

La forma de onda representativa de la mayoría de las corrientes de descarga no se puede seleccionar, sin embargo, se puede decir con base en datos experimentales, que el frente de la onda fluctúa entre 1 y 10 microsegundos y el tiempo de cola entre 20 y 100 microsegundos.

1.1.1.7. Carga.[7] Aunque en un impacto de rayo, la duración de la onda de corriente es muy pequeña, ésta posee generalmente un pico muy elevado que implica un gran número de coulombs (amperios segundos). Los valores extremos de carga en un impacto pueden oscilar desde 2 a 200 coulombs.

1.1.2. Efectos de las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión. Los fenómenos más importantes que cabe considerar como productores de sobretensiones son los siguientes:[8]

- Inducción electrostática.
- Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante.
- Carga producida por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico.
- Descargas indirectas.
- Descargas directas (rayos).

De los presentes casos se puede considerar como el más crítico el último, mientras los demás la mayoría de las veces tienen una menor influencia.

[7] Ibid., p.13.

[8] VASQUEZ J. Estaciones de transformación y distribución protección de sistemas eléctricos. Barcelona: CEAC, 1981. p.693.

1.1.2.1. Inducción electrostática.[9] Sabemos que un conductor cargado de electricidad obra inductivamente sobre otro cercano de tal modo que los elementos del primero situados en la proximidad del segundo y cargados con electricidad de cierto signo atraen a los del otro de signo contrario. Por lo tanto, una nube cargada positivamente que se aproxima a una línea eléctrica induce en esta, carga eléctrica de signo contrario, es decir, en nuestro caso de signo negativo. Por el momento todavía no hay sobretensiones, ya que la nube se acerca lentamente a la línea y la carga eléctrica del mismo nombre sobre la línea, queda repelida.

Pero si por causas tales a la caída de un rayo entre la nube y otra nube de carga contraria o entre esta misma nube y tierra, desaparece la carga de la nube repentinamente, entonces las cargas de la línea quedan libres, puesto que ya no son atraídas por las de la nube. Esta circunstancia provoca en la línea la aparición de sobretensiones proporcionales a la carga, que se propagan a ambos lados de la línea en forma de ondas errantes o viajeras y con la velocidad de la luz, que incluso pueden provocar descargas eléctricas, de naturaleza ondulatoria en los puntos mal aislados de la línea.

1.1.2.2. Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante. Cuando el aire esta cargado de electricidad, las partículas electrizadas contenidas en el aire (polvo, moléculas de agua, etc...), por rozamiento comunican su carga a los conductores. La cantidad de electricidad así aportada es proporcional a la longitud del conductor; esta tensión resulta también tanto mayor cuanto mejor aislados estén los conductores. Las sobretensiones producidas por estas causas son de carácter muy parecido a las provocadas por la inducción electrostática.

1.1.2.3. Carga producida por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico. Como la Tierra puede considerarse como un cuerpo cargado, emite líneas de fuerza que terminan en nubes cargadas con potencial opuesto, o se extienden indefinidamente. Las superficies perpendiculares a estas líneas, que tienen todos sus puntos al mismo potencial, son las superficies equipotenciales, llamadas también superficies de nivel. Si un conductor corta una de estas superficies, en dicho conductor se induce una carga eléctrica. Cuando los conductores recorren terrenos llanos o casi llanos, estas causas de sobretensión son imperceptibles con tiempo tranquilo. Por el contrario, si cerca se desplazan nubes tempestuosas o si el aire esta fuertemente cargado de electricidad, las superficies de nivel se deforman y las cargas inducidas en los conductores pueden alcanzar valores importantes. Se han observado diferencias de tensión de 50 a 250 V por metro de altura.

Esta causa de sobretensiones es particularmente importante cuando los conductores pasan por las cumbres de montañas, por que en estos sitios las superficies equipotenciales estan muy próximas, pudiendo haber tensiones a tierra hasta de 10 kV.

1.1.2.4. Descargas indirectas.[10] Se presentan en las instalaciones por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos y que por efecto de inducción electrostática y electromagnética, originan ondas viajeras de sobretensión y sobrecorriente, tanto en los

[9] Ibid., p.693-694

[10] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Op.cit. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. p15.

conductores de fase como en los cables de guarda, que se propagan en ambas direcciones a lo largo de la línea en forma de ondas errantes y con una velocidad aproximada a la de la luz, pero que se disipan gradualmente en efecto corona, pérdidas por resistencia en los conductores y corrientes de descarga a tierra a través del cable de guarda.

Este tipo de sobrevoltajes es él más frecuente y raramente superan los 200 kV, por lo tanto los flameos a través de la cadena de aisladores o espacios de aire debidos a ésta causa, son raros en líneas de alta tensión pero si tienen gran importancia en líneas de medida y baja tensión.

1.1.2.5. Descargas directas.[11] Estos sobrevoltajes son los menos frecuentes en las instalaciones pero los que pueden causar daños más graves, debido a la enorme cantidad de energía que trae consigo una descarga atmosférica. Las corrientes que se presentan por éste tipo de descarga, pueden alcanzar valores de varios miles de amperios, que introducen grandes esfuerzos dinámicos, térmicos y dieléctricos en el sistema o parte de él.

Los efectos de una descarga directa sobre una línea de transmisión, se pueden analizar según los siguientes casos:

- Impacto directo sobre el conductor de fase
- Impacto directo al cable de guarda o a las torres.

1.1.2.5.1. Descarga directa del conductor de fase. Si un rayo cae directamente sobre los conductores de fase, se produce la más elevada sobretensión para una cierta corriente de descarga y casi siempre ocurre flameo.

La descarga del rayo sobre el conductor, origina pares de ondas viajeras de tensión y de corriente que se desplazan hacia ambos extremos de la línea con una velocidad que depende de la inductancia y capacitancia de ella e independientemente de la tensión de operación.

Un valor aproximado de la tensión del conductor en el punto de incidencia del rayo puede ser: $V = ½ IZ_C$, donde: I = Magnitud de la corriente de descarga, en kA, Z_C= Impedancia característica del conductor de fase, en Ohmios.

1.1.2.5.2. Descarga directa al cable de guarda o a las torres. Una descarga que impacte al cable de guarda, por lo general, no causa perturbación siempre que la corriente originada por ésta pueda circular hacia tierra sin encontrar resistencia alguna, lo que en la realidad no es posible.

La experiencia ha demostrado que al caer un rayo en una torre o en el cable de guarda, aproximadamente el 60% de la corriente del rayo fluye por la torre y el 40% restante recorre el cable de guarda para repartirse entre las otras torres. Si el rayo impacta en el centro del vano del cable de guarda, la repartición de corriente es de aproximadamente

[11] Ibid., p.15-17.

35% para cada torre adyacente y el resto sigue recorriendo el cable de guarda para repartirse entre las otras torres adyacentes.

1.2. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO.[12]

Las sobretensiones de origen interno son provocadas por fenómenos dependientes de los componentes del sistema. Estan producidas por modificaciones de estado en las líneas, que pueden resultar de la presencia de defectos o de maniobras de acoplamiento. Las sobretensiones de origen interno pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- Sobretensiones de maniobra
- Sobretensiones a la frecuencia de servicio

1.2.1. Sobretensiones transitorias o de maniobras. Son producidas por cambios bruscos del estado del sistema, a causa de maniobras normales de acoplamiento de líneas, energización y desenergización de líneas, etc... estando el sistema en condiciones normales de operación. En resumen, cuando un sistema con resistencia óhmica, inductividad y capacidad pasa bruscamente de régimen permanente a otro régimen distinto. Por lo tanto, se trata de fenómenos transitorios y la transición de uno a otro régimen va siempre acompañada de ondas de tensión que tienen un carácter oscilatorio amortiguado, desapareciendo cuando han pasado algunos períodos, a causa de las resistencias óhmicas, las corrientes de Foucalt, etc... que actúan como amortiguadores de las ondas. Para el caso de interrupción, el problema que se presenta es que el medio de desconexión empleado por los interruptores es basado en la separación de contactos en un medio de una determinada rigidez dieléctrica.

Esta forma de desconexión, puede provocar que el arco eléctrico entre contactos fijos y móviles que han quedado separados se vuelva a reestablecer cuando por la magnitud de la falla, la rigidez dieléctrica del medio de extinción baje debido a la ionización. Este arco, somete a los contactos a un voltaje adicional llamado de recuperación, el cual puede alcanzar valores elevados cuando se cierra el interruptor sobre una falla aún no despejada. Sin embrago, este voltaje de recuperación también se presenta en la operación de los interruptores, aún cuando no se interrumpan fallas graves.

Lo más notorio en este tipo de descarga, es la drástica modificación del campo eléctrico entre el cable de guarda y conductores de fase, lo cual origina desplazamientos de carga y por consiguiente ondas móviles de tensión y corriente. Dependiendo de la amplitud y duración de la perturbación, sobre la cadena de aisladores puede producirse lo que se denomina contorneamiento o flameo inverso.

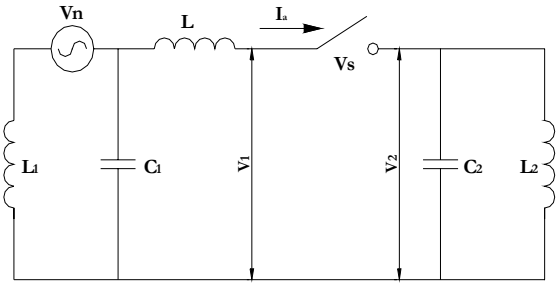
1.2.1.1. Desconexión de transformadores en vacío.[13] Cuando un interruptor corta una corriente relativamente pequeña puede suceder que la corriente cambie bruscamente a cero, anticipándose a su valor cero normal. Esto es definido como “current chopping”, lo cual puede dar lugar a sobretensiones debido a la energía magnética asociada con la corriente atrapada en el circuito. Este fenómeno se observa a menudo cuando se

[12] VASQUEZ J. Estaciones de transformación y distribución protección de sistemas eléctricos. Op.cit. p.700.

[13] RICO, VENEGAS A. Tesis de pos-grado Universidad Nacional. Bogotá.p. III-23

desconecta un transformador en vacío. La figura 49. nos muestra esquemáticamente el fenómeno. Suponiendo una corriente I_a y una tensión V_n en el transformador, la corriente I_a esta asociada con una cierta cantidad de energía magnética, la mayoría de la cual esta en el núcleo del transformador. Esta energía puede ser considerable aunque I_a sea solo del orden del 1 % de la corriente nominal, debido a que la inductancia L_2 es alta.

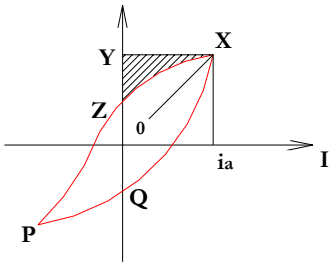
Figura 49. Desconexión de un transformador en vacío



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Mientras el transformador permanece energizado en vacío, el núcleo presenta un ciclo de histéresis a la frecuencia de la tensión de alimentación, como se explica en la figura 50.:

Figura 50. Ciclo de histéresis de un transformador



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Durante los intervalos Q – X y Z – P el sistema suministra energía al núcleo del transformador, y en los intervalos X – Z y P – Q se devuelve energía a la fuente. Si se interrumpe la corriente en su valor pico I_a, se obliga a que esta circule por la Capacitancía C_2, siguiendo aproximadamente la trayectoria de X a Z y la energía representada por el área XYZ, carga el condensador. Bajo estas condiciones la sección desconectada del circuito contiene la energía:

$$E = i_a^2 * \left(\frac{L_2}{2}\right) + V_a^2 * \left(\frac{C_2}{2}\right) \quad \text{ec.}(1.1)$$

Esta energía oscila a una frecuencia natural:

$$f_2 = \left(\frac{1}{2 * \pi * \sqrt{L_2 * C_2}}\right) \quad \text{ec.}(1.2)$$

En el momento de la desconexión toda la energía se convierte a energía capacitiva de tal forma que:

$$V_2^2 * \left(\frac{C_2}{2}\right) = V_a^2 * \left(\frac{C_2}{2}\right) + i_a^2 * \left(\frac{L_2}{2}\right) \quad \text{ec.}(1.3)$$

Sin embargo, debido al efecto de pérdida (área del triángulo XYZ) se tiene un factor de reducción η y se tiene:

$$V_2 = \sqrt{V_a^2 + \eta * i_a^2 * \left(\frac{L_2}{C_2}\right)} \quad \text{ec.}(1.4)$$

Si la tensión entre bornes del interruptor $V_S = V_2 - V_1$, a su frecuencia de oscilación, corta la curva de recuperación del dieléctrico, se presenta reencendido contribuyendo con ello a reducir la energía almacenada en el circuito desconectado y así:

$$V_2 = \alpha * \sqrt{V_a^2 + \eta * i_a^2 * \left(\frac{L_2}{C_2}\right)} \qquad \alpha \leq 1.0 \quad \text{ec.}(1.5)$$

El factor de sobretensión es:

$$K_{MÁX} = \left(\frac{V_2}{\frac{V_n * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}}\right) \quad \text{ec.}(1.6)$$

Según lo anterior V_2 es independiente de la tensión del sistema y depende exclusivamente del comportamiento del interruptor y de la configuración de la red. Para tensiones de 72.5 a 800 kV, las corrientes de excitación varían de 2 a 5 Amperios. Se ha observado que el peligro potencial de corte de corriente de magnetización tiende a disminuir a medida que aumenta la tensión del transformador.

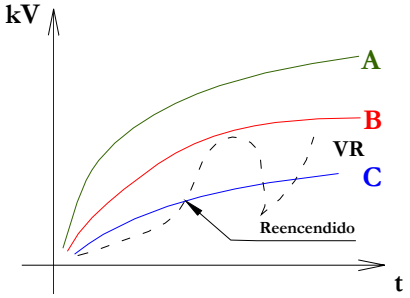
1.2.1.2. Desconexión de reactores.[14] Los reactores utilizados para compensación de energía reactiva en líneas, deben ser desconectados bajo ciertas condiciones del sistema. Para tensiones entre 72.5 y 800 kV, se precisa cortar corrientes del orden de 100 a 200 Amperios. El fenómeno que origina la sobretensión al desconectar un reactor es el mismo que para la desconexión de transformadores como se describió anteriormente. Para reactores, el valor η esta en el rango de 0.9 a 1.0 y $\frac{L}{C}$ o resistencia característica esta entre 35 y 65 kΩ, siendo más frecuente el valor de 50 kΩ. En la mayoría de los casos $K_{MÁX}$ es inferior a 2.5 para la tensión de 525 kV.

1.2.1.3. Apertura de líneas en vacío. Cuando existe apertura de un interruptor para abrir una línea o para despejar una falla se producen sobre tensiones en los terminales del interruptor. Al mismo tiempo, el elemento aislante entre contactos toma un tiempo para recuperar la rigidez dieléctrica una vez que se ha extinguido el arco eléctrico al pasar la corriente por cero. Si el voltaje de recuperación o sobrevoltaje de apertura es mayor que la rigidez dieléctrica entre los contactos, entonces se produce un reencendido que ha su vez produce otro transitorio en el sistema.

En la figura 51., para las curvas de recuperación del aislamiento A ó B no se produce reencendido. El reencendido se identifica por una reducción de voltaje repentino en los contactos del interruptor que puede ocasionar sobretensiones en el sistema.

[14] Ibid., p. III-24-25

Figura 51. Reencendido de un interruptor

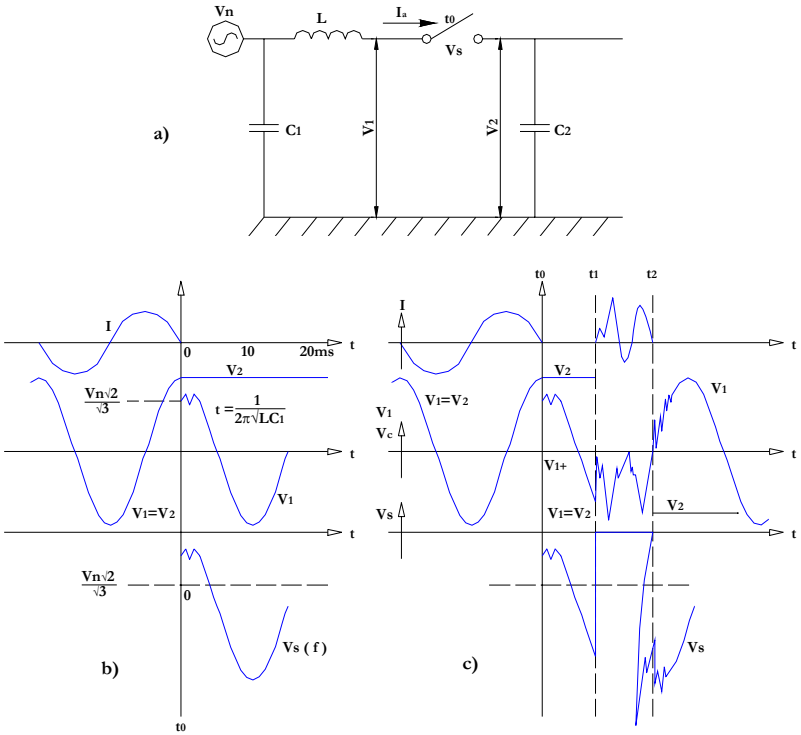


Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Una de las causas más frecuentes de reencendido se presenta al interrumpir corrientes capacitivas cuando se abren líneas en vacío. Una línea larga en vacío representa una Capacitancía que esta cargada según la fuente de la línea. El circuito de apertura de una línea se puede asimilar a la apertura de un circuito capacitivo.

En este circuito puede quedar un voltaje alto atrapado en la Capacitancía al pasar la corriente por cero e interrumpirse el circuito. Como en el otro extremo del interruptor sigue el voltaje de la fuente, puede en determinado momento, sumarse al voltaje de la capacitancia en los polos del interruptor y producir sobretensión con reencendido inmediato. La figura 52 (a). muestra el circuito básico al interrumpirse la corriente capacitiva en una línea en vacío.

Figura 52. Apertura de una línea en vacío



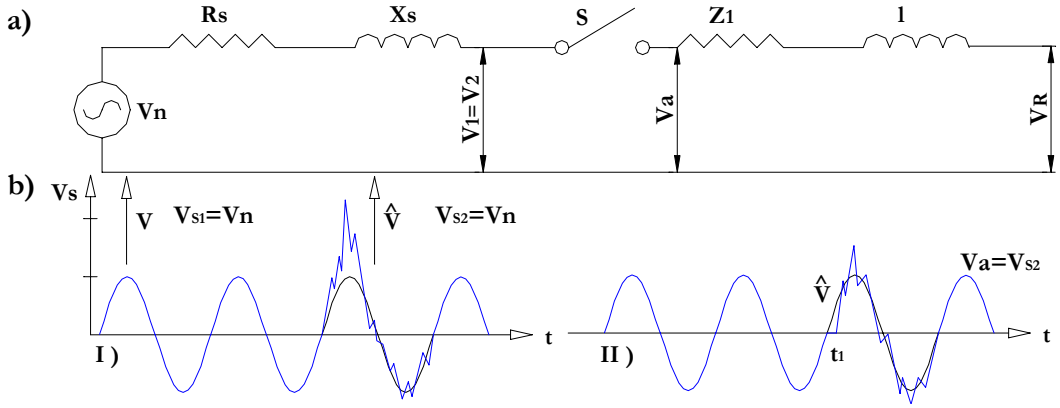
Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Antes de la interrupción de la corriente I el voltaje $V_1 = V_2$, y de acuerdo a la magnitud de L, será menor de $V_n = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ como se indica en la figura 52 (b). Después de la interrupción de la corriente, el voltaje de la capacitancia C_2 permanece en el valor pico, $V_2 = V_n * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ mientras que el voltaje V_1 del lado de la fuente oscila con la frecuencia de la fuente V_n(t). La diferencia entre los dos voltajes anteriores aparece a través del interruptor $V_s = V_1 - V_2$. Este voltaje tiene una amplitud de aproximadamente $\left(\frac{V_n * \sqrt{2} * (1 + K_f)}{\sqrt{3}}\right)$, siendo K_f la razón del voltaje a frecuencia de servicio antes de la interrupción al voltaje nominal. Como $K_f \geq 1$ se puede presentar tensiones mayores a 2.0 p.u. a través del interruptor. Si la tensión es superior a la recuperación dieléctrica del medio aislante de polos del interruptor se produce el reencendido que se muestra en la figura 52 (c). El reencendido en circuito capacitivo se asemeja al fenómeno de recierre de líneas con cargas atrapadas. Si el reencendido ocurre en t_1, el voltaje en la línea V_2 debe llegar a ser igual al voltaje de la fuente V_1 a través de u transitorio lo cual puede ser peligroso para los equipos. Después del reencendido en t_1, se presenta un transiente de corriente a alta frecuencia. En t_2 la corriente es nuevamente interrumpida. Después de t_2 la línea C_2 queda cargada a un valor pico, el cual puede ser alto y producir nuevamente reencendido.

1.2.1.4. Energización y recierres en líneas de transmisión.[15] Cuando se presentan operaciones de cierre y recierre en una línea de transmisión se presentan sobretensiones que deben ser razonablemente limitadas. Las mayores sobretensiones se presentan cuando se energizan y recierran líneas en vacío.

1.2.1.4.1. Cierre de línea en vacío. En la figura 53 (a) se muestra el diagrama representativo de una línea de transmisión abierta en uno de sus extremos.

Figura 53. Diagrama de circuito y formas de onda básicas de voltaje a tierra de cierre en líneas en vacío



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

[15] Ibid., p. III-13-30.

En la figura 53 (b). se muestra el voltaje teórico en los terminales del interruptor. Antes de la conexión de la línea, el terminal del interruptor del lado de la fuente es $V_{S1} = V_n$, mientras que el voltaje en la línea es cero. En el instante del cierre t_1, el voltaje V_a debe pasar de cero al voltaje $V_{2s} = V_a$ dado por el nuevo estado de maniobra. Esto da lugar a un transiente en forma de ondas viajeras en la línea en vacío con un valor pico $\hat{V}$, y de acuerdo con los parámetros de la línea. Como la línea esta en vacío, esta representa un circuito capacitivo y origina que:

$$V_{s2} > V_{s1} * (V_{s1} = V_n) \quad \text{ec.}(1.7)$$

Entonces el transiente se supone a un voltaje de frecuencia de servicio, que debido al efecto Ferranti, que se mencionará más adelante para una línea en vacío, es superior en el extremo receptor que en el extremo transmisor, lo cual hace que el transiente total, por energización de una línea en vacío sea mayor en el extremo receptor. Algunas definiciones y cálculos se pueden resumir de la siguiente manera:

K_{total} = factor de sobretensión total entre fase y tierra = $\left(\frac{\hat{V}}{V_n}\right)$ $\text{ec.}(1.8)$.

K_F = factor de sobretensión a frecuencia industrial = $\left(\frac{\hat{V}_F * \sqrt{2}}{V_n * \sqrt{2}}\right)$ $\text{ec.}(1.9)$

K_T = factor de sobrevoltaje del transiente = $\left(\frac{\hat{V}}{V_F}\right)$ $\text{ec.}(1.10)$

$\hat{V} =$ sobretensión máxima del transiente
V_F = voltaje de frecuencia de servicio después del cierre del interruptor
V_n =voltaje nominal del sistema

De acuerdo a esto tenemos que:

$$K_{TOTAL} = K_F * K_T \quad \text{ec.}(1.11)$$

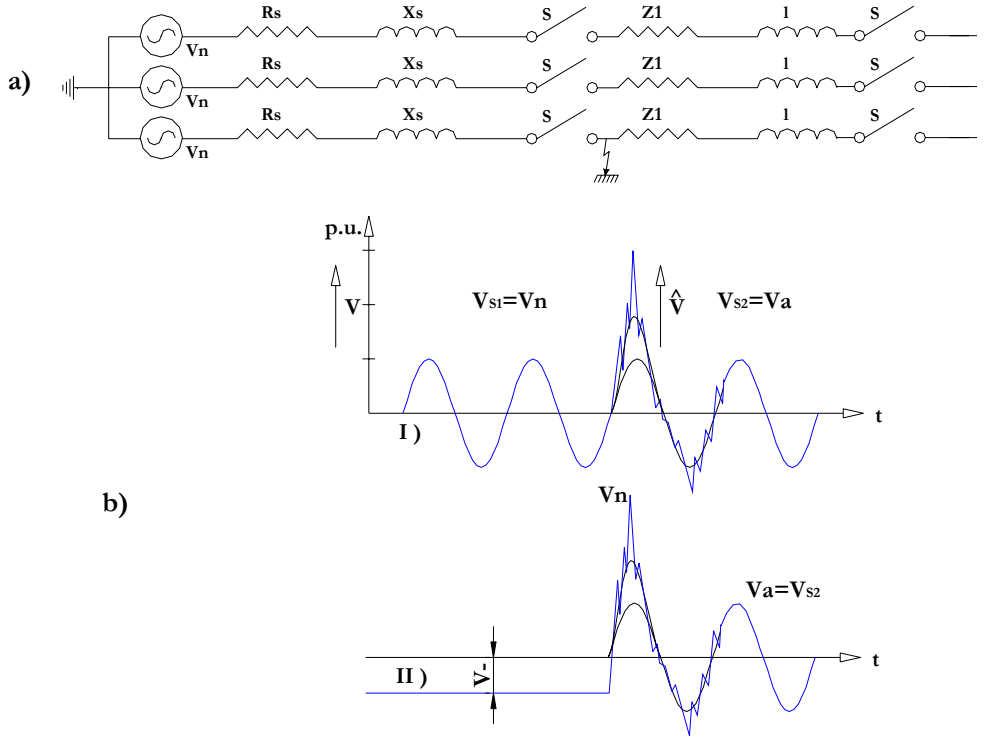
La sobretensión máxima debida a energización de una línea, depende del ángulo de fase en el instante del cierre t_1. El valor máximo se presenta en t_1, cuando el cierre se efectúa en un valor máximo de voltaje.

1.2.1.4.2. Operaciones de recierre. En la figura 54., se muestra el diagrama de un circuito y la onda de voltaje básica que se presentan en los recierres.

Si aparece una falla F, fase a tierra en la línea, los interruptores S_1 y S_2 deben abrir. Pero la operación de estos interruptores no es completamente simultanea, de tal modo que el último que abre interrumpe dos fases sanas sin cargas. Estas fases sanas pueden mantener carga atrapada al valor pico del voltaje a frecuencia de servicio, la cual permanecerá en el momento de recierre de la línea.

En la figura 54 (a), S_1 abre primero y el interruptor S_2 abre dos ciclos más tarde por ejemplo. Después de un tiempo muerto el interruptor S_1 recierra teniendo la línea cargas atrapadas de V^- en las fases sanas. En la figura 54 (b), el interruptor cierra en el tiempo t_1 con una carga atrapada de V^- en la fase mostrada. El valor máximo de la sobretensión se presenta cuando los voltajes V_a y V^- tienen polaridad opuesta.

Figura 54. Operación de recierre en una línea en vacío



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Si comparamos las curvas de la figura 54 (b), se ve que en la energización de la línea sin carga atrapada, se pueden presentar voltajes máximos de 2.8 por unidad, pero en el recierre con carga atrapada se pueden presentar sobretensiones mayores a 3.5 por unidad.

1.2.1.4.3. Cierre y recierre de líneas en el lado de baja tensión. La teoría básica es la misma que la utilizada para las operaciones de maniobras en el lado de alta tensión teniendo presente las siguientes observaciones:

- Normalmente el lado de alta tensión del transformador esta conectado en (Y con neutro aterrizado) lo cual descargara la línea de cualquier carga atrapada que permanezca en el momento de abrir la línea en unos 5 a 10 ciclos, lo cual depende de la longitud de la línea y de la capacidad y características del transformador. De esta manera las maniobras en el lado de baja, sin tensiones en el transformador, generalmente producen los mismos valores de sobretensión que producen las maniobras e alta tensión en líneas sin carga atrapada.

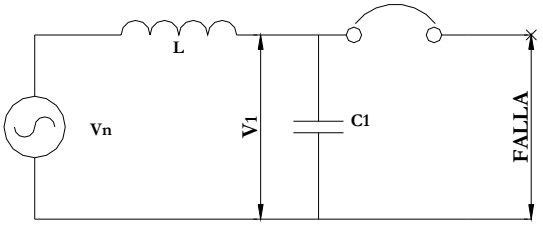
- El principal efecto del transformador es debido al terciario, el cual suministra un acople entre las fases del sistema. Desde que el interruptor interrumpe solamente en corriente cero, las tres fases de la línea no se abren simultáneamente, apareciendo una tensión en la fase que ha sido abierta primero, debido al acople a través del terciario, con las otras fases. Esta tensión se amplifica por la capacitancia de la línea y las características no lineales del transformador. En líneas largas, estos sobrevoltajes pueden llegar a ser superior a 2.0 por unidad.

- La energización de una línea en baja tensión cuando la línea tiene ambos transformadores con terciarios, aumenta las sobretensiones debido al acople de fases mencionadas anteriormente.

1.2.1.4.4. Cierre y recierre en líneas terminadas en transformadores. Operaciones de maniobra en alta o baja tensión de líneas terminadas en transformador, generalmente producen los mismos sobrevoltajes que las maniobras en líneas sin carga atrapada si los transformadores no tienen terciario.

1.2.1.5. Despeje de fallas. Al despejarse una falla de corto circuito en un sistema se presentan fenómenos transitorios de sobretensión en el sistema. El circuito de la figura 55. ilustra muy esquemáticamente la sobretensión que se puede presentar.

Figura 55. Despeje de fallas

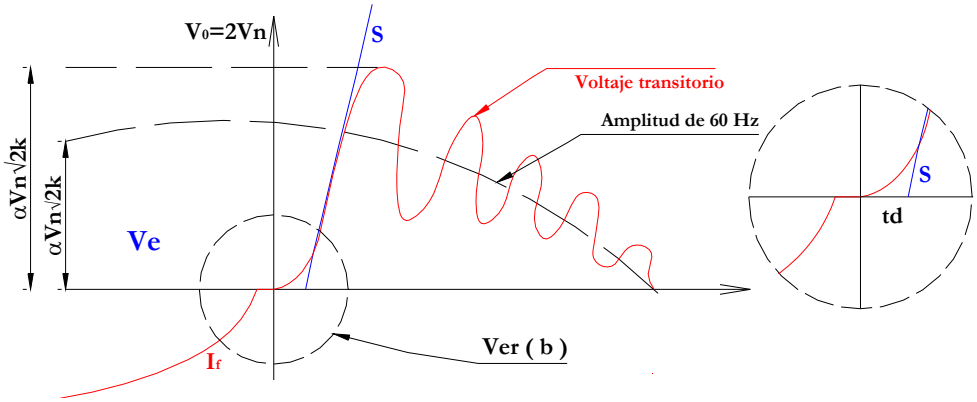


Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

El fenómeno básicamente se presenta por que al abrirse el interruptor el voltaje del condensador C no puede cambiar súbitamente y se pueden presentar tres casos de fallas.

1.2.1.5.1. Falla con corriente simétrica. Cuando ocurre una falla con corriente simétrica, el interruptor opera para despejar la falla pero al abrir sus contactos la corriente no se interrumpe sino hasta que pase por cero. El éxito de la interrupción esta en la manera de controlar y extinguir el arco. Como el voltaje V_c durante la falla es cero y no puede cambiar repentinamente al voltaje de la fuente en el momento de abrir el interruptor se presenta un transitorio de voltaje llamado " voltaje de recuperación " que también aparece entre los contactos del interruptor, siendo un factor muy importante de diseño y especificaciones del interruptor. En la figura 56. se muestra gráficamente el voltaje de recuperación.

Figura 56. Parámetros básicos del voltaje de recuperación falla simétrica



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

El voltaje transitorio " A " oscila sobre la componente de frecuencia de servicio " B ". La amplitud del voltaje de frecuencia de servicio es:

$$\alpha * V_n * \sqrt{2} \quad \text{ec.}(1.12)$$

Donde α depende del tiempo de falla y del sistema trifásico. El factor de amplitud " K " se define como la razón entre el valor pico del voltaje transitorio y el valor de frecuencia de servicio. Valores típicos de K son 1.4 y 1.5. La tasa de elevación de voltaje " S " es la tangente desde el punto cero y es importante en el diseño del interruptor así como el tiempo de retardo " td ", que es función de la capacitancia a tierra de la subestación. La frecuencia f_0 depende de los parámetros L y C de la subestación y de termina el factor R.R.R.V (Rate of Rise of the Recovery Voltage), que es muy importante también en el diseño de los interruptores de potencia.

1.2.1.5.2. Falla con corriente asimétrica. Si la corriente de falla es asimétrica, en el momento del despeje de la falla, se puede presentar el siguiente voltaje de recuperación mostrado en la figura 57.

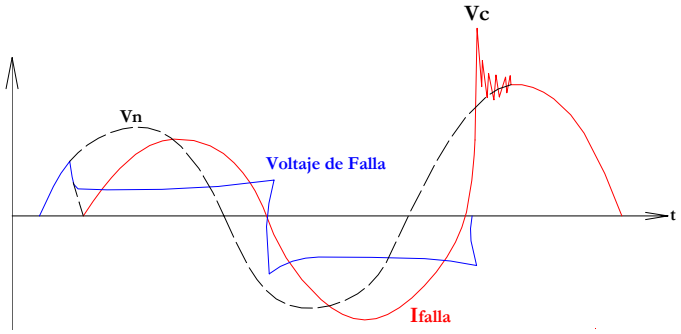
Figura 57. Voltaje de recuperación falla asimétrica

Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Como se puede observar el voltaje V_c será menor que para el caso de falla simétrica pero la corriente de falla que tiene que soportar el interruptor es mayor.

1.2.1.5.3. Falla en voltaje de arco. Cuando la falla presenta resistencia se presenta un voltaje de arco que produce el fenómeno mostrado en la figura 58. El voltaje de falla adelanta el paso de la corriente por cero con respecto al voltaje máximo de la fuente, lo cual reduce el voltaje de recuperación.

Figura 58. Voltaje de recuperación con voltaje de arco



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

1.2.2. Sobretensiones a frecuencia de servicio. En las líneas de transmisión relativamente cortas, la máxima sobretensiones se produce generalmente por una falla línea – tierra; mientras que en sistemas con líneas de transmisión muy largas, la máxima sobretensión, se debe a la desconexión de la carga en el extremo receptor.

1.2.2.1. Sobretensiones por ocurrencia de fallas. En un sistema se pueden presentar las siguientes fallas, con su consecuente sobretensión :

- Línea – Tierra
- Línea – línea – Tierra.
- Línea – línea.
- Trifásica.

De estas fallas, las que ocasionan mayor sobretensión en la red, debido a su asimetría son las fallas a tierra, es decir, de una o dos líneas a tierra y de estos dos tipos de fallas, el caso más crítico lo representa la línea – tierra.

1.2.2.2. Cierre de líneas en vacío (efecto Ferranti). El efecto Ferranti se presenta en líneas de transmisión energizadas en un solo extremo. En este caso se presenta un sobrevoltaje a frecuencia industrial en el extremo vacío de la línea debido a los reactivos capacitivos generados por la capacitancia de la línea. El voltaje va creciendo a medida que aumenta la distancia del punto de energización. Este voltaje se puede calcular mediante la siguiente relación:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{COS\alpha * l} \quad \text{ec.}(1.13)$$

$$\alpha = 2 * \pi * f * \sqrt{L_1 * C_1} \quad \text{ec.}(1.14)$$

Donde:
V_2 = voltaje en el extremo receptor a circuito abierto
V_1 = voltaje en el extremo emisor energizado
l = longitud de la línea
α = constante de fase
L_1 = inductancia por kilómetro
C_1 = capacitancia por kilómetro

La manera de reducir este sobrevoltaje es compensar la línea con reactores que absorban parte de la carga capacitiva generada por la línea. El grado de compensación de una línea (potencia de reactores) se expresa como un porcentaje de la potencia reactiva de la línea ($P_{capacitiva}$), donde la línea se puede asimilar a una capacitancia de valor l. C_1 (l = longitud de la línea, C_l = capacitancia de la línea por kilómetro). La potencia del reactor P_r se puede describir por la siguiente ecuación, teniendo un reactor en cada extremo de la línea:

$$P_r = \left(\frac{\%K}{100}\right) * \left(\frac{P_{capacitiva}}{2}\right) \quad \text{ec.}(1.15)$$

Donde:
P_r = potencia del reactor trifásico
%K = grado de compensación

La reactancia del reactor será:

$$X_r = \left(\frac{1}{\left(\frac{\%K}{100}\right) * \left(\frac{\omega * l * C_1}{2}\right)} \right) = \left(\frac{Z}{\left(\frac{1}{2}\right) * \left(\frac{\%K}{100}\right) * \alpha * l} \right) \quad \text{ec.}(1.16)$$

Donde:
Z = impedancia característica de la línea
$\alpha = 2 * \pi * f * \sqrt{L_1 * C_1}$
L_1 = inductancia de la línea por kilómetro
l = longitud de la línea

De esta manera, si tenemos el dato del grado de compensación deseado para las líneas y las características físicas de la línea que determinan L_1, C_1, Z, α y l, se puede calcular la reactancia del reactor a utilizarse. El grado de compensación se calcula de acuerdo a un estudio de flujo de carga para cada caso en particular.

1.2.2.3. Fallas a tierra. Cuando ocurre una falla fase a tierra, o doble fase a tierra, se presentan en las fases sanas sobretensiones transitorias. Se puede realizar un análisis pormenorizado de las sobretensiones de frecuencia industrial en las fases sanas. Para una falla fase tierra en la otra fase por medio de componentes simétricas que involucran las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero y la impedancia de puesta a tierra R_f. Este análisis es matemático con algunas suposiciones y simplificaciones.

Las sobretensiones de las fases sanas en fallas sencillas a tierra dependen fundamentalmente de la efectividad de la puesta a tierra. Para sistemas con neutro aislado, las tensiones fase a tierra de las fases sanas pueden exceder el voltaje normal línea a línea. Para sistemas debidamente aterrizados se incrementa pero no hasta su valor línea a línea. En estos dos casos extremos existe toda una gama de conexiones intermedias de puesta a tierra.

En los sistemas conectados directamente a tierra las corrientes de falla son elevadas y hasta pueden superar la corriente de falla trifásica. Sin embargo, las sobretensiones son moderadas haciendo económico el diseño del aislamiento. En el caso de líneas de alta tensión, interesa la conexión directa del neutro a tierra para bajar los factores de sobretensión y en consecuencia, el nivel de aislamiento. Esta conexión se hace en el neutro de los transformadores.

En la práctica se considera que un sistema esta efectivamente puesto a tierra sí:

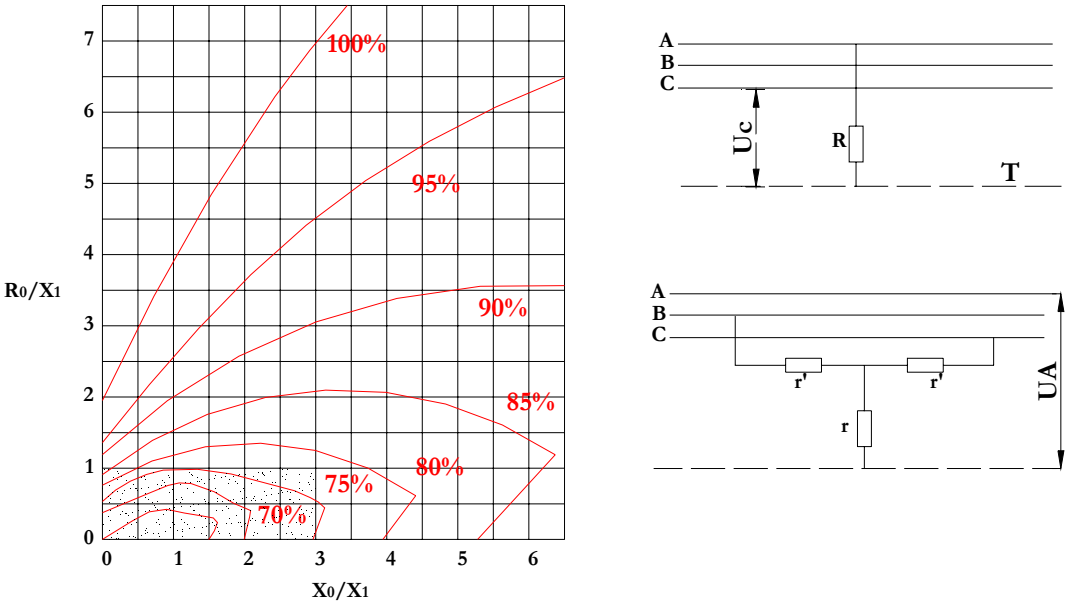
$$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3 \quad \text{y} \quad \frac{R_0}{X_1} < 1 \quad \text{ec.}(1.17)$$

Donde:
X_0, X_1 y R_0 son las impedancias de secuencia positiva y cero del sistema. Existen curvas que muestran los sobrevoltajes en las fases sanas para fallas fase a tierra, en función de los parámetros $\frac{R_0}{X_1}, \frac{X_0}{X_1}$, suponiendo que: $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2}$.

En la figura 59. se muestra un diagrama que permite determinar la máxima tensión obtenible contra tierra para las fases sanas en caso de fallas. De estos diagramas se observa que si se cumplen las condiciones de una red efectivamente puesta a tierra (zona sombreada), la tensión de las fases sanas es inferior al 80 % de la tensión línea a línea del sistema (o 140 % de la tensión fase neutro).

Además se observa que la tensión máxima depende más del valor de R_0 que de X_0 y la condición más desfavorable es cuando su valor es aproximadamente igual a X_1. Para el caso de líneas y sobretensiones que nos interesan podemos analizar algunos puntos de interés.

Figura 59. Sobretensión de falla a tierra



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

- Líneas largas. La condición de puesta a tierra esta fijada exclusivamente por sus parámetros. Para las líneas EHV se tiene $\frac{R_0}{X_1}$ algo menor de 1.0 cuando no hay cable de guarda y alrededor de 0.5 cuando los hay. En este caso $X_2 = X_1$, así pues, una línea larga con cables de guarda tiene condiciones de estar efectivamente a tierra.
- Subestaciones de transformación de gran potencia. Los parámetros de puesta a tierra se hallan determinados prácticamente por las reactancias de los transformadores y por las impedancias a tierra. Las líneas que parten de ella tienen poca influencia.
- Subestación de corte o de transformación pequeña. Sus parámetros estan prácticamente determinados por las líneas que se conectan a ella.
- Instalaciones de muy alta tensión. En este caso y con los neutros de todos o casi todos los transformadores puestos a tierra, $\frac{R_0}{X_1}$ tienen valores entre 0.1 y 0.2. Si la

subestación sirve para conectar una línea a una red de potencia infinita (por ejemplo interconexión entre dos sistemas potentes), se tendrá $\frac{X_0}{X_1}$ igual a 1.0, con la condición de que todos los neutros de los transformadores sean conectados directamente a tierra, ya que estas dos reactancias son determinadas por las reactancias de fuga entre los arroyamientos de los transformadores. Como $X_2 = X_1$, puede verse de los diagramas, que se puede pensar en un aislamiento para el 70 % de la tensión línea a línea. Si dejamos de lado la condición de conexión a red infinita, R_0 y X_0 se mantienen prácticamente mientras que X_1 aumenta. Los parámetros $\frac{R_0}{X_1}$ y $\frac{X_0}{X_1}$ son menores pero el nivel de aislamiento debe aumentar.

1.2.2.4. Sobretensiones por pérdida súbita de carga. La apertura del interruptor del lado receptor, con la línea conectada al lado de la generación, crea una pérdida súbita de carga, generando sobretensiones debido al efecto Ferranti de la línea y a la caída negativa de la tensión producida por la circulación de la corriente capacitiva a través de la reactancia de transformadores y generadores. Las sobretensiones pueden llegar a valores de 2.5 a 3.5 veces el valor nominal.

Como consecuencia de la desconexión brusca de la carga, los generadores son sobrexcitados, aumenta la velocidad de rotación y la frecuencia de operación, incrementándose la tensión en ellos y por consiguiente la potencia reactiva de la línea.

1.2.2.5. Autoexcitación. Se pueden presentar sobretensiones peligrosas cuando una línea en vacío con carga ligera, origina reactivos capacitivos y exceden la habilidad de los generadores para absorberlos.

Cuando la reactancia capacitiva de la línea X_0, la reactancia sincrónica de eje en cuadratura de la fuente, X_q, incluyendo la reactancia del transformador, tiene la siguiente relación:

$$X_0\left(\frac{f_0}{f}\right)^2 < X_q \quad \text{ec.}(1.18)$$

Donde:
f = frecuencia máxima
f_0 = frecuencia nominal

El voltaje crece rápidamente y es incontrolable, o es de “rápida autoexcitación” y es limitado únicamente por la saturación del generador y transformador. Esta condición debe evitarse por compensación de la línea mediante reactores en derivación, reduciendo los reactivos generados por la línea de transmisión.

1.2.2.6. Conductores abiertos. La apertura de interruptores puede presentarse en varios casos:

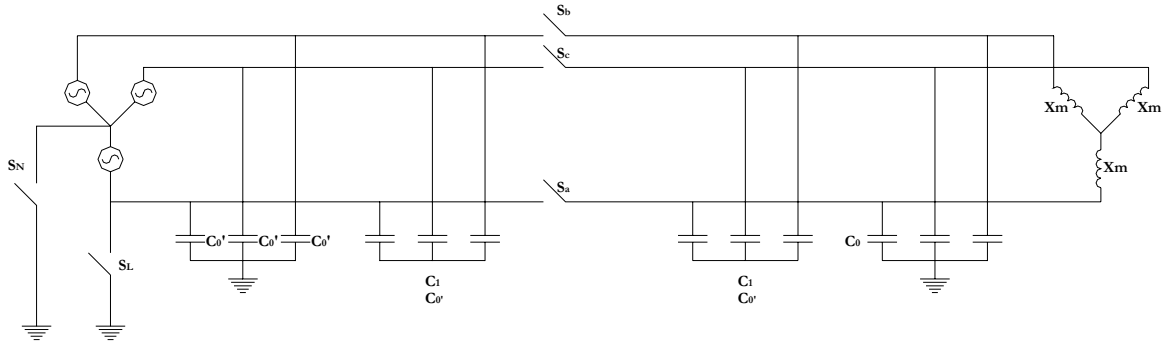
- Apertura de un conductor sin falla a tierra
- Apertura de un conductor con falla a tierra
- Apertura de dos conductor sin falla a tierra

- Apertura de dos conductor con falla a tierra
- Apertura de los tres conductores sin falla a tierra
- Apertura de los tres conductores con falla a tierra (no introduce sobretensiones)

La condición de apertura de conductor se presenta cuando existe cierre u operación desequilibrada de un seccionador, interruptor o cuernos de arco, donde el tiempo, para que opere la última fase sea muy largo; y cuando existe perdida de continuidad en una o dos fases por desconexión de uniones en los conductores. Lo anterior puede originar sobrevoltajes sostenidos que causan daños a los equipos y pararrayos.

Se puede hacer un análisis teórico para un sistema, al tener un y dos conductores abiertos y sin tener en cuenta los efectos de pérdidas, saturación diferencial entre los valores de secuencia positiva y secuencia cero, fallas de impedancias en los neutros, impedancia de fuente y conexiones de los transformadores. El circuito mostrado en la figura 60. ayuda a analizar las sobretensiones debido a conductores abiertos, la cual se muestra a continuación:

Figura 60. Conductores abiertos



Fuente: Rico y otros, tesis de postgrado UNAL

Según la posición S_a, S_b, S_c, S_1 y S_l se pueden simular las diferentes condiciones citadas anteriormente de un conductor abierto con o sin falla, dos conductores abiertos con o sin falla, con generación puesta o no a tierra. X_m, es la impedancia magnetizante del transformador con neutro aislado y sin carga, y C_0 es la capacitancia del conductor a tierra en la línea.

Algunos autores incluyen varias curvas de resultados experimentales donde hacen varias los valores de C_0, C_1 y X_m, de donde se concluye lo siguiente:

- Se pueden tener valores altos y sostenidos de voltaje en casos de apertura de uno o dos conductores abiertos que separen transformadores aislados de tierra, del resto del sistema. Se pueden alcanzar sobretensiones hasta de 4.0 por unidad
- Las conexiones de los transformadores (delta o estrella) o su forma constructiva (monofásicos o trifásicos, tipo núcleo o acorazado) hacen poca diferencia en la magnitud de la sobretensión
- Se pueden eliminar sobretensiones altas mediante la puesta a tierra de los neutros de los transformadores de carga

- La saturación de los transformadores (X_m) influye considerablemente en la magnitud del sobrevoltaje. De no considerarse saturación las sobretensiones son mayores
- Para evitar la posibilidad de obtener voltajes anormales en sistemas puestos a tierra, los elementos de corte que pueden originar la apertura de uno o dos conductores, no deben localizarse a distancia mayor (l) al transformador de carga no aterrizado, dada por:

$$l = I_m * \left(\frac{MVA}{kV^2 * 6 * (2 * \pi * f * C_1)} \right) \qquad \text{ec.}(1.19)$$

Donde:
l = longitud de la línea en millas desde el punto de rotura de conductor hasta el transformador de carga
MVA = capacidad máxima en MVA del devanado primario del transformador de carga
kV = tensión línea a línea del sistema
I_m = valor en por unidad de la corriente de excitación a valor nominal de tensión del transformador
$\omega = 2\pi f C_1$ = suceptancia de secuencia positiva del circuito, expresada en microsiemens por milla

- Las sobretensiones más altas aparecen en un sistema aislado con ocurrencia simultanea de un conductor abierto y falla línea a tierra
- La magnitud de las sobretensiones pueden calcularse con suficiente aproximación considerando solamente los componentes a frecuencia fundamental.

APÉNDICE B. PARÁMETROS Y METODOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN ANTE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS

Las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, son la base del diseño del aislamiento en líneas de alta tensión, con alta resistencia de puesta a tierra y / o alta incidencia de descargas atmosféricas y donde se utilizan resistencias de preinserción en el circuito de los interruptores de potencia que minimizan la amplitud de las sobretensiones de maniobra.

En general, para todas las líneas de 220 kV y menos, estas sobretensiones determinan el aislamiento. Las salidas de la línea debidas a descargas atmosféricas o a cualquier otra causa, nunca son deseables, por esto en el diseño se debe determinar una cantidad numérica llamada "tasa de salidas", que indica el número probable de salidas por 100 km por año, que pueden ocurrir en la línea expuesta a un determinado nivel ceráunico durante su tiempo de servicio, deseando que esta magnitud sea baja.

Es conveniente comprobar que este valor de tasa de salidas, se esté cumpliendo a través de los años en la línea en funcionamiento. Las salidas de la línea de transmisión por descargas ocurren frecuentemente, o por que falle la protección dada a la línea por el cable de guarda, golpeando entonces la descarga atmosférica al conductor de fase, o porque la descarga golpea al cable de guarda ya sea en el tope de la torre, a un cuarto o a mitad del vano, originando un proceso llamado flameo inverso.

En el presente capítulo se muestra una estructura general del problema causante de las salidas de la línea, además una descripción de los parámetros que influyen en ellas y varios métodos para evaluar esta tasa de salidas, ya sea por falla del apantallamiento de la línea o por el fenómeno de flameo inverso.[16]

2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROBLEMA.

El número de salidas de la línea de transmisión, es el resultado de una combinación estadística de eventos. En una secuencia aproximadamente cronológica, estos eventos se representan en términos de las siguientes probabilidades:

- Probabilidad de que ocurra una tormenta sobre la línea
- Probabilidad de que una descarga haga impacto en un punto particular de la línea de transmisión
- Probabilidad que la corriente de descarga exceda cierta magnitud crítica y tenga un tiempo de frente menor que un valor predeterminado
- Probabilidad que la torre en la vecindad del impacto tenga cierto valor de resistencia de puesta a tierra, puesto que ella es raramente constante, tanto a lo largo de la línea como en una torre dada

[16] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Op.cit. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. p18-21.

- Probabilidad que la magnitud y la polaridad de la onda de voltaje a la frecuencia de servicio en el instante del impacto, sean tales que dicha onda se sume al voltaje asociado con el rayo, causando la iniciación de la corriente de ruptura a través del aislador o espacios de aire
- Probabilidad de que una corriente a la frecuencia de servicio fluya a través del aislador después de originado el flameo
- Probabilidad de que el suelo alrededor de la torre tenga una resistencia especial no lineal
- Probabilidad que en un circuito doble ambos flameen

Como se ve la solución del problema exige el procesamiento en alguna forma de todas estas probabilidades. Es interesante notar que el diseño del aislamiento contra descargas atmosféricas, es prácticamente independiente del voltaje de operación y lo principal es la determinación de un adecuado nivel de tasa de salidas.

2.2. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA TASA DE SALIDAS.

Siendo la tasa de salidas una magnitud de naturaleza estadística, el conocimiento de los parámetros que influyen en ella, es de gran importancia para evaluar el comportamiento de las líneas de transmisión ante las descargas atmosféricas.

En forma general, tales parámetros se podrían dividir en: Parámetros de incidencia (como la presencia de rayos sobre la línea) y parámetros de respuesta (como el voltaje creado en la línea por la descarga, cuando ella ocurre). Algunos de ellos han sido estudiados en laboratorios y comparados con registros de campo. El efecto de cada uno de los parámetros sobre la tasa de salidas, ha sido tema de numerosas investigaciones. Acá tan solo se presentará una breve descripción de dichos parámetros.

2.2.1. Nivel isoceráunico.[17] El nivel isoceráunico esta definido como el número de días del año en los cuales se escucha, por lo menos, un trueno en el lugar de observación. Los niveles isoceráunicos se suelen llevar a mapas isoceráunicos, es decir, a mapas con curvas de igual nivel ceráunico, los cuales se presentarán en los Anexos 1 y 2.

En la región Andina de Colombia especialmente en Medellín y el Valle de Aburrá se registra el más alto nivel con un núcleo de 140 días tormentosos al año. Se presenta un fuerte gradiente para esta latitud, dicho gradiente se va alargando en la dirección Norte – Sur, que recorre las estribaciones de la cordillera central hacia el sur llegando con un nivel de 60 días año alrededor de los límites entre los departamentos del Valle del Cauca, Risaralda y Quindío.

En inmediaciones de los departamentos del Valle del Cauca y el Cauca, se presenta una serie de nucleamientos con valores de 60 hasta 100 días año, o más siguiendo longitudinalmente el pie de monte de la cordillera central. Un sector característico por su bajo nivel (a lo máximo 10 días por año) se presenta al Sur – Este del departamento de Nariño, donde entra la cordillera de los Andes a Colombia. La parte media del Valle del Río Magdalena, se caracteriza por la presencia de un sistema de alto nivel, que

[17] JOYA CRUZ C. LOPEZ R. Mapa colombiano de niveles ceráunicos. Bogotá: 1990, p 37-38.

longitudinalmente a lo largo del Río Magdalena va desde 100 días año, en los alrededores de la zona Este de Antioquia y las estribaciones Sur de la Serranía de San Lucas en el departamento de Bolívar.

En el altiplano Cundí boyacense, la actividad tormentosa alcanza un valor relativamente alto con 80 días año. En el área vecina y a lo largo de la cordillera Oriental se da un gradiente o extenso núcleo de 40 días año, el cuál va desde el departamento de Norte de Santander hasta la Serranía de la Macarena en el departamento del Meta.

2.2.2. Densidad de impactos a la línea.[18] El número de descargas que intercepta la línea de transmisión, en una región que tiene un determinado nivel ceráunico, es fácil de conocer procediendo de la siguiente forma: con el nivel ceráunico se evalúa el número de descargas que caen a tierra por kilómetro cuadrado y con éste, se determina el número de descargas que intercepta la línea, en una determinada área llamada banda de atracción.

2.2.2.1. Densidad de descargas a tierra. El número de descargas por kilómetro cuadrado año (N) ha sido estimado como proporcional al nivel isoceráunico:

$$N = K * \left(\frac{N.I.}{2.59} \right) \qquad \text{ec.}(2.1)$$

Donde:
N = Número de descargas por kilómetro cuadrado al año
N.I. = Nivel isoceráunico de la zona
K = Constante determinada con base en investigaciones de campo (varía de 0.259 a 0.518 normalmente)
2.59 = Factor de conversión de unidades inglesas a unidades métricas

Hay muchos autores que sostienen que el número de descargas por kilómetro cuadrado año (N), incluso, debe ser proporcional al nivel isoceráunico (N.I.) al cuadrado y no simplemente a (N.I.)

2.2.2.2. Ancho de banda de atracción o sombra eléctrica. Se puede decir que una línea de transmisión protege cierta área del terreno, una porción de la servidumbre sobre la cual pasa, proyectando sobre ella una especie de sombra eléctrica o banda de atracción. Las descargas que caen dentro de ésta banda, generalmente impactan la línea, mientras que las descargas que caen fuera de la banda no se encuentran con la línea y van a tierra.

Los límites de la banda se definen aproximadamente, de tal manera que cada conductor y torre tenga un ancho de banda igual a dos veces la altura efectiva del cable de guarda. La figura 61, muestra como se puede determinar la banda de atracción para un circuito sencillo, configuración horizontal y dos cables de guarda. La altura efectiva del cable de guarda se determina así:

[18] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Op.cit. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. p22-60.

$$\overline{H}_W = H_W - \left(\frac{2}{3} * \left(H_W - H_{tW}\right)\right) \qquad \text{ec.}(2.2)$$

Donde:
$\overline{H}_W =$ altura efectiva del cable de guarda, expresada en metros
H_w = altura del cable de guarda en la torre, expresada en metros
H_{tw} = altura del cable de guarda a mitad del vano, expresada en metros

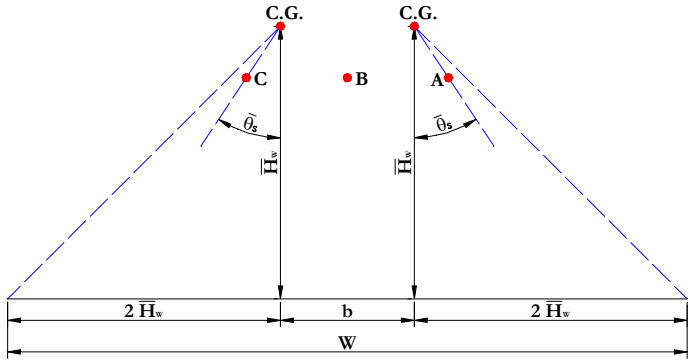
Puede determinarse ahora el ancho de banda de atracción así:

$$W = \left(4 * \overline{H}_w\right) + b \qquad \text{ec.}(2.3)$$

Donde:
$\overline{H}_W =$ altura efectiva del cable de guarda, expresada en metros
b = separación entre cables de guarda en la torre, expresada en metros

Se debe tener en cuenta que no esta cuantificada la influencia del paso de la línea por un terreno boscoso, el cuál disminuye su altura efectiva, ni tampoco el hecho que la línea pueda estar en el borde de una montaña muy alta, lo cual aumenta la posibilidad de la intercepción de los rayos.

Figura 61. Ancho de banda de atracción, circuito horizontal sencillo con dos cables de guarda



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

2.2.2.3. Número de descargas directas a la línea. Es el producto de la densidad de descargas a la zona por el área de influencia de esta. Si queremos determinar el número de descargas a la línea por 100 km de longitud por año, (N_L) será entonces:

$$N_L = N * \left(\frac{W}{1000}\right) * 100 \qquad \text{ec.}(2.4)$$

Donde:
N_L = número de descargas sobre la línea por 100 km por año
N = descarga por km^2 – año
W = sombra eléctrica o ancho de banda de atracción, expresada en metros

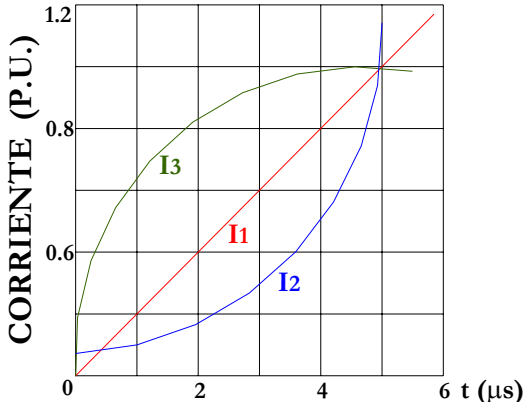
2.2.3. Distribución de impactos a torres y vanos. La magnitud y forma de onda de los voltajes generados en la línea de transmisión debidos a descargas atmosféricas, dependen de la localización del impacto. Investigaciones realizadas sobre mecanismos de

descarga entre conductores paralelos, indican que los flameos a mitad de vano entre cable de guarda y conductor de fase son menos frecuentes que los normalmente supuestos. Los resultados mostraron que ellos casi siempre ocurren a través de la cadena de aisladores de la torre impactada o en las torres cercanas al impacto y no a través de los espacios de aire, cuando el impacto es en el vano.

El porcentaje de impactos que golpean la torre esta determinado por su tipo, siendo mayor para torres altas y voluminosas. El porcentaje menor de todos es para estructuras en postes de madera, siendo este uno de los factores que contribuyen al excelente comportamiento de las líneas, ante las descargas atmosféricas y es mucho mejor que aquel que se puede esperar en líneas con torres de acero. Se ha determinado que para torres altas de acero con longitud de vano de aproximadamente de 450 metros, el 60 % de las descargas a la línea hacen impacto en la torre o muy cerca de ella, siendo atraídas por las cargas inducidas que aparecen en la voluminosa estructura. El otro 40 % cae en el vano y usualmente ocasiona pequeños disturbios. Teniendo como punto de partida estas proporciones, la distribución de impactos varía tanto en las torres como en los vanos, así, cuando la distancia del vano se acorta a la mitad, aparecen dos torres más por cada 450 metros, por lo tanto ocurren más impactos sobre las torres; sin embargo, el número total de impactos sobre ellas no será el doble ya que no puede excederse del 100% de impactos en la línea. Similarmente, si se incrementa el vano, menos torres existirán y por lo tanto el número de impactos sobre ellas decrece pero nunca llegará a ser menor que cero. Los límites serían entonces, de 0 % de impactos a las torres cuando el vano se hace infinitamente largo y 100 % cuando el vano se hace infinitamente pequeño.

2.2.4. Onda de corriente de la descarga eléctrica. El efecto de la onda de corriente de la descarga eléctrica sobre una línea de transmisión, es analizado desde tres puntos de vista: forma de onda, distribución de la magnitud de corriente y distribución de los tiempos de cresta de onda. Son escasos los datos disponibles sobre la forma de onda de las descargas eléctricas. Anderson, Sargent y Daverniza, han escogido como forma de onda de la corriente de descarga, una función rampa I_1 (t) que se muestra en la figura 62, comprobada en registros americanos de campo. Igualmente, según datos americanos, Wagner ha considerado teóricamente como la forma de onda más representativa de la corriente de descarga a la de frente cóncavo I_2 (t) de la figura 62. En medidas realizadas por los rusos se propone una onda de frente exponencial I_3 (t) de la figura 62.

Figura 62. Forma de onda de la corriente de descarga

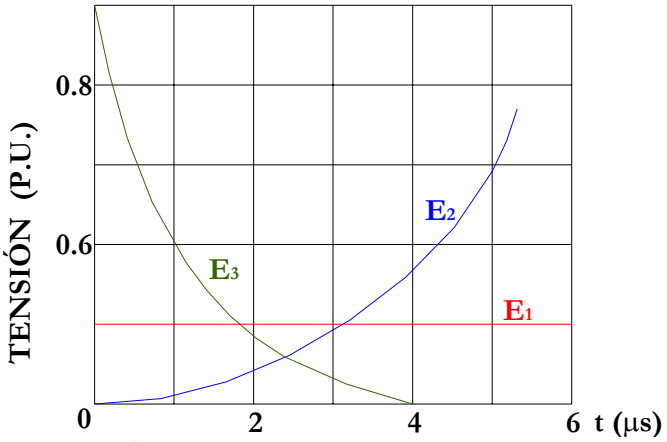


Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

Estas corrientes son de tipo inductivo y su representación matemática es: $I_1(t) = I * a * t$, $I_2(t) = I * k * e^{at}$ y $I_3(t) = I * (1 - e^{-at})$, donde I es el valor máximo de la amplitud de la corriente y los términos a y k son constantes. A estas ondas de corriente les corresponden las ondas de tensión E_1 (t), E_2 (t) y E_3 (t) respectivamente, las cuales originan diferentes características de flameo en el aislador, y que se muestran en la figura 63.

Para facilidad en el análisis y comprobación en el laboratorio, se a adoptado la forma en rampa de la onda de corriente de descarga I_1 (t), de la figura 62., incrementada linealmente hasta alcanzar un valor pico después del cual se asume un valor constante.

Figura 63. Forma de onda de la tensión de descarga



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

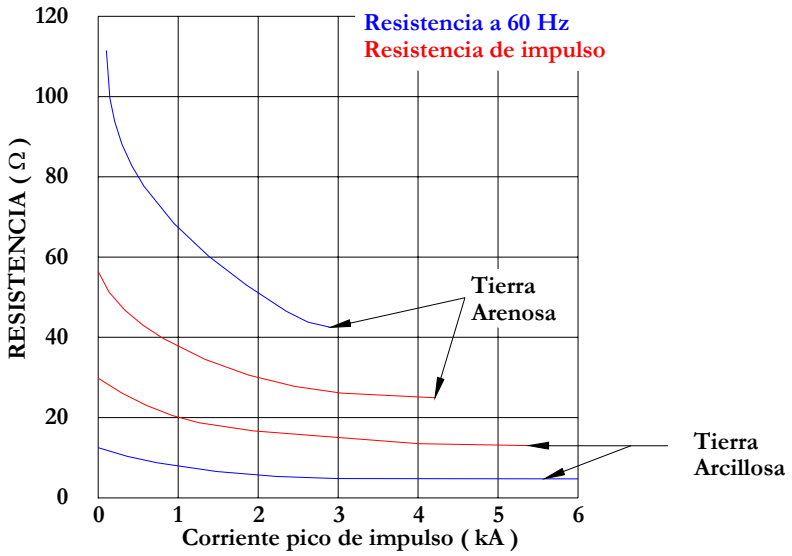
2.2.5. Resistencia de pie de torre. La evaluación del comportamiento de las líneas de transmisión ante las descargas atmosféricas, depende en gran medida del conocimiento de las características y magnitudes de las resistencias de puesta a tierra asociadas a la línea bajo estudio. Los cambios de tiempo pueden originar variaciones en la resistencia, de más o menos un 25 %; las variaciones en la característica no lineal de la corriente respecto a la tensión, en las tierras concentradas y las variaciones en las tierras distribuidas, también influyen en el valor de la resistencia. Una representación adecuada de la resistencia de puesta a tierra es tomar un valor medio o asumir una distribución normal cerca al valor medio.

La resistencia de pie de torre, generalmente se expresa como el valor medido a 60 Hz, sin embargo, el comportamiento de la línea depende del valor de la resistencia de pie de torre al impulso, el cual a su vez depende de factores tales como la resistividad del suelo, gradiente crítico disruptivo del suelo, magnitud de la onda impulsiva de corriente y longitud y tipo de las puestas a tierra dirigidas o contrapesos.
En terrenos de alta resistividad se emplean contrapesos continuos, en los cuales la resistencia a la onda de impulso inicial es la Impedancia característica del contrapeso, la cual es usualmente mayor que la resistencia a 60 Hz.

En terrenos de baja y mediana resistividad, puede obtenerse un valor adecuado de resistencia de pie de torre con el uso de varillas conductoras a tierra. Para estos aterrizajes, la resistencia al impulso es menor que el valor a 60 Hz.

La relación de la resistencia de impulso a la resistencia de 60 Hz depende de las características de las puestas a tierra, de la resistividad del suelo y del gradiente crítico disruptivo del mismo. Pruebas de laboratorio han determinado las características de la resistencia de impulso para diferentes tipos de suelo y corrientes hasta 12 kA, como se muestra en la figura 64.

Figura 64. Magnitud de la resistencia a 60 Hz y de impulso según el valor de la corriente de impulso



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL.

En el diseño de líneas de transmisión es deseable obtener bajas resistencias de pie de torre, tanto como económicamente sea posible. Las torres de acero tienen una gran superficie de contacto con el suelo, especialmente aquel tipo de torre de base emparrillada o de amarre a tierra. Sí inherente a la construcción de la torre no se consigue una resistencia de pie de torre suficientemente baja para un diseño económico, las tierras se pueden mejorar ya sea con la utilización de una o varias varillas enterradas en la base de la torre (tierra concentrada) y / o mediante la utilización de contrapesos que no son más que conductores enterrados en el suelo (tierras distribuidas) y / o el tratamiento químico del terreno, usado especialmente en subestaciones.

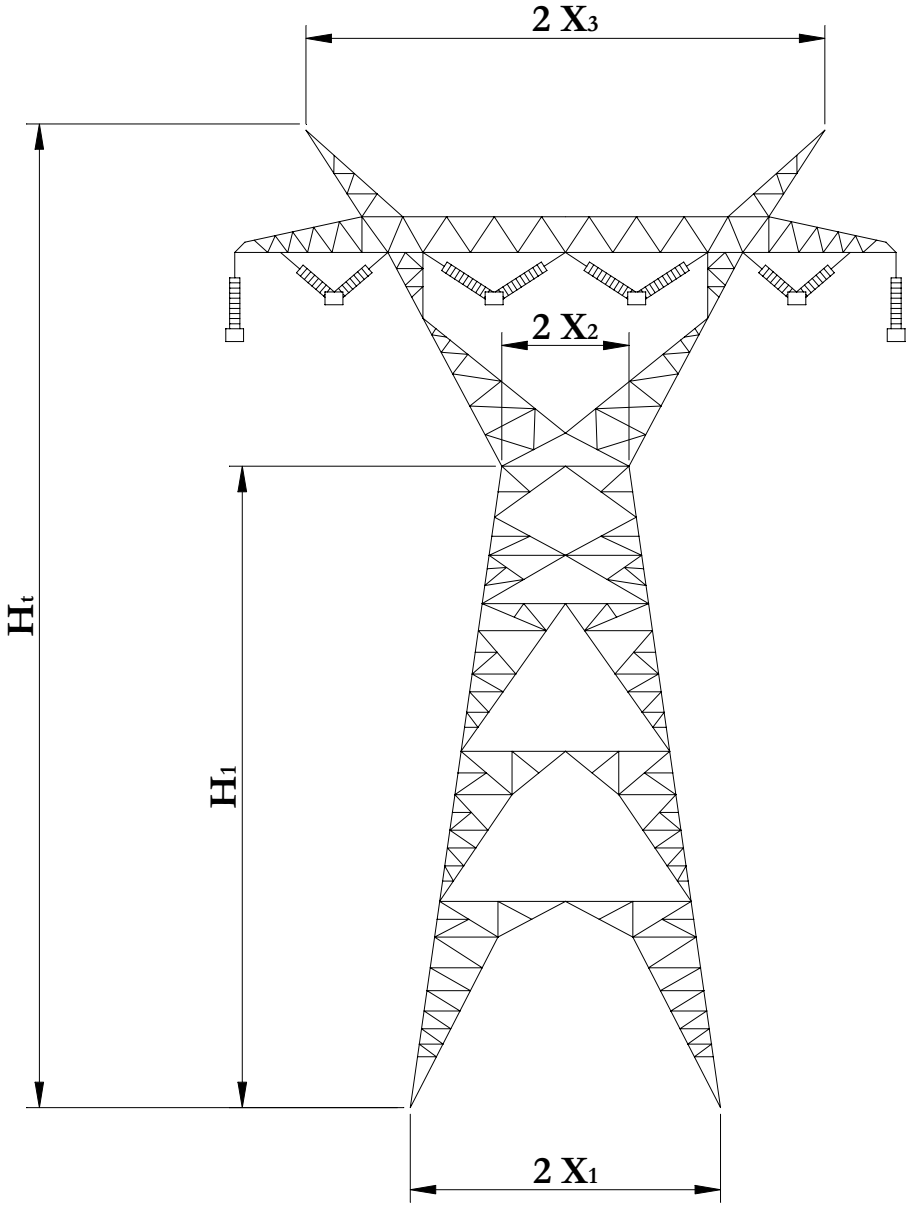
2.2.6. Inductancia e impedancia característica de la torre. La Impedancia e inductancia de la torre son factores importantes en el comportamiento de las líneas de transmisión ante las descargas atmosféricas, según sea el tipo de forma de onda de la corriente de descarga responsable de los flameos. Tanto la inductancia como la Impedancia característica han sido medidas en modelos a escala o calculadas analíticamente bajo conceptos teóricos de campos electromagnéticos y verificadas posteriormente en medidas de campo. Como las medidas sobre modelos exactos son difíciles a causa de la influencia de los perfiles que constituyen la estructura, se utiliza el método de sustitución, en el cual se reemplaza el modelo exacto por un cilindro equivalente que produce en el circuito de medida el mismo efecto que aquel. En el tipo de estructura mostrado en la figura 65., como el utilizado en la línea en mención, la representación mediante el cilindro equivalente de radio medio R_m , se hace con la

superposición de dos conos truncados como se muestra en la figura 66., Aquí el radio medio esta dado por:

$$Ln(3.28*R_m)=\left(\frac{H_1}{H_t*(R_1-R_2)}\right)*\left(\begin{array}{l}R_1*(Ln3.28*R_1-0.87)-R_2*(Ln3.28*R_2-0.87)+\\ \left(\frac{H_t-H_1}{H_t*(R_3-R_2)}\right)*\left(\begin{array}{l}R_3*(Ln3.28*R_3-0.87)-\\ R_2*(Ln3.28*R_2-0.87)\end{array}\right)\end{array}\right)$$

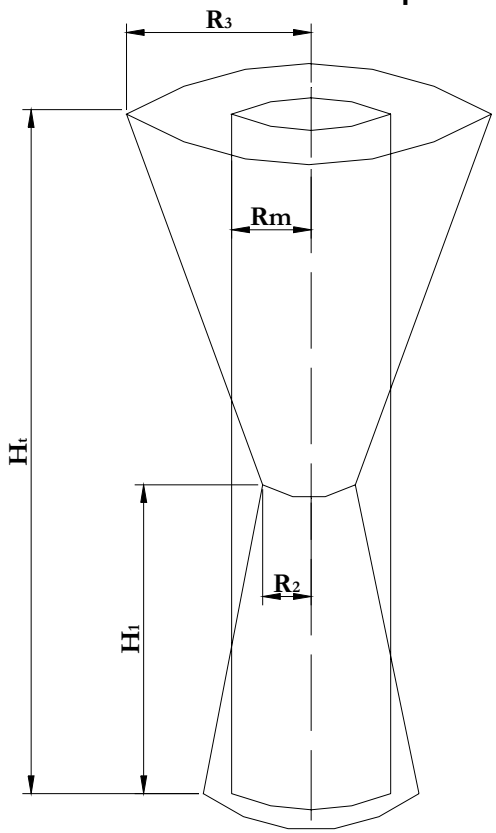
ec.(2.5)

Figura 65. Modelo de torre típica línea Guavio - Tunal



Fuente: Páez Perdomo y otros, tesis UNAL

Figura 66. Cilindro equivalente de radio medio Rm a partir de dos conos truncados



Fuente: Páez Perdomo y otros, tesis UNAL

2.2.6.1. Inductancia de la torre. El concepto de inductancia se emplea cuando las tasas de cambio de corriente son relativamente lentas, frente al tiempo en el cual viaja por la torre. La inductancia de un cilindro vertical a una señal de alta frecuencia (500 kHz – 5 MHz) esta dada por:

$$L_t = 18.6 * 10^{-3} * H_t * \left(Ln \frac{2 * H_t}{R_m} - 1 \right) \qquad \text{ec.}(2.6)$$

Donde:
L_t = inductancia de la torre, expresada en microhenrios
H_t = altura de la torre, expresada en metros
R_m = radio medio equivalente, expresado en metros

2.2.6.2. Impedancia característica de la torre. El concepto de la impedancia característica de la torre es más útil que el de inductancia, cuando se tienen rápidos cambios de corriente y campos que se desarrollan en un tiempo finito.

Sea encontrado que la impedancia característica de la torre no es constante, varía poco en el extremo superior y es muy sensible en la parte baja de la cruceta inferior, atenuándose considerablemente. No obstante, se puede determinar un valor constante queda una variación en el tiempo, del potencial en el extremo superior, igual al obtenido con impedancias calculadas teóricamente o en pruebas de modelo.

Las mediciones de la impedancia son difíciles de realizar y dependen de que tan escarpado es el frente de onda. Con tiempos de frente muy cortos, sea logrado medir valores de impedancia característica mayores que los valores medidos con tiempos de frente largos. Para el cálculo de impedancias características en torres representadas como un cilindro equivalente con un plano de tierra real, como es la superficie de la tierra, se emplea la ecuación de Jordan así:

$$Z_t = 138.2 * Log\left(\frac{H_t}{R_m}\right) + 90 * \left(\frac{R_m}{H_t}\right) - 60 \qquad \text{ec.}(2.7)$$

$$Z_t = 60 * Ln\left(\frac{H_t}{R_m}\right) + 90 * \left(\frac{R_m}{H_t}\right) - 60 \qquad \text{ec}(2.8)$$

Donde:
Z_t = impedancia característica, expresada en ohmios
H_t = altura de la torre, expresada en metros
R_m = radio medio equivalente, expresado en metros

2.2.7. Impedancia característica propia y mutua de conductores. Eléctricamente es muy importante considerar la impedancia característica de los conductores y mutua entre ellos, para lograr un buen funcionamiento de las líneas de transmisión. Estas impedancias se pueden calcular según la forma clásica como se muestra a continuación.

2.2.7.1. Impedancia característica de un conductor. Suponiendo que no hay flujo magnético o de corriente en la parte interna del conductor y que la corriente fluye en una capa delgada próxima a la superficie, como es el caso cuando se presentan sobretensiones de corta duración y frecuencia elevada, la impedancia característica de un conductor aéreo sencillo con retorno por tierra, cuando el efecto corona no este presente, se explicarán en las ecuaciones subsiguientes.

2.2.7.2. Impedancia característica mutua entre dos conductores. Esta impedancia no se ve afectada por el efecto corona y se expresa clásicamente como:

$$Z_{mn} = 138 * \log\left(\frac{D_{mn}}{d_{mn}}\right) \qquad \text{ec.}(2.9)$$

$$Z_{mn} = 60 * \ln\left(\frac{D_{mn}}{d_{mn}}\right) \qquad \text{ec.}(2.10)$$

Donde:
Z_{mn} = Impedancia mutua entre el conductor m y conductor n, expresada en ohmios.
D_{mn} = Distancia entre el conductor m y conductor imagen n, expresada en metros.
D_{mn} = Distancia entre el conductor m y conductor n, expresada en metros.

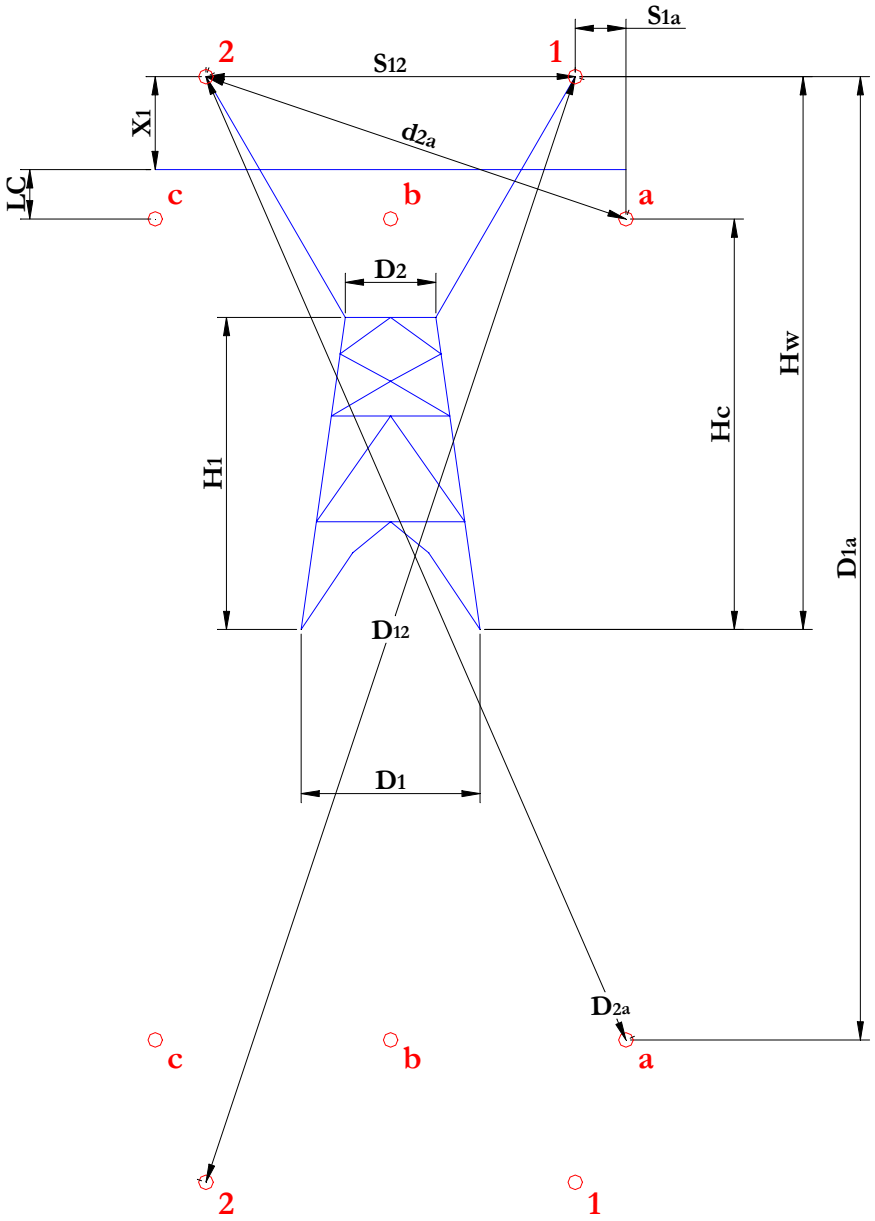
De esta manera, siguiendo la nomenclatura usada en la figura 67, la impedancia mutua entre cables de guarda (Z_{12}), la impedancia mutua entre cable de guarda 1 y conductor de fase a (Z_{1a}) y la impedancia mutua entre cable de guarda 2 y conductor de fase a (Z_{2a}), que se consideran las importantes para el cálculo de la tasa de salidas, estarán dadas por:

$$Z_{12} = 60 * Ln\left(\frac{D_{12}}{S_{12}}\right) \qquad \text{ec.}(2.11)$$

$$Z_{1a} = 60 * Ln\left(\frac{D_{1a}}{S_{1a}}\right) \qquad \text{ec.}(2.12)$$

$$Z_{2a} = 60 * Ln\left(\frac{D_{2a}}{S_{2a}}\right) \qquad \text{ec.}(2.13)$$

Figura 67. Distancia en la torre entre conductores y sus imágenes



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

2.2.7.3. Impedancia característica equivalente de los cables de guarda. Cuando las sobretensiones se producen simultáneamente en varios conductores en paralelo y existe suficiente simetría tal que puede asumirse que el voltaje y corriente son iguales en cada uno de ellos, la impedancia característica puede ser determinada fácilmente tratando los conductores como un simple conductor equivalente.

Para dos conductores, si el voltaje E del conductor simple equivalente es tomado como el promedio de E_1 y E_2 y por la suposición de que I_1 e I_2 son iguales a (I / 2), donde I es la corriente total, se tiene:

$$E = \frac{E_1 + E_2}{2} = \frac{1}{4}\left(Z_{11} + 2Z_{12} + Z_{22}\right) * I \qquad \text{ec.}(2.14)$$

Por lo tanto, la impedancia equivalente será:

$$Z_g = \frac{1}{4} * \left(Z_{11} + 2Z_{12} + Z_{22}\right) \qquad \text{ec.}(2.15)$$

Como se definió anteriormente, sí:

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_w \qquad \text{ec.}(2.16)$$

Entonces:

$$Z_g = \frac{Z_w + Z_{12}}{2} \qquad \text{ec.}(2.17)$$

Donde:
Z_g = Impedancia característica equivalente de los cables de guarda, expresada en ohmios.
Z_w = Impedancia característica propia del cable de guarda, expresada en ohmios.
Z_{12} = Impedancia característica mutua entre cables de guarda, expresada en ohmios.

Si esta impedancia se expresa en función de las constantes físicas de la torre, según la nomenclatura utilizada en la figura 67., se tiene que:

$$Z_g = 60 * Ln\left(\frac{2H_w}{\sqrt{S_{12}R_{efec}}}\right) \qquad \text{ec.}(2.18)$$

Donde $\sqrt{S_{12}R_{efec}}$ se le denomina Radio efectivo del conductor equivalente que tiene cuenta el efecto corona.

2.2.8. Factor de acople. A la relación entre la tensión inducida sobre el conductor E_a a la tensión sobre el cable de guarda E_w, se le denomina FACTOR DE ACOPLE. Ahora bien, si la descarga eléctrica cae sobre un conductor en un sistema de dos cables de guarda, como el mostrado en la figura 67., a mitad de vano, sin causar flameo, los factores de acople entre los cables de guarda y los conductores de fase, se calculan considerando un solo cable de guarda cuando en el otro no fluye corriente, esta condición permanece mientras la perturbación en el cable de guarda no haga contacto con la torre.

Para una descarga en el tope de la torre se incluyen ambos cables de guarda y las tensiones y corrientes son iguales en cada uno de ellos. Se tiene entonces la siguiente formulación:

$$E_a = Z_{1a} * I_1 + Z_{2a} * I_2 \qquad \text{ec.}(2.19)$$

Sí

$$I_1 = I_2 = \frac{I}{2} \qquad \text{ec.}(2.20)$$

Entonces

$$E_A = \left(\frac{Z_{1a} + Z_{2a}}{2}\right) * I \qquad \text{ec.}(2.21)$$

Se desprende entonces que la impedancia mutua equivalente entre los dos cables de guarda y el conductor será:

$$Z_{mg} = \frac{Z_{1a} + Z_{2a}}{2} = 60 * Ln\left(\frac{D_{1a} * D_{2a}}{d_{1a} * d_{2a}}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad \text{ec.}(2.22)$$

Reemplazando:

$$E_a = Z_{mg} * I \qquad \text{ec.}(2.23)$$

La impedancia característica del cable de guarda equivalente de radio efectivo equivalente R_{gefec} es:

$$Z_g = \frac{Z_w + Z_{12}}{2} = 60 * Ln\left(\frac{2 * H_w}{R_{gefec}}\right) \qquad \text{ec.}(2.24)$$

La tensión sobre el cable de guarda equivalente es:

$$E_w = Z_g * I \qquad \text{ec.}(2.25)$$

Luego:

$$I = \frac{E_w}{Z_g} \qquad \text{ec.}(2.26)$$

Reemplazando:

$$E_a = Z_{mg} * \left(\frac{E_w}{Z_g}\right) \qquad \text{ec.}(2.27)$$

por lo tanto el factor de acople será:

$$C.F. = \frac{E_a}{E_w} = \frac{Z_{mg}}{Z_g} = \frac{Z_{1a} + Z_{2a}}{Z_w + Z_{12}} \qquad \text{ec.}(2.29)$$

O en función de las constantes físicas:

$$C.F. = \frac{Ln\left(\frac{D_{1a} * D_{2a}}{d_{1a} * d_{2a}}\right)^{\frac{1}{2}}}{Ln\left(\frac{2 * H_w}{\sqrt{S_{12} * R_{efec}}}\right)} \qquad \text{ec.}(2.30)$$

Dos cables de guarda tienen un acople mayor sobre los conductores de fase que un solo cable de guarda, por que la impedancia característica propia equivalente es menor que la

de un solo cable de guarda, por lo tanto, se aumenta el factor de acople y se reduce el voltaje entre el conductor de fase y el cable de guarda. En la línea de doble circuito como la del presente proyecto, un flameo en una fase hace que esta se comporte como un cable de guarda adicional aumentado el acople de las fases sanas para evitar un segundo flameo.

2.2.9. Tensión de frecuencia industrial. Según datos aleatorios, en cada fase, medio ciclo positivo de la tensión de 60 Hz se suma al voltaje de impulso aplicado por la descarga obteniéndose un voltaje que puede superar el voltaje de aislamiento en la torre, en el medio ciclo negativo restante de la onda de 60 Hz se resta al voltaje producido por la descarga, resultando un voltaje que puede ser menor que el voltaje crítico disruptivo de la cadena de aisladores. En conductores dispuestos horizontalmente, los factores de acoplamiento y los voltajes en las tres fases son idénticos en cada fase, luego al menos la mitad de la tensión pico de 60 Hz estará sobre uno de los aisladores con determinada polaridad, tal que se asume al voltaje de impulso por descarga eléctrica.

Algunos trabajos realizados por la IEEE no tienen en cuanta el efecto de la tensión industrial, posteriormente investigaciones realizadas, demostraron que el efecto de la tensión a la frecuencia industrial tiene marcada influencia en los flameos encontrados en líneas de doble circuito. Cuando no se tiene en cuenta este efecto, la predicción de flameos se reduce en un 5 % para las líneas de 115 kV y es mayor en las líneas de 220 kV.

2.2.10 Efecto corona. El efecto corona influye en las características eléctricas de la línea, tales como, el factor de acoplamiento, la impedancia característica y la velocidad de propagación de la onda de descarga sobre una línea de transmisión. Sin embargo, algunos investigadores como Wagner – Hileman y Clayton Young no tienen en cuenta el efecto corona, para analizar los fenómenos en condiciones críticas. Los análisis que no tienen en cuenta la condición del efecto corona, se aumenta en un 15 a 29 % la *predicción* de tasas de flameo.

El efecto corona se presenta cuando es excedido el gradiente crítico del aire, esto hace que el aire se ionice profusamente liberando cargas que se posesionan del espacio donde el gradiente no excede el valor del gradiente crítico. Estas cargas espaciales o ligadas reducen la carga total del cable de guarda y efecto se expresa en forma de reducción de tensión en él. Un poco después de la formación de la carga espacial, esta se convierte en una carga inmóvil debido a la lentitud de los iones pesados respecto a la movilidad de los electrones.

El efecto corona se manifiesta sobre una línea ya sea en forma de ruido o de luminosidad alrededor del conductor de fase y es el factor más importante, a niveles de tensión lo suficientemente altos, por el cuál las ondas viajeras se atenúan en pocos kilómetros a un valor de tensión de seguridad. Otros factores que influyen en esta atenuación son la resistencia, las corrientes de fuga y las pérdidas dieléctricas. También de acuerdo con el efecto corona se puede explicar que las ondas de tiempo de frente pequeño, se atenúan más rápidamente que las ondas de frente grande; las ondas positivas se atenúan más rápido que las negativas; las ondas sobre conductores grandes se atenúan más lentamente que sobre conductores pequeños y que ondas de idéntica tensión en más de un conductor se atenúan menos que la onda sobre un solo conductor.

2.2.11. Características del flameo sobre el aislamiento. Como es conocido, las tensiones sobre el aislamiento de la línea producidas por las descargas atmosféricas tienen muy diversas formas de onda, a veces diferentes a las formas de ondas de impulso de prueba normalizadas de 1.2 * 50 microsegundos o 1.5 * 40 microsegundos. El empleo sencillo de la característica Voltios vs Tiempo, no da la longitud de la cadena adecuada para la soportar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. Además, según investigaciones realizadas, los métodos analíticos para reproducir tales ondas son empíricos e inexactos y carecen de generalidad.

De acuerdo con esto, se puede considerar un rango de variación de la característica de flameo en el aislamiento de más o menos el 10 %, aunque tales variaciones tienen una marcada influencia en la predicción de las tasas de flameo. Para un uso apropiado de estas características es necesario implementar métodos estadísticos complejos.

2.2.12. Relación entre el número de salidas de la línea y el número de flameos causados por descargas atmosféricas. No todos los flameos por descargas atmosféricas resultan en el establecimiento de arco eléctrico sostenido por la potencia del sistema causando la salida de la línea. El porcentaje de salidas originadas por flameos depende principalmente del tipo y longitud del aislamiento, de la magnitud de la corriente asociada con la potencia que sostiene el arco eléctrico, y la magnitud y duración de la corriente de flameo por descarga atmosférica. A partir de estadísticas llevadas del comportamiento en varios tipos de líneas, se puede obtener la relación entre el número de salidas y el número de flameos.

En líneas de alta tensión sobre torres de acero, donde la principal ruta de flameo es el aire o la porcelana, cerca del 85 % de todos los flameos por descargas atmosféricas, resultan en salidas de la línea si la longitud de ella es menor de 160 km aproximadamente. La relación se reduce al 50 % para líneas con longitudes mayores a 320 km. En líneas sobre postes de madera, donde la trayectoria de flameo es sobre ésta, la relación se reduce al 35.5 % aproximadamente.

El efecto de reducir la relación se debe considerar cuando se evalúe la tasa de salidas. Este número se disminuye cuando aumenta el nivel de aislamiento o BIL. En algunas líneas el nivel de aislamiento a mitad de vano puede ser mayor de 2 veces el aislamiento en la torre, de tal forma que la corriente de descarga necesaria para el flameo sea dos veces la corriente de descarga en la torre, según lo cuál flamea más fácilmente en la torre que a mitad de vano.

2.3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.[19]

La descarga atmosférica puede golpear una línea de transmisión ya sea en el cable de guarda o en el conductor de fase, originando en ella una sobretensión que puede causar flameo y a veces la salida de la línea. La descarga directa al conductor de fase, causa las

[19] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Op.cit. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. p60-66.

más graves sobretensiones y se considera que la mayoría de las veces origina la salida de la línea.

Para prevenir estas sobretensiones, en líneas de gran importancia de alta tensión, se protegen los conductores de fase con uno o dos cables de guarda encima de ellos; la descarga toma un recorrido a lo largo del cable de guarda, desciende por la torre o torres y a través de la resistencia de pie de torre llega a tierra. Sin embargo, hay casos en los cuales la corriente de descarga es tal magnitud, que origina sobre el aislamiento una sobretensión capaz de producir flameo desde la cruceta al conductor de fase (proceso conocido como flameo inverso) y a veces la salida de la línea.

Sean hecho muchas investigaciones para evaluar el número de salidas de las líneas de transmisión, debido a fallas de apantallamiento y a flameo inverso. En el presente trabajo se darán a conocer algunos métodos empleados para el estudio y análisis de este tipo de fenómenos en la línea de transmisión Guavio – Tunal, haciendo una breve descripción de los métodos aquí empleados y de algunos otros existentes.

2.3.1. Salidas por falla de apantallamiento. La protección contra descargas directas exige apantallar los conductores de fase, tal que la descarga fluya a tierra, facilitando y adecuando el aislamiento. El término " FALLAS DE APANTALLAMIENTO " significa todas aquellas descargas eléctricas atmosféricas que pasando el cable de guarda, pueden o no causar la salida de la línea de transmisión al golpear un conductor de fase.

A través de muchos años de investigación, realizadas en países Europeos y en los Estados Unidos de Norteamérica para lograr un apantallamiento adecuado en líneas de transmisión con diferentes geometrías de torres y diferentes zonas de actividad atmosféricas, fueron elaborados varios métodos para fijar el comportamiento del apantallamiento ante este tipo de fenómenos, pudiéndose establecer dos grupos: los métodos empíricos y los métodos analíticos.

Los métodos empíricos son el resultado de investigaciones de campo; los analíticos son deducidos a partir de la teoría de campos electromagnéticos producidos en el sistema eléctrico. Los métodos de ambos grupos permiten predecir las fallas totales del apantallamiento y las salidas de las líneas de transmisión debido a ellas. Algunos de los métodos son: el método de Brown y el método de Whitehead; el método de Burgsdorf – Kostenko y el método Simplificado de los Dos Puntos, los cuales se describirán más adelante.

El método de Brown determina la tasa de fallas del apantallamiento como una función solo de la máxima distancia de impacto, la cual es gobernada por la configuración de la línea y por la altura de la misma. El número de salidas por la falla del apantallamiento es función de la configuración y del nivel básico de aislamiento (BIL) de la línea , y depende fuertemente de la distribución estadística de alturas a lo largo de la línea; también tiene en cuenta una frecuencia de distribución de la magnitud de la corriente de descarga; el método utiliza o aproxima tales distribuciones.

El método analítico de Whitehead es muy interesante y ha sido verificado y sustentado con investigaciones de campo a gran escala. Utiliza el concepto de apantallamiento efectivo, dando una metodología para localizar el cable de guarda teniendo en cuenta el

ángulo de incidencia de la descarga eléctrica atmosférica. El análisis para evaluar la tasa de salidas de la línea por falla del apantallamiento parte del concepto de distancia de impacto al cable de guarda, al conductor de fase y a tierra (por medio de un factor que tiene en cuenta lo boscoso, lo labrantío o arborizado que sea el terreno), y desarrolla curvas para hallar esta tasa como función de la altura de la línea, nivel básico de aislamiento y ángulo de apantallamiento. Es interesante observar que el método no establece claramente la frecuencia de distribución de magnitud de corriente de descarga eléctrica atmosférica.

2.3.1.1. Método de Burgsdorf – Kostenko. El método fue desarrollado por ingenieros Rusos con base en extensos registros de campo tomados en líneas de transmisión (Capítulo 5.). Inicialmente, Burgsdorf dedujo una distribución probabilística de falla de apantallamiento como función únicamente del ángulo de apantallamiento. Kostenko, Polovoy y Rozenfel, reexaminaron los datos y notaron que la altura del cable de guarda en la torre, también tenía influencia en la probabilidad de falla del apantallamiento, proponiéndose entonces:

$$LogP(\theta_S) = \left(\frac{\theta_S * \sqrt{H_w}}{90} \right) - 2 \qquad \text{ec.}(2.31)$$

Donde:
P (θ_S) = probabilidad de falla del apantallamiento, expresada en %
θ_s = ángulo de apantallamiento, expresado en grados
H_w = altura del cable de guarda en la torre, expresada en metros

Para determinar el número de fallas del apantallamiento se debe tener en cuenta el número de descargas a la línea por año, el cual es directamente proporcional al nivel isoceráunico de las zonas por donde pasa la línea y de la altura del cable de guarda en la torre; y que esta dado por la siguiente expresión:

$$N_L = \frac{2.7*(N.I.)*H_w}{30} \qquad \text{ec.}(2.32)$$

Donde:
N_l = número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año
N.I. = nivel isoceráunico de la zona
H_w = altura del cable de guarda en la torre, expresada en metros

Ahora sí, el número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año (N_{FA}), estaría dado por la expresión:

$$N_{FA} = N_L * P(\theta_S) * 10^{-2} \qquad \text{ec.}(2.33)$$

Sin embargo, solo una porción de fallas del apantallamiento llegan a la formación de arco en el aislamiento. La magnitud de la corriente crítica que podría causar este flameo, esta dada por la expresión:

$$I_C = \frac{2*BIL}{Z_C} \qquad \text{ec.}(2.34)$$

Donde:
I_C = magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios
BIL = nivel básico de aislamiento, expresado en kilovoltios

Z_C = impedancia característica del conductor de fase, expresada en ohmios
El método da además una fórmula para encontrar la probabilidad con la cual una descarga excederá la magnitud de la corriente crítica, que esta expresada de la siguiente manera:

$$LogP(I_C) = 2 - \frac{I_C}{60} \qquad \text{ec.}(2.35)$$

Donde:
P (I_C) = probabilidad de exceder la corriente crítica, expresada en %
I_C = magnitud de la corriente crítica, expresada en kiloamperios

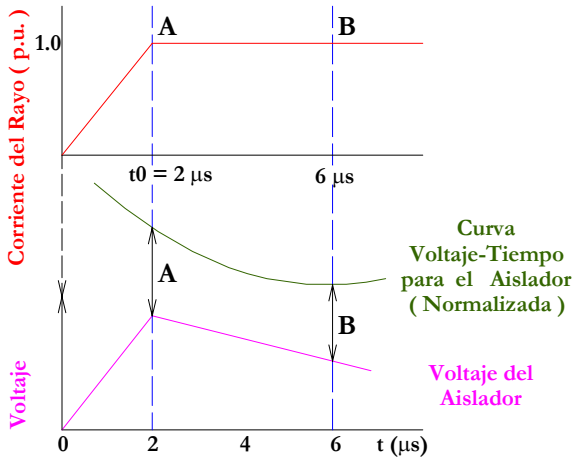
Finalmente, el número de salidas de la línea por falla del apantallamiento, debido a la formación de arco en el aislamiento, está dado por la expresión:

$$n = N_{FA} * P(I_C) * 10^{-2} \qquad \text{ec.}(2.36)$$

Donde:
N = número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año
N_{FA} = número de fallas del apantallamiento por 100 kilómetros por año
P (I_C) = probabilidad de exceder la magnitud de la corriente crítica, expresada en %

2.3.1.2. Método simplificado de los dos puntos I.[20] El método simplificado de los dos puntos, es un método de carácter estadístico, que describe una metodología para el cálculo de las fallas relacionadas con el apantallamiento de las líneas de transmisión (Capítulo 3.), y se complementa con un método de evaluación del número de salidas de las líneas causadas por el fenómeno de flameo inverso. Los parámetros básicos que aparecen en la evaluación de las fallas del apantallamiento y del fenómeno de flameo inverso por descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión, se dividen en: parámetros de incidencia como lo son los rayos sobre las torres y parámetros de respuesta como son las tensiones inducidas en la línea.

Figura 68. Corriente del rayo representada como una simple función rampa. Tensiones a través del aislamiento evaluada en solo dos puntos

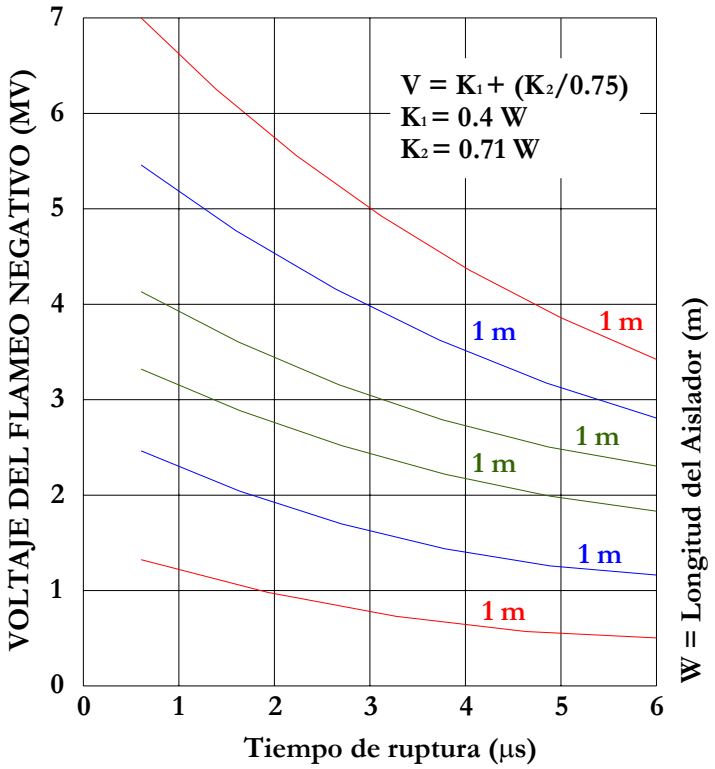


Fuente: Boletín número 9. Electroporcelanas Gamma S.A.

[20] GARCÍA LEÓN, Jairo. Método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas. Medellín: GAMMA, Vol.9, p.1-2.

Para este método la onda normalizada del rayo se toma como una función rampa con un tiempo de cresta igual a 2 microsegundos y con la parte superior aplanada como se indica en la figura 68.
La curva de Tensión vs Tiempo corresponde a la curva normalizada según CIGRE para flameos en el aislamiento de la línea como se muestra en la figura 68. y la figura 69.

Figura 69. Curva CIGRE de Tensión vs. Tiempo para flameo del aislamiento de la línea.



Fuente: Boletín número 9. Electroporcelanas Gamma S.A.

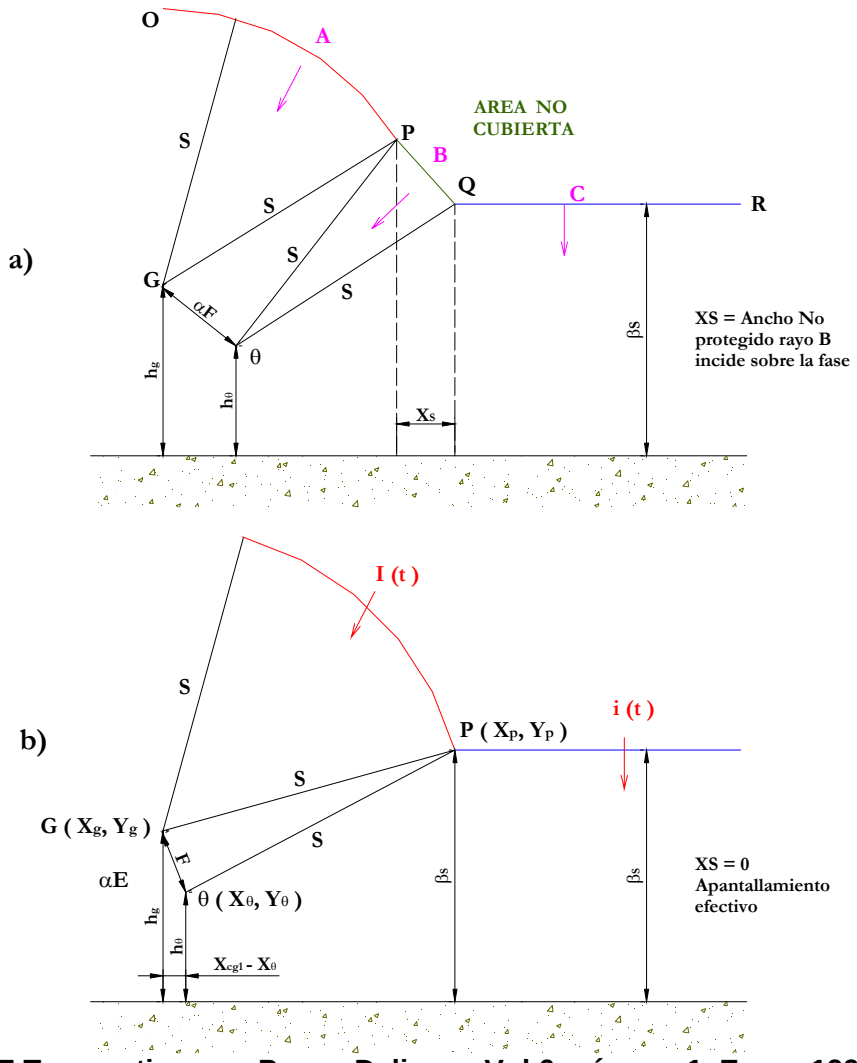
La entrada a la curva de Tensión vs Tiempo se realiza en solo dos puntos. La figura 68. muestra la corriente del rayo en por unidad, así como la onda normalizada y los dos puntos A y B en los cuales se evalúa la corriente crítica del rayo requerida para penetrar con la tensión del aislamiento en la curva normalizada.

En este método, la corriente crítica se evalúa para el tiempo de cresta de 2 y 6 microsegundos. El menor de los dos valores se utiliza para evaluar la tasa de salidas para una fase dada. Se considera también, que los flameos que ocurren más allá de los 6 microsegundos son poco frecuentes debido al aplanamiento de la curva de tensión vs tiempo del aislamiento.

2.3.1.2.1. Mecanismos de generación de fallas del apantallamiento por descargas atmosféricas. Cuando el rayo cae directamente sobre un conductor de fase, incidiendo verticalmente sobre este. En la figura 70. se puede observar que el rayo A golpeará solamente sobre el cable de guarda, dado que para cualquier punto sobre el arco OP de

protección que brinda el apantallamiento, la distancia al conductor de fase será siempre mayor que el radio (S) de éste arco.

Figura 70. Modelo electrogeométrico para análisis de fallas por apantallamiento



Fuente: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 6, número 1, Enero 1991

El rayo C solo podrá incidir sobre los conductores de fase a una distancia βS ya que para cualquier punto sobre la distancia que se encuentra fuera de la región protegida por el arco de protección, la distancia al conductor de fase es muy grande ($\beta = 0.8$ para líneas EHV). El rayo B, tan pronto alcanza el arco PQ del área no cubierta, solo podrá saltar hacia el conductor de fase más exterior. El ancho de la zona no protegida (X_s), es una zona en la cual los rayos que normalmente alcanzarían la tierra incidirán en cambio sobre el conductor de fase.

Para lograr un apantallamiento efectivo $X_s = 0$, como se muestra la figura 70. (b), la coordenada del conductor de fase se toma como referencia (igual a cero y se calcula la coordenada X_g negativa por estar el cable de guarda localizado a la izquierda de la fase).

Para la evaluación del número de salidas se toma el conductor de fase más expuesto y se calcula tensión crítica de flameo de su aislamiento (kV) para 6 microsegundos. Igualmente se calcula la impedancia al impulso del conductor de fase teniendo en cuenta el efecto corona. Con esta información se obtiene la corriente mínima del rayo sobre el conductor de fase necesaria para que haya flameo en su aislamiento. Con base en la corriente mínima se obtiene la distancia de atracción mínima del rayo para el conductor de fase más expuesto, $S_{mín}$ con la cual se calcula el ancho de zona no protegido (X_s).

Si la distancia de atracción se incrementa, el arco del área no cubierta PQ decrece. Cuando S es muy grande PQ se hace igual a cero y la figura 70.(a) y 70.(b) son equivalentes. Este valor de distancia de atracción se define como la distancia mínima de atracción y corresponde al máximo valor de corriente del rayo ($I_{máx}$), que puede causar flameo. En estos términos solos los rayos con valores de corriente $I_{mín}$ e $I_{máx}$ podrán causar flameos por falla del apantallamiento del cable de guarda de acuerdo con la teoría electromagnética. El número de fallas por apantallamiento por 100 kilómetros por año (N_{SF}), se obtiene con base en el número de rayos que pueden causar flameos (N_L) y de las probabilidades máximas y mínimas de que se presenten las corrientes mínima y máxima necesarias para que ocurra falla del aislamiento del conductor de fase más expuesto.

$$N_{SF} = N * \frac{X_s}{2} * \left(P_{MÍN} - P_{MÁX}\right) \qquad \text{ec.}(2.37)$$

Donde:
N_{SF} = número de fallas de apantallamiento por 100 kilómetros por año
N = número de descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año
X_S = ancho del área no protegida, expresada en metros
$P_{mín}$ = probabilidad de que el pico de corriente en el rayo pueda exceder el valor de la corriente de descarga mínima, expresada en kiloamperios
$P_{máx}$ = probabilidad de que el pico de corriente en el rayo pueda exceder el valor de la corriente de descarga máxima, expresada en kiloamperios

La anterior formulación es valida solo para un cable de guarda y un conductor de fase. Puede ocurrir que otros conductores de fase estén también expuestos o que un conductor de fase este expuesto a ambos lados. En estos casos cada tasa por fallas del apantallamiento, se suma separadamente para hallar la tasa total, la cual debe sustraerse del número total de rayos sobre la línea (N_L), para obtener el número de rayos a ser utilizados en el cálculo de número de fallas por flameo inverso.

2.3.2 Salidas por flameo inverso.[21] Para evaluar la tasa de salidas de la línea por flameo inverso, fueron propuestos en el pasado, varios métodos que determinaban los voltajes transitorios por descarga, pero que fueron obstaculizados por el conocimiento incompleto de las características del rayo y por la simplificación extrema que se hizo de la respuesta del sistema golpeado por la descarga. Las investigaciones continuaron y fue posible realizar nuevos métodos y mejorar los ya existentes siendo necesario en ellos la utilización de paquetes informáticos especializados. En las nuevas metodologías, el

[21] ARTEAGA G. DIAZ B. y LOPEZ F. Op.cit. Estudio analítico y estadístico del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión a 220 kV en Colombia. p66-86.

cálculo del número de salidas se hace generalmente en dos etapas: cálculo del voltaje de flameo inverso y ya con él se averigua el número de salidas de la línea de transmisión por esta causa.

Algunos de los métodos actuales más usados para obtener el voltaje de flameo inverso se basan en la teoría de campos electromagnéticos, en la técnica de modelos geométricos y en la teoría de ondas viajeras. En el método de campos electromagnéticos se considera una simplificación de la estructura y el análisis se hace solamente para el caso de impactos en el tope de la torre; el voltaje inducido se determina en intervalos de tiempo por medio del campo eléctrico que induce el impacto y de las corrientes del cable de guarda a lo largo de una ruta cerrada, que incluye la ruta probable del flameo (cadena de aisladores y espacios de aire) y ciertas porciones de torre y conductor de fase.

El método de los modelos geométricos determina el voltaje a través de la cadena de aisladores ó los campos electromagnéticos presentes alrededor de la estructura, inducidos por la corriente de impacto, por medio de lecturas sobre modelos a escala de las líneas de transmisión, sometidos a impulsos que simulan las descargas atmosféricas. Estos modelos se construyen con el mismo acero de las torres y tan fielmente como sea posible.

El cálculo de tensiones sobre el aislamiento por medio de ondas viajeras, tiene en cuenta la resistencia de puesta a tierra, impedancia característica de la torre, la impedancia del cable de guarda, disposición de los conductores mediante el factor de acople y la magnitud y tiempo de frente de la corriente de descarga. Este método se describirá más adelante.

Después de calculado el voltaje por flameo inverso en una línea de transmisión, se toma este valor para encontrar la corriente necesaria que produciría el flameo en el aislamiento y hallar las salidas de operación de la línea. El comportamiento de la línea se puede evaluar analíticamente mediante las metodologías de Ondas Viajeras - Anderson, Brown y Monte Carlo. Además, este fenómeno se puede evaluar por método estocástico, los cuales se explicarán a continuación.

Los métodos de Anderson y Brown emplean el método de ondas viajeras para calcular la tensión que produce el flameo en el aislamiento. Esta tensión es crítica cuando la onda de sobrevoltaje desciende por la torre inicialmente y pasa por el punto de la estructura frente al conductor de fase. Los métodos tienen en cuenta el efecto corona y desprecian el efecto de la carga en el canal de la descarga. Así mismo, se notan algunas diferencias entre los dos métodos, por ejemplo: Anderson asume un radio por efecto corona, solo considera una descarga a la torre, la distribución de puesta a tierra es promedia y la distribución de la magnitud de corriente es independiente de la tasa de corriente; Brown calcula el radio a partir de la tensión efectiva del efecto corona, la distribución de puesta a tierra es exponencial, la distribución de la magnitud de la corriente es conjunta con la tasa de corriente y la descarga la considera sobre la torre o a lo largo del vano. El método de Anderson se describirá posteriormente, como complemento al método de Ondas Viajeras.

El método de Monte Carlo se basa en la generación de valores aleatorios a partir de las distribuciones de frecuencia de los parámetros (magnitud de la corriente, pendiente del frente de onda de corriente, tiempo de pico, resistencia de puesta a tierra, impedancia de

la torre, voltaje de frecuencia industrial, etc...). Con los valores obtenidos, se realiza un número determinado (generalmente grande) de simulaciones, calculando los voltajes a través de la cadena de aisladores, y evaluando la eventualidad del flameo mediante comparaciones con el nivel básico de aislamiento (BIL). Si en una de las simulaciones este valor se supera, se contará como un flameo, siendo la relación entre el número de flameos calculados y el número total de simulaciones igual a la probabilidad de que se presente flameo cada vez que ocurra una descarga sobre la línea.

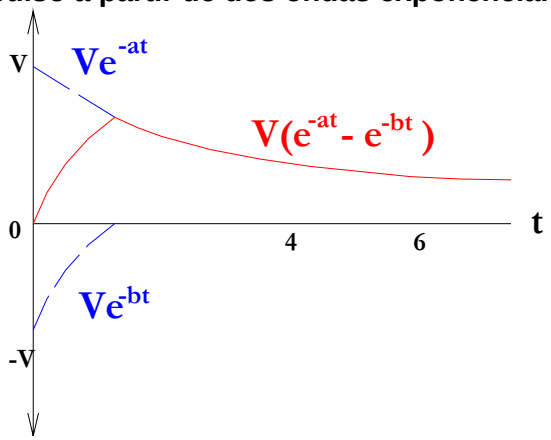
Finalmente, se utiliza el modelo de la banda de atracción (algunos autores prefieren utilizar el modelo electrogeométrico) para determinar el número de descargas a la línea, y el número de salidas por flameo inverso estimadas. El método estocástico, a diferencia del anterior no realiza simulaciones en forma aleatoria para evaluar la probabilidad de flameo, sino que escoge previamente los valores de los parámetros del problema a considerar, de tal forma que el total de los casos simulados represente la totalidad del espacio muestral. El número de salidas estimado se obtiene de forma similar a los casos anteriores, mediante el modelo de la banda de atracción.

2.3.2.1. Método de ondas viajeras. Como se desarrollará para la línea Guavio - Tunal en la primera parte del Capítulo 7., las ondas viajeras causadas por una descarga atmosférica pueden expresarse matemáticamente, en un punto fijo del espacio mediante la expresión:

$$v = V\left(e^{-at} + e^{-bt}\right) \qquad \text{ec.}(2.38)$$

Donde, (a y b) son cantidades finitas y reales y definen una onda de impulso, como la de la figura 71. a partir de dos ondas exponenciales. Esta forma la tienen las ondas de transitorios causadas por la descarga eléctrica atmosférica.

Figura 71. Onda de impulso a partir de dos ondas exponenciales



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

Cuando una corriente I (t) de descarga eléctrica golpea el extremo superior de la torre, como en la figura 72.; donde la impedancia característica Z_g equivalente del sistema cable de guarda, Z_t impedancia característica de la torre, R_t es la resistencia de puesta a tierra y asumiendo que la impedancia característica del canal de la descarga es muchísima mayor que la impedancia característica del sistema sobre el cual cae la descarga; la corriente I (t) se divide inversamente proporcional a la impedancia característica de las tres

trayectorias que parten desde la torre. La impedancia característica de la torre resultante de estas tres trayectorias conectadas en paralelo se puede expresar como:

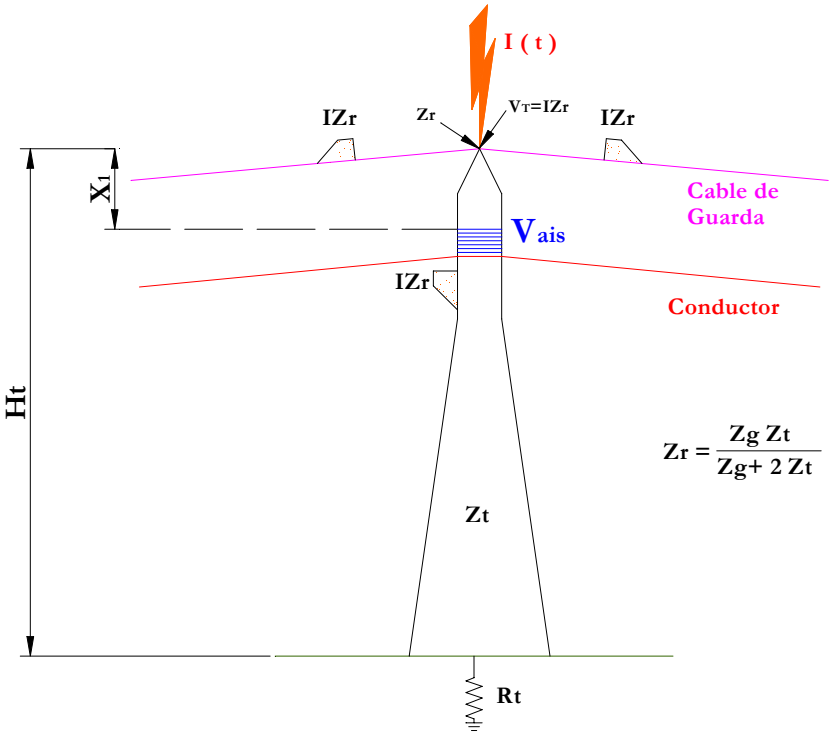
$$Z_r = \frac{Z_g * Z_t}{Z_g + (2 * Z_t)} \qquad \text{ec.}(2.39)$$

La tensión en extremo superior de la torre V_T, puede calcularse entonces multiplicando la corriente de descarga I (t) por la impedancia característica resultante:

$$V_T = I * Z_r \qquad \text{ec.}(2.40)$$

Este potencial origina tres ondas de tensión de igual tamaño que viajan por la torre y externamente por los cables de guarda desde ella.

Figura 72. Elementos básicos de la teoría de ondas viajeras



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

En general, en un punto de discontinuidad de impedancias, se tiene el siguiente comportamiento de las ondas de tensión y de corriente:

$$V_{tr} = V_i + V_r \qquad \text{ec.}(2.41)$$

$$I_{tr} = I_i + I_r \qquad \text{ec.}(2.42)$$

Donde:
V_{tr} = onda total resultante de tensión, expresada en kilovoltios
V_i = onda incidente de tensión, expresada en kilovoltios
V_r = onda reflejada de tensión, expresada en kilovoltios
I_{tr} = onda total resultante de corriente, expresada en kiloamperios
I_i =onda incidente de corriente, expresada en kiloamperios

I_r = onda reflejada de corriente, expresada en kiloamperios
Las ondas reflejadas de tensión y corriente estarían dadas por:

$$V_r = \left(\frac{Z_{rt} - Z_i}{Z_{rt} + Z_i}\right) * V_i \qquad \text{ec.}(2.43)$$

$$I_r = \left(\frac{Z_{rt} - Z_i}{Z_{rt} + Z_i}\right) * I_i \qquad \text{ec.}(2.44)$$

El factor determinado por las impedancias se denomina coeficiente de reflexión y estaría definido por:

$$\beta = \left(\frac{Z_{rt} - Z_i}{Z_{rt} + Z_i}\right) \qquad \text{ec.}(2.45)$$

Donde:
β= coeficiente de reflexión
Z_{rt} = impedancia resultante terminal, expresada en ohmios
Z_i = impedancia de la trayectoria de la onda incidente, expresada en ohmios
De igual manera, las ondas transmitidas por refracción estarían dadas por:

$$V_{rt} = \left(\frac{2 * Z_{rt}}{Z_{rt} + Z_i}\right) * V_i \qquad \text{ec.}(2.46)$$

$$I_{rt} = \left(\frac{2 * Z_{rt}}{Z_{rt} + Z_i}\right) * I_i \qquad \text{ec.}(2.47)$$

Donde el factor de impedancias se denomina coeficiente de refracción y quedaría defina así:

$$\alpha = \left(\frac{2 * Z_{rt}}{Z_{rt} + Z_i}\right) \qquad \text{ec.}(2.48)$$

Están ondas pueden ser representadas en diagrama espacio – tiempo o diagrama de celosía, la onda de tensión en la torre, se encuentra en la figura 73.

El eje horizontal representa la altura total de la torre y el eje vertical los tiempos, generalmente en microsegundos ó una escala adecuada. Los coeficientes β_j , β_c y α_j, α_c son los parámetros de reflexión y refracción en la base y en el tope de la torre respectivamente, para una onda proveniente de una descarga. La onda de tensión inicial V_T, desciende por la torre hacia la base y en el instante de llegar, una onda reflejada $\gamma*\beta_j*V_T$ comienza a ascender por la torre. El factor γ tiene en cuenta la atenuación de la onda en viaje completo de bajada y subida por la torre.

El coeficiente de reflexión en la base de la torre, esta dado por:

$$\beta_j = \left(\frac{Z_{rt} - Z_i}{Z_{rt} + Z_i}\right) = \left(\frac{R_t - Z_t}{R_t + Z_t}\right) \qquad \text{ec.}(2.49)$$

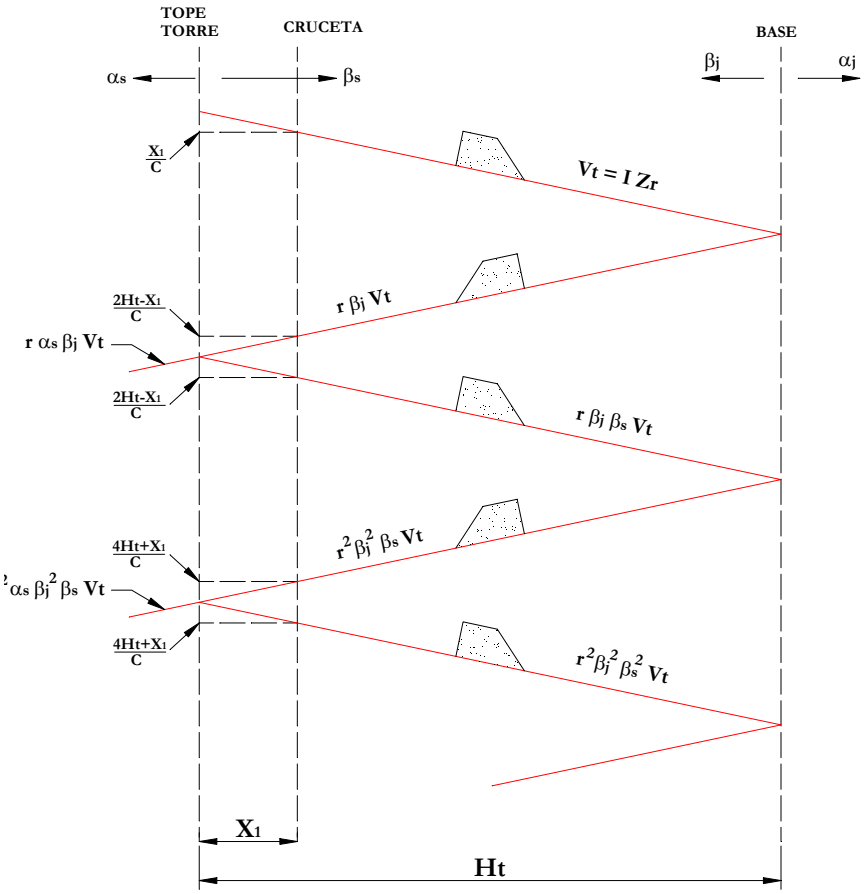
Es de notar que si la resistencia de puesta a tierra R_t, es más pequeña que la impedancia característica de la torre Z_t, la onda de voltaje reflejada cambiará su polaridad respecto a la onda incidente. Así, si por ejemplo, R_t= 0, entonces β_j= -1 indicando el cambio de

polaridad mencionado. Igualmente, el coeficiente de refracción de la onda que se transmitiría por la resistencia de la torre, esta dado así:

$$\alpha_j = \left(\frac{2*Z_{rt}}{Z_{rt}+Z_i}\right) = \left(\frac{2*R_t}{R_t+Z_t}\right) \qquad \text{ec.}(2.50)$$

Se puede ver que si $R_t = 0$, entonces $\alpha_j = 0$ que significa que no hay transmisión de la onda por la tierra.

Figura 73. Diagrama de celosía para evaluar la tensión a través del aislamiento de la torre.



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

Tan pronto como la primera onda reflejada retorna al extremo superior de la torre, una onda segunda onda reflejada se origina y su polaridad y magnitud dependerán de las impedancias características relativas del sistema cable de guarda y torre.
El coeficiente de reflexión en el tope de la torre estaría definido por:

$$\beta_s = \left(\frac{\left(\frac{Z_g}{2}\right)-Z_t}{\left(\frac{Z_g}{2}\right)+Z_t}\right) = \left(\frac{Z_g-(2*Z_t)}{Z_g+(2*Z_t)}\right) \qquad \text{ec.}(2.51)$$

Así mismo, parte de la onda que llega al extremo superior de la torre, es transmitida por los cables de guarda. El coeficiente de refracción esta dado por:

$$\alpha_s = \left(\frac{2*\left(\frac{Z_g}{2}\right)}{\left(\frac{Z_g}{2}\right)+Z_t} \right) = \left(\frac{2*Z_g}{Z_g+(2*Z_t)} \right) \qquad \text{ec.}(2.52)$$

Continuas ondas reflejadas se originan en su viaje descendente y ascendente por la torre, hasta que su energía se disipa.

Ahora bien, en forma sencilla, la tensión a través de la cadena de aisladores es igual al potencial de la cruceta que sostiene la cadena cuyo extremo coincide con la torre; el otro extremo de la cadena corresponde al conductor de fase y se presume que continua a potencial de tierra en el momento de la descarga atmosférica.

Puesto que la cruceta esta próxima al tope de la torre, su potencial en cualquier momento de acuerdo con el diagrama de celosía, se allá sumando algebraicamente las diferentes ondas que pasan por su punto de unión a la torre. Según la figura 73., se tiene entonces que:

$$V_{ais} = \left(\begin{array}{l} V_T*(1-C.F.)*\left(t-\left(\frac{X_1}{C}\right)\right)+\gamma*\beta_J*V_T*\left(t-\left(\frac{(2*H_t)-X_1}{C}\right)\right) \\ +\gamma*\beta_j*V_T*(\beta_C-(C.F.*\alpha_C))*\left(t-\left(\frac{(2*H_t)+X_1}{C}\right)\right) \\ +\gamma^2*\beta_j^2*\beta_S*V_T*\left(t-\left(\frac{(4*H_t)-X_1}{C}\right)\right)+\gamma^2*\beta_j^2*\beta_S*V_T*(\beta_C-(C.F.*\alpha_C))* \\ \left(t-\left(\frac{(4*H_t)+X_1}{C}\right)\right)+\gamma^3*\beta_j^3*\beta_S^2*V_T*\left(t-\left(\frac{(6*H_t)-X_1}{C}\right)\right)+\gamma^3*\beta_j^3*\beta_S^2*V_T* \\ (\beta_C-(C.F.*\alpha_C))*\left(t-\left(\frac{(6*H_t)+X_1}{C}\right)\right)+\cdots\cdots \end{array} \right) \qquad \text{e.c. } (2.53)$$

Donde, C.F. es el factor de acople entre conductor de fase y cable de guarda.

Este método da cálculos exactos de las tensiones sobre el aislamiento V_{ais}, debido a corrientes y cargas sobre las torres y cables de guarda con tiempos de frente de onda de 0.5 microsegundo o tiempos mayores.

2.3.2.2. Método de Anderson. Es aplicable cuando la descarga cae directamente sobre la torre o el cable de guarda en sus alrededores. El método usa algunos parámetros cuya forma de cálculo se explicó anteriormente y que por lo tanto aquí se obviarán, y en la segunda parte del Capítulo 7. se desarrollará aplicándolo a la línea Guavio – Tunal.

2.3.2.2.1. Distribución de descargas a torres y vanos. Se asume que el 60 % de las descargas eléctricas a las líneas (N_L) golpean a la torre o al cable de guarda en sus cercanías y el 40 % restante ocurre en el tramo.

$$N_t = 0.6 * N_L \qquad \text{ec.}(2.54)$$

Donde:
N_t = distribución de descargas por 100 kilómetros por año

2.3.2.2.2. Número de descargas a tierra. Anderson toma un valor de 0.25 para el coeficiente (K) de la siguiente ecuación:

$$N = K * \left(\frac{N.I.}{2.59} \right) = 0.09652 * N.I. \qquad \text{ec.}(2.55)$$

Donde:
N = número de descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año

2.3.2.2.3. Número de descargas interceptadas por la línea. Son aquellas que caen dentro de la banda de atracción (W) de la línea, la cual es función de la altura efectiva del cable de guarda $\left(\overline{H}_W\right)$.

2.3.2.2.4. Cálculo de impedancias características propias y mutuas de conductores. Debido al intenso efecto corona que cubre al cable de guarda al caer la descarga, Anderson asume un radio efectivo de 0.075 metros para el cálculo de su impedancia característica (Z_W), expresada en ohmios. Esta impedancia se encuentra en función de la altura del cable de guarda (H_W), así:

$$Z_W = 60 * Ln\left(\frac{H_W}{0.075} \right) \qquad \text{ec.}(2.56)$$

Se calculan además, la impedancia mutua entre cables de guarda (Z_{12}), la impedancia característica equivalente del cable de guarda (Z_g), la impedancia mutua entre cada cable de guarda y el conductor de fase a (Z_{1a} , Z_{2a}), respectivamente.

2.3.2.2.5. Factor de acople. Según consideraciones analizadas anteriormente, este se calcula mediante la ecuación anteriormente mencionada.

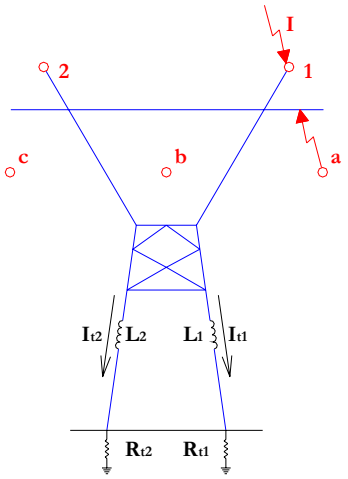
2.3.2.2.6. Cálculo de la tensión sobre la cadena de aisladores. El método emplea solo el primer término del voltaje sobre el aislamiento según la teoría de ondas viajeras, así:

$$V_{ais} = V_T * (1 - C.F.) \qquad \text{ec.}(2.57)$$

Donde:
V_{ais} = tensión de flameo sobre el aislamiento, expresada en kilovoltios
V_T = tensión en el tope de la torre, expresada en kilovoltios
C.F. = factor de acople

2.3.2.2.7. Cálculo de la corriente crítica. La figura 74., describe el proceso de flameo inverso cuan do la fase a de un circuito sencillo, configuración horizontal, flamea sobre la cruceta debido a una descarga directa a la torre. Las corrientes I_{t1} e I_{t2} son diferentes cuando las resistencias de puesta a tierra R_{t2} y R_{t1} son diferentes, sin embargo, ambas corrientes y resistencias de pie de torre se pueden considerar balanceadas, especialmente en terrenos rocosos.

Figura 74. Flameo inverso en una torre



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

En dicho caso, el circuito equivalente se muestra en la figura 75. Si los cables de guarda están localizados simétricamente, tal que fluya por ambos igual corriente de descarga, entonces:

$$I_{desc\arg a} = I_{crítica} = I_c = (2*I_1) + (2*I_2) + I_t \qquad \text{ec.}(2.58)$$

Como $I_1 = I_2$ entonces:

$$I_c = (4*I_1) + I_t \qquad \text{ec.}(2.59)$$

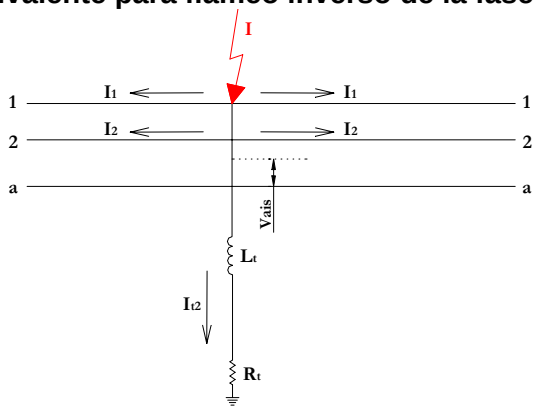
La corriente I_1 del cable de guarda, puede ser expresada en función del voltaje en el tope de la torre y de las impedancias, como:

$$I_1 = \left(\frac{V_T}{Z_{11} + Z_{12}}\right) \qquad \text{ec.}(2.60)$$

Reemplazando, la ecuación de tensión de flameo sobre el aislamiento en esta última tenemos:

$$I_1 = \left(\frac{V_{ais}}{(1 - C.F.)*(Z_{11} + Z_{12})}\right) \qquad \text{ec.}(2.61)$$

Figura 75. Circuito equivalente para flameo inverso de la fase a



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

La corriente que circula por la torre, puede ser expresada en función del voltaje en el tope y de la resistencia de puesta a tierra, despreciando la inductancia de la torre (L_t), debido a que su efecto sobre un posible flameo es mucho menor que el producido por la resistencia de pie de torre y la corriente que circula por la torre, entonces:

$$I_t = \frac{V_T}{R_t} \qquad \text{ec.}(2.62)$$

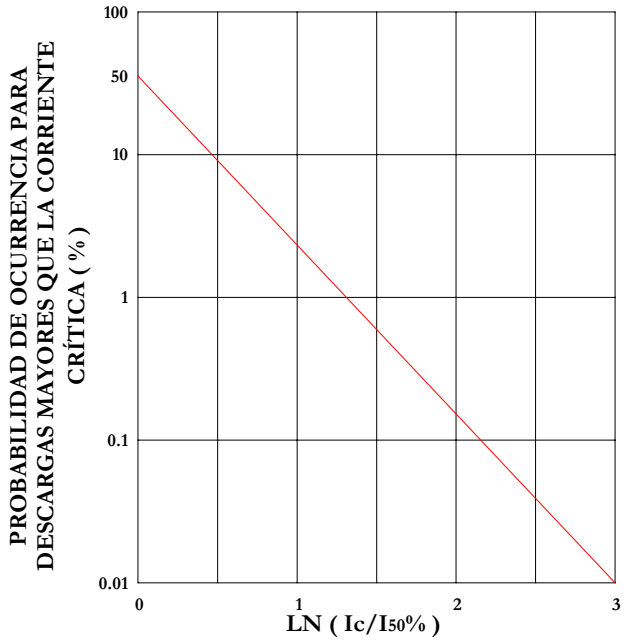
Reemplazando las dos anteriores ecuaciones en la ecuación de (I_c), tenemos:

$$I_c = \left(\frac{(4*V_{ais})}{(1-C.F.)*(Z_{11}+Z_{12})} \right) + \frac{V_T}{R_t} = \left(\frac{V_{AIS}*(Z_{11}+Z_{12}+(4*R_t))}{(1-C.F.)*(Z_{11}+Z_{12})*R_t} \right) \qquad \text{ec.}(2.63)$$

Donde:
I_c = corriente crítica de descarga requerida para causar flameo, expresada en kiloamperios
V_{ais} = tensión crítica de flameo sobre el aislamiento, expresada en kilovoltios
Z_{11} = impedancia característica del cable de guarda, expresada en ohmios
Z_{12} = impedancia mutua entre cables de guarda, expresada en ohmios
R_t = resistencia de pie de torre, expresada en ohmios
C.F. = factor de acople

2.3.2.2.8. Cálculo de la probabilidad de ocurrencia de corriente crítica. La probabilidad de que ocurra una corriente de descarga de magnitud I_c, se determina mediante la curva de Anderson (curva C) de la figura 44., para corrientes menores de 100 kiloamperios. Popolansky le da mayor probabilidad de ocurrencia a corrientes mayores de 100 kiloamperios, según la muestra la figura 76.; toma un valor medio de corriente $I_{50\%}$ de 25 kiloamperios.

Figura 76. Curva de Popolanski para evaluar la probabilidad de que la corriente crítica se exceda



Fuente: Arteaga y otros, tesis UNAL

2.3.2.2.9. Cálculo del número de salidas de la línea. El número de flameos de la línea de transmisión, tiene en cuenta el número de descargas a la torre y la probabilidad de que se exceda la corriente crítica. No todos los flameos causan salidas de la línea en líneas menores de 160 kilómetros con estructuras de acero, cerca del 85 % de los flameos causan salida; la relación se reduce casi al 50 % para longitudes mayores. Tomando este último caso; el número de salidas esta dado por:

$$n = 0.6*0.5*N_L*P(I_c)*10^{-2} = 0.3*N_L*P(I_c)*10^{-2} \qquad \text{ec.}(2.64)$$

Donde:
n = número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año
N_L = número de descargas a la línea por 100 kilómetros por año
P (I_c) = probabilidad de exceder la magnitud de la corriente crítica, expresada en %

2.3.2.3. Método simplificado de los dos puntos II.[22] En la primera parte del método se describió la metodología para evaluación de la tasa de salidas por fallas de apantallamiento en las líneas de transmisión. En este momento se resumirá el método de evaluación del número de salidas de la línea causadas por el fenómeno de flameo inverso y que se aplicará en el Capítulo 8. para la línea Guavio - Tunal.

Este mecanismo constituye el factor más común de inducción de sobretensiones por causa de descargas atmosféricas incidiendo sobre una línea de transmisión. Al fluir la corriente del rayo por la torre, se tienen los siguientes efectos:

- Elevación de la tensión con respecto a tierra de la estructura, producida por la descarga de corriente a través de la resistencia de pie de torre.

- Confirmación de un campo magnético variable con el tiempo entre la torre y los conductores de fase, causado por la circulación de corriente a través de la estructura.

Los dos efectos mencionados anteriormente, la corriente de descarga por un lado y el campo magnético variable del otro, y el hecho que las tensión de los conductores de fase permanece igual a la tensión anterior a la descarga atmosférica, hacen que se desarrollen tensiones netas entre la torre y los conductores de fase, proporcionales a la tasa de variación de la corriente del rayo incidente y con una forma de onda dependiente de las magnitudes de las dos componentes de tensión.

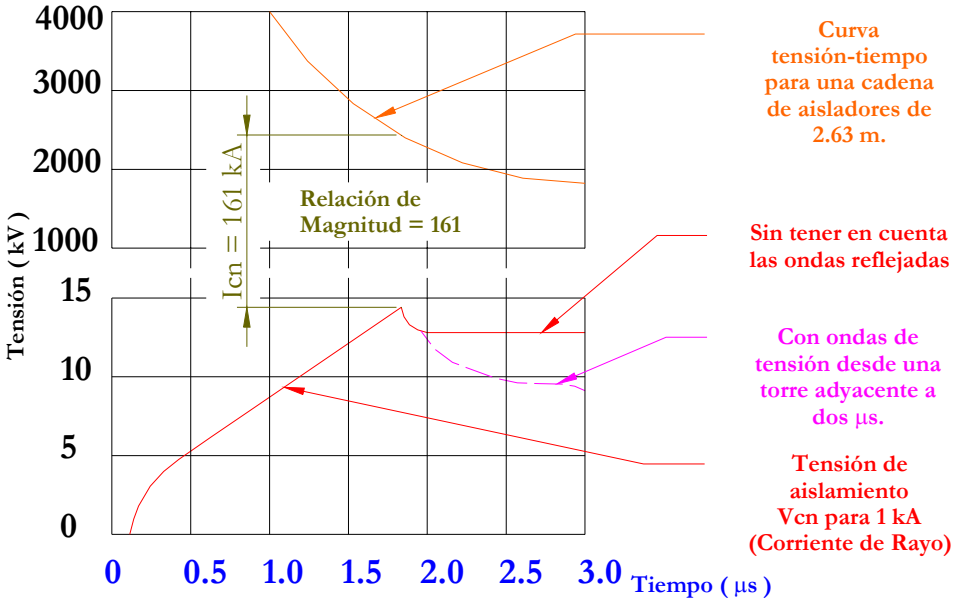
El método simplificado de los Dos Puntos tiene en cuenta los siguientes factores.

2.3.2.3.1. Ondas reflejadas. Las ondas reflejadas desde las torres adyacentes a la estructura sobre la cual (o muy cerca) incidió la descarga atmosférica. Estas ondas reflejadas reducen la tensión en la parte superior y por lo tanto la tasa de flameos.

En la figura 77., se presenta la tensión en por unidad del aislamiento según la curva Tensión vs Tiempo considerando o no, las ondas de tensión reflejadas.

[22] GARCÍA LEÓN, Jairo. Método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas. Medellín: GAMMA, Vol.10, p.1-2.

Figura 77. Tensión por unidad del aislamiento bajo la curva de Tensión - Tiempo



Fuente: Boletín número 10, Electroporcelana Gamma S. A.

2.3.2.3.2. Primera descarga del rayo. Las descargas subsiguientes (en el mismo rayo) no se consideran tan severas como la descarga inicial del rayo.

2.3.2.3.3. Ecuaciones de tensión. Las ecuaciones de tensión se simplifican por la selección de solo dos puntos de penetración: 2 y 6 microsegundos, como se muestro en la figura 68.

2.3.2.3.4. Factor de acoplamiento. La porción de la corriente del rayo fluyendo a través del cable de guarda induce una tensión sobre cada fase, denominada Tensión de Acople. La proporción de la tensión total inducida sobre la fase n, a la tensión en la parte superior de la torre se conoce como factor de acoplamiento (k_n) y se calcula con base en las impedancias de impulso propia de los cables de guarda y de las impedancias mutuas entre los cables de guarda y los conductores de fase. Entre mayor sea k_n (cable de guarda muy cercano al conductor de fase), menor será la tensión impulso a través del aislamiento de la fase n.

2.3.2.3.5. Efecto de las tensiones a baja frecuencia. Puesto que la presencia de estas tensiones puede incrementar el número de salidas observadas, es necesario incluir su efecto en el cálculo de la corriente de rayo crítica necesaria para que ocurra flameo, para posteriormente determinar la probabilidad de ser excedida, que conjuntamente con el número de rayos sobre la línea nos permitirán obtener el número de salidas por 100 km de línea por año, por causa del mecanismo de flameo inverso.

Se adopta la guía del EPRI: donde el 60 % de los rayos inciden sobre la torre o tan cerca que pueden considerarse como " torre sobre la cual caen los rayos ". El restante 40 % caerá lejos de la torre y no se considerará su efecto.

$$N_T = 0.6 * (N_L - N_{SF}) \qquad \text{ec.}(2.65)$$

Donde:
N_T = número de rayos que inciden sobre la torre por 100 kilómetros de línea por año
N_L = número total de rayos a la línea por 100 kilómetros por año
N_{SF} =número total de rayos que causan falla del apantallamiento por 100 kilómetros por año

Para hallar el número de rayos sobre la torre por fase por 100 kilómetros por año se multiplica el número de rayos por 100 kilómetros por año efectivos (N_{SF}) sobre la torre, por el tiempo (%) durante la cual una fase es dominante. Para cada uno de los resultados se multiplica por la probabilidad P_I, y obtenemos el número de rayos que puedan causar flameo inverso (por fase). La suma de todos los valores obtenidos (por fase) nos proporcionara el número total de flameos por 100 kilómetros por año (N_{FI}), causados por el mecanismo de flameo inverso. El número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año (N_F), será:

$$N_F = N_{SF} + N_{FI} \qquad \text{ec.}(2.66)$$

2.4. AISLAMIENTO, PROTECCIÓN CONTRA RAYO, Y MODELOS DE ESPACIAMIENTO[23]

Es necesario un análisis preliminar de la línea Guavio – Tunal, para realizar un diagnostico real y dar solución a los posibles problemas que se estén presentando, para esto es necesario conocer primero una serie de conceptos que se desarrollarán en el presente Capítulo y su aplicación a la línea se realizará en el Capítulo 4.

2.4.1. Coordinación del aislamiento. La coordinación del aislamiento, es la selección de una estructura de aislamiento que resistirá los esfuerzos de tensión a que el sistema o los equipos serán sometidos. Hay tres diferentes esfuerzos de tensión a ser considerados cuando se determine el aislamiento y los requisitos eléctricos de espaciamiento para el diseño de líneas de transmisión de alto voltaje:

- voltaje del rayo
- voltaje de interrupción o suicheo
- voltaje de 60 Hz, llamado de operación a frecuencia industrial.

La probabilidad de sobretensión debe controlarse para que cualquier perturbación del sistema sea menor. El voltaje de impulso del rayo generalmente tiene valores elevados y tasas altas de voltajes de cresta.

El rango de tiempo de estos voltajes de cresta está cerca de 0.5 a 6 microsegundos. Aunque es impráctico proporcionar un nivel de aislamiento de impulso suficientemente alto para resistir el voltaje desarrollado cuando un conductor es golpeado por la fuerza de la corriente del rayo, la sobretensión del rayo puede ser controlada. Esto se hace localizando los cables de guarda para interceptar los golpes directos y desviar la corriente del rayo a tierra través de las torres de acero o a través de los cables de tierra soportados en las estructuras de los postes de madera. Esta desviación de corriente es llevada acabo por la coordinación de la cadena de aisladores y los valores de aislamiento en los

[23] FORR H. Transmission line design manual. Denver: Water Resourcers, 1980. p103-125

espacios de aire, y obteniendo una resistencia de paso suficientemente baja. En una región de intensidad promedio de tormentas de 30 tormentas diarias por año, una línea de transmisión será golpeada en promedio por 100 golpes directos por 161 km de línea por año. Los cables de guarda deben usarse en las líneas de transmisión para recibir estos golpes directos del rayo y proteger a los conductores.

Se espera que la corriente del rayo siga un camino a lo largo del cable de guarda, bajando por la torre, y a través de la resistencia de paso de la torre a tierra. La superficie total de la torre y el cable de guarda conectado lograrán un voltaje alto, principalmente debido a la resistencia de la corriente en la base de la torre. Una evaluación del espaciamiento de torres y conductores y configuración de cables de guarda para un diseño aceptable de protección contra rayo es basado principalmente en la teoría y la experiencia.

Los mayores factores que afectan el desempeño del rayo en una línea de transmisión son:

- Nivel isoceráunico
- Magnitud de la corriente del rayo y forma de onda
- Altura de la torre
- Resistencia de pie de torre
- Número y localización de cables de guarda (ángulo de apantallamiento de los conductores)
- Longitud del vano
- Espaciamiento en la mitad del vano entre conductores y cables de guarda
- Número de aisladores

Si la corriente de descarga permisible en la mitad del vano es mayor que dos veces la corriente de descarga permisible en la torre, la descarga en la mitad del vano puede causar sobretensiones en la torre. Para líneas de transmisión por encima de 345 kV, el aislamiento de la línea esta determinado principalmente por la tasa de sobretensiones del rayo. A 345 kV, el aislamiento de la línea puede ser dictaminado por cualquier consideración de sobretensión de interrupción o por la tasa de sobretensiones del rayo. Por debajo de 345 kV, las sobretensiones de interrupción llegan a ser el factor principal a considerar en las sobretensiones y controlará el diseño de aislamiento probablemente; sin embargo, la protección contra rayo no debe pasarse por alto. La probabilidad de sobretensión debido a la sobretensión de interrupción es una función de las características de aislamiento de la línea y de las sobretensiones esperadas. El número de aisladores usados pueden ser seleccionados para cumplir la probabilidad por sobretensiones de interrupción muy bajas.

La fuerza de sobretensión de interrupción impulso del aislamiento está basada en una prueba que ha sido hecha en simulaciones de torres dónde podrían hacerse los ajustes para duplicar casi cualquier forma de la torre. En los niveles de extra alto voltaje. Un incremento en la longitud del aislamiento no produce un aumento proporcional en la resistencia al poder de la sobretensión de interrupción. Por ejemplo, un incremento del 10 % en el número de aisladores no resulta en un incremento del 10 % en la resistencia al poder de la sobretensión de interrupción. Esto es debido a la distorsión del campo eléctrico causado por la proximidad de la superficie de la torre y es llamado el EFECTO DE PROXIMIDAD. Este efecto no aplica a impulsos de rayo, de modo que las consideraciones de las sobretensiones de interrupción dictarán los valores de

aislamientos para los niveles de EHV. La forma de onda para impulso de rayo y sobretensiones de interrupción son infinitas en número, pero han sido agrupadas para pruebas y para proporcionar datos básicos para uso en aislamiento. La forma de onda esta definida para dos parámetros:

- El tiempo de cresta, que esta en el intervalo entre el inicio del impulso y el instante en el que el voltaje alcanza su valor máximo.
- El tiempo de valor medio, que esta definido como el intervalo de tiempo entre el inicio del impulso y el instante en la cola del impulso, para que el voltaje sea la mitad del valor de cresta.

El tiempo de cresta es el principal parámetro que afecta los sobrevoltajes. El BIL (nivel básico de aislamiento al impulso) es basado en una forma de onda de 1.2 por 50 microsegundos. El tiempo de cresta de 1.2 microsegundos esta en el rango de una sobretensión típica de rayo de 0.5 a 6 microsegundos, de modo que la fuerza del impulso de rayo es usualmente coordinada con el BIL. La coordinación de las sobretensiones de interrupción que tienen un tiempo de cresta que oscilan de 50 a 2000 microsegundos, se sitúa para resistir entre el BIL y 60 Hz. A EHV y UHV la transmisión ha desarrollado una cantidad creciente de pruebas al aire libre de sobretensiones de interrupción impulso en torres de transmisión y equipos. Estas pruebas han dado como resultado para la coordinación del aislamiento de la línea y de sobretensiones de interrupción.

Dos tipos de operaciones de interrupción son de preocupación en la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión. Una es la energización de la línea sin voltaje inicial; la otra es la alta velocidad de los recierres siguiendo una línea de disparo. La última operación de interrupción es similar a la energización, pero estas pueden tener energía atrapada en la línea desde la apertura anterior. Los transformadores conectados a tierra normalmente disipan la carga de energía atrapada en el periodo de alta velocidad de los recierres, llegando a ser iguales a la energización. Las sobretensiones de interrupción varían con las características del interruptor, la longitud de la línea y el estado del sistema para el tiempo de interrupción.

El voltaje de la recuperación del circuito del interruptor construye a una proporción más rápida que la fuerza del medio dieléctrico de interrupción. Estos resultados en el momento del reestablecimiento a través del arco de los contactos de interrupción y pueden producir extremos voltajes sobre el sistema. Las resistencias son incorporadas en el momento de la apertura de un interruptor para ayudar a reducir la sobretensión de interrupción para líneas de EHV, a su vez, ayudan a reducir la sobretensión de interrupción requerida para el aislamiento de la línea. Algunas causas de sobretensiones de interrupción son:

- Energización y desenergización normal de la línea
- Altas velocidades de recierres en la línea
- Bancos de capacitores de interrupción, reactores en paralelo y circuitos de conductores
- Rechazo de carga
- Interrupción fuera de fase
- Reinserción de capacitores en serie
- Corriente de corte

Los sobrevoltajes a frecuencia industrial son causados por una condición anormal la cual existe hasta que un cambio en el sistema modifique o elimine la condición, como:

- Voltaje bajo falla en la fase durante una falla fase a tierra
- Rechazo de carga
- Extremo abierto de una línea larga energizada (efecto Ferranti)
- Ferro resonancia

Aunque el espaciamiento necesario para el voltaje a frecuencia industrial es mucho menor que la sobretensión de interrupción o rayo, en el espaciamiento es muy sensible al ángulo de balanceo de aislador creado por el viento. Los datos de los vientos extremos durante tormentas y sus frecuencias de ocurrencia son necesarios para determinar el espaciamiento eléctrico en el aislamiento a frecuencia industrial. En el diseño de líneas de transmisión, hay dos aislamientos básicos para ser considerados, la cadena de aisladores y el aire. El ángulo de balanceo del aislador depende del diámetro de fuerza (peso) proporción del conductor, y la proporción del vano viento en el punto más bajo del vano.

Las consideraciones deben darse para cada uno de los tres tipos de voltaje de fuerza: 1. impulso del rayo, 2. sobretensión de interrupción, 3. frecuencia de servicio. El desempeño de la sobretensión de interrupción está basado en la probabilidad de sobretensión siguiendo la operación del circuito del interruptor. El desempeño del rayo es moderado por el número de disparos por 161 kilómetros de línea por año. El desempeño de la frecuencia industrial es moderado por lo que se refiere al intervalo de la repetición media.

La oficina de diseño de postes de madera se basan en valores de la coordinación de aislamiento impulso de los aisladores con el mínimo espacio de aire entre el conductor y la estructura con una presión de viento de 0.19 kilopascales y 15.5 ºC. En estructuras de acero el aislamiento impulso y el espacio de aire de espaciamiento para la estructura son coordinados por los ángulos de disparo de la cadena de aisladores causados por una presión de viento de 0.19 kilopascales y 15.5 ºC en los conductores, y por ángulos de disparo de 30º, o cualquiera que sea mayor. Para completar la coordinación, el espaciamiento en la mitad del vano entre los cables de guarda y los conductores debe hacerse suficiente para que la sobretensión entre los cables de guarda y los conductores para que no ocurra sobretensión en la estructura. La separación en la mitad del vano debe ser mayor que en la estructura debido a la impedancia de los cables de guarda. Ver el numeral 2.4.2. para espaciamiento mínimo en mitad del vano. Para que el aislamiento resista debe coordinarse a través de la cadena de aisladores y el espacio de aire. Factores incluidos en una evaluación de la resistencia del aislamiento de una cadena de aisladores son:

- Voltaje máximo de operación del sistema
- Factor cresta de la onda
- Máxima sobretensión de interrupción
- Fuerza del aire para sobretensiones de interrupción en relación a la fuerza del impulso de los aisladores, o la proporción de impulso crítico para resistir sobrevoltajes de interrupción.
- Porcentaje de asignación echa entre la fuerza del voltaje y la sobretensión crítica del aire, o porción de la resistencia a la sobretensión crítica

- Contaminación atmosférica
- Densidad de aire no estándar (altitud)
- Máximo voltaje de falla en las fases bajo falla
- Factor de seguridad

El máximo voltaje de operación puede variar, pero un 5% de sobrevoltaje es aceptado para éste límite. El factor de cresta de la onda es de $\sqrt{2}$. La máxima sobretensión de interrupción varía con las características del interruptor, la longitud de la línea, y del estado del sistema en el tiempo de interrupción. La variación en el sobrevoltaje de interrupción puede ser descrita por una distribución estadística. Esto es, tomando los valores de la magnitud de sobretensión para todas las situaciones de interrupción y pesando estos valores por su frecuencia de ocurrencia. Para ser más conservativo, es probablemente satisfactorio para usar la primera o segunda situación de interrupción que produce los valores de sobretensión más altos. La fuerza del aislamiento de la cadena de aisladores y de los espacios de aire son descritos por la distribución de fuerzas determinadas por los datos de prueba en una torre de escala completa. Esta distribución varía dependiendo de la proximidad de superficies conectadas con tierra, humedad y presión barométrica.

Normalmente se usa 1.175 como la proporción de la fuerza impulso del aire para las sobretensiones de interrupción. Algunos diseñadores prefieren usar en 3 – sigma como una proporción entre la resistencia y la sobretensión crítica, pero ya que sigma es una variable dependiente de la longitud del espacio, de la forma de onda, y de la configuración del espacio, nosotros hemos fijado el 17.5 % como un valor en la coordinación. Un factor de 1.1 es usado para atmósferas contaminadas. Se agrega un factor de altitud para aire no estándar dependiente en la elevación de la línea de la transmisión dada sobre el nivel del mar. Un factor de 1.5 para atmósferas contaminadas, 1.2 para el máximo voltaje de falla en fases bajo falla, y un factor de seguridad de 1.25 son usados cuando se examina la fuerza del aislamiento para sobretensiones a frecuencia industrial.

Para líneas de transmisión a 115 kV, la construcción en postes de madera, una unidad extra de aisladores es sumada para permitir una unidad defectuosa. Para estructuras en acero a 115 kV se suman dos unidades extras; para la construcción en acero a 230 kV, se suman dos unidades extras, una para la posibilidad de una unidad defectuosa y una para el mantenimiento de línea en caliente; y para la construcción en acero a 345 kV, una unidad extra se suma como una combinación de una unidad de seguridad por una unidad defectuosa y por mantenimiento de línea en caliente. Esta unidad extra ha demostrado ser muy valiosa por que ellos permiten seguridad en el mantenimiento de línea en caliente. Tales sobretensiones y salidas no son sólo frustrantes, pero ellos son costosos para la entidad eléctrica y deben tomarse dentro de las consideraciones en el diseño original.

Las tablas 1, 2 y 3 del Apéndice B del Transmission Line Design Manual, muestran ejemplos de selección de aislamiento para los tres voltajes diferentes. Estas tablas muestran que el límite de elevación permisible es gobernado por los valores de las sobretensiones de interrupción impulso. Los más bajos de los dos límites de elevación mostrados en las tablas pueden ser usados para el diseño propuesto. La unidad de aislador extra previamente discutida para el mantenimiento de línea en caliente y posible unidad defectuosa, puede no ser incluida en los cálculos mostrados en las tablas. Si una

línea de transmisión es operada básicamente para problemas, entonces la coordinación de aislamiento es una necesidad. Algunos diseñadores, para reducir costos iniciales de líneas o debido a la falta de datos reales, escogen para ignorar algunos factores tal como la coordinación de aislamiento que resultan en líneas que tienen muchas salidas inexplicables. Tal diseño no es económico cuando se considera sobre un periodo de tiempo. La coordinación de aislamiento es discutida en la numeral 2.4.3.

2.4.2. Protección contra rayo. Fortescue en 1930 adelantó la teoría que las líneas de transmisión pueden ser protegidas de las descargas directas del rayo. Anterior a este tiempo, las líneas de transmisión eran diseñadas en base a una suposición de descarga inducida; es decir que una nube cargada en la vecindad de una línea de transmisión, acompañada con su gradiente de voltaje a tierra, habría una carga en la línea. La descarga de la nube para cualquier otro objeto en una línea de transmisión, descarga este límite de carga, el cual era entonces libre de viajar a lo largo de la línea buscando un camino a tierra. Sin embargo, el gradiente de voltaje inducido que aparecen cerca en las líneas durante la descarga del rayo ha demostrado ser demasiado bajo para considerar el daño a las líneas. La teoría de la descarga directa es ahora generalmente aceptada para las líneas de alto voltaje. La protección completa contra las descargas directas requiere una protección para impedir al relámpago golpear los conductores eléctricos, junto con el aislamiento adecuado de las estructuras y los medios de evacuación adecuados que faciliten que la descarga pueda evacuarse a tierra sin afectar los conductores.

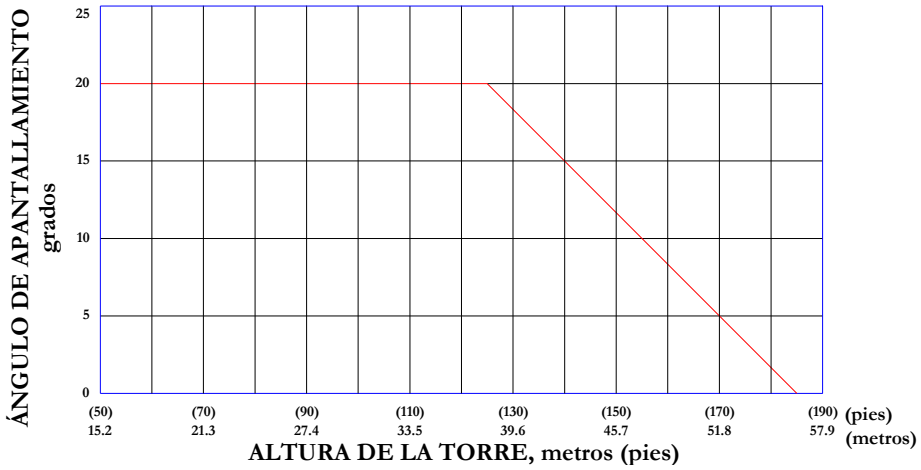
Los métodos de protección no permiten la formación de arco desde los conductores de la línea a tierra. Una alternativa del método de no protección por los dispositivos auxiliares, tal como tubos protectores o neutralizar fallas a tierra, permitan formarse arco entre la estructura a tierra y los conductores pero provistos de medios para extinguir el arco sin interrumpir el circuito de la línea. Los cuatro requerimientos básicos para el diseño de una línea basada en la teoría de la descarga directa son:

1. Cables de guarda con suficiente resistencia mecánica deben ser localizados adecuadamente, protegiendo los conductores de la línea de la descarga directa
2. Adecuado espaciamiento de los conductores de fase por las torres o la tierra debe mantenerse para que la efectividad completa de la estructura aislante pueda obtenerse
3. Adecuado espaciamiento desde los cables de guarda a conductores deben mantenerse, especialmente a mitad de vano, para prevenir sobretensiones en los conductores por voltajes sobre los niveles de protección de voltaje usados en el diseño de la línea
4. La impedancia de pie de torre tan baja como económicamente sea posible.

Para encontrar el primero de estos requerimientos, debe usarse dos cables de guarda en toda la línea usando estructuras en H construidas en postes de madera y generalmente en todas las líneas con torres de acero. Para construcciones estándar los cables de guarda normalmente no son usados en líneas de 46 kV o menos. En líneas de 69 kV los cables de guarda son usados para una distancia de 0.8 kilómetros en cada dirección desde las subestaciones o en la longitud completa de la línea. En líneas de 115 kV y mayores, los cables de guarda normalmente son usados para toda la longitud de la línea. En líneas de transmisión para voltajes superiores incluidos 161 kV, 7 hilos de 3/8” galvanizado en acero de alta resistencia son usados como cables de guarda. En 230 kV y

líneas superiores, 7 hilos de ½" en acero galvanizado de alta resistencia son usados como cables de guarda. En líneas donde la carga de hielo es muy fuerte, el espesor radial de hielo de una pulgada o mayor, ocurren para un vano extra largo, esto es deseable para usar cables de guarda en acero de extra alta resistencia para que la carga extra fuerte pueda llevarse sin excesivo pandeo. En áreas cercanas a las costas del mar, donde la salinidad ocurre, y en otras áreas teniendo una contaminación atmosférica, es deseable para usarse mas material resistente a la corrosión tal como cables de guarda de Alumoweld. El orden para posicionar los cables de guarda para proteger adecuadamente los conductores, las líneas en postes en madera pueden ser extendidas bastante alto proporcionar un cono de protección tangente a la estructura a 30º. Esto significa que una línea recta dibujada a través del cable de guarda y el conductor externo debe hacer un ángulo máximo de 30º con la vertical. En las torres de acero los cables de guarda deben localizarse para dar un ángulo máximo de protección de 20º. Donde el terreno es blando en una línea de transmisión el ángulo de protección debe ser reducido manteniendo el orden de un ángulo menor que 30º para líneas en postes de madera, y menores que 20º para líneas en torres metálicas. Estos ángulos pueden ser entre una línea a través de los cables de guarda y el conductor externo, y una línea perpendicular a la superficie de la tierra.

Figura 78. Reducción del ángulo de protección contra rayo según la altura de la estructura



Fuente: Transmission Line Design Manual

Si las torres de acero exceden 38.1 metros de altura el ángulo de protección puede ser reducido como se indica en la figura 80., para mantener un adecuado espaciamiento entre la estructura y los conductores, la distancia del espacio de aire entre cualquier conductor y la estructura puede ser suficiente para coordinar el sobrevoltaje impulso del espacio de aire y del aislamiento usado en la estructura, bajo las condiciones en que el rayo probablemente pueda ocurrir. Casi todas las tormentas eléctricas ocurren a temperaturas entre –1ºC y 32ºC, y probablemente no tienen una ocurrencia simultánea con grandes vientos. Por consiguiente la oficina de diseños se basan en coordinación del aislamiento impulso con valores de los aisladores con espacio de aire mínimo entre el conductor y la estructura con una presión de viento de 0.19 kilopascales a 15.5 ºC. En estructuras de postes de madera que tienen cables a tierra que bajan por el poste, el espaciamiento es medido entre el conductor y el cable de tierra del poste.

En estructuras metálicas el aislamiento impulso y el espacio de aire (espaciamiento) para la estructura, están coordinados por el ángulo de disparo de la cadena de aisladores en suspensión causados por una presión de viento de 0.19 kilopascales en los conductores a 15.5 ºC o por ángulo de disparo de 30º, o cualquiera que sea mayor. Para completar la coordinación el espaciamiento en la mitad del vano entre los cables de guarda y los conductores debe hacerse bastante grande para que la sobretensión entre los cables de tierra y los conductores no ocurra antes de la sobretensión en la estructura. Porque de la impedancia de los cables de guarda, la separación en la mitad del vano debe ser mayor que en la estructura. La cantidad de separación requerida depende del nivel de protección deseado, de la longitud del vano, y de la resistencia en la base de la estructura. Asumiendo una resistencia en la base de la estructura de 15 ohmios y una probabilidad de salida de uno o menos por 161 kilómetros de línea por año, la siguiente tabla muestra el mínimo espaciamiento a la mitad del vano entre cables de guarda y conductores para varias longitudes de vano.

Los voltajes de línea tienen una muy pequeña relación para la mitad del vano requerida en el espaciamiento, así la presente tabla es satisfactoria para voltajes desde 115 a 500 kV. Para vanos muy largos que aquellos mostrados en la tabla, el pandeo en los cables de guarda a 15.5 ºC sin carga, puede ser igual al 80 % del pandeo del conductor a esta temperatura. El desempeño del rayo depende de la resistencia a la sobretensión en la base de la torre, en lugar del valor de 60 Hz usualmente medido. Para resistencias de paso por encima de 15 ohmios, la resistencia a la sobretensión es ligeramente menor que el valor de 60 Hz, pero para valores mayores de resistencia, la resistencia a la sobretensión medida son considerablemente menores. Para resistencias de paso por encima de 15 ohmios, la resistencia a la sobretensión puede ser estimada, basándose en el mejor dato disponible.

Todas las estructuras en líneas de transmisión tienen cables de guarda que pueden aterrizarse adecuadamente porque la efectividad de estos cables de tierra para protección de rayo depende de una baja impedancia del camino a tierra. Donde hay dos cables de guarda, ellos deben unirse en la parte superior de la estructura para reducir la impedancia a tierra. En estructuras de postes de madera, un cable a tierra #2 AWG Cooperweld es conectado al cable de guarda, llevándolo hacia abajo del poste, pasando bajo el extremo del poste, y envolviendo cinco giros completos alrededor del extremo del poste. El cable de tierra es sujetado al poste por la mitad con grapas de Cooperweld. En absoluto todos 2 y 3 estructuras en poste, una conexión colocada bajo tierra de 18 a 24 pulgadas debajo de la superficie de la tierra es hecha entre el cable de tierra y cada uno de los postes. En estructuras de acero la tierra es usualmente lograda a través de las bases de concreto soldando los ángulos de los fragmentos a reforzar en las barras y soldando las barras reforzándolas cada una de las otras. En áreas de alta resistividad (como en rocas, terrenos montañosos o en arenosos, áreas desérticas) un contrapeso radial o un contrapeso doble continuo es usado cuando un alto nivel de protección de rayo es deseado. Los dos cables de contrapeso se ponen por lo menos a 25 pies del centro de la línea de transmisión, uno en cada lado, puestos entre cada estructura y sujetados. Los cables de contrapeso son enterrados de 12 a 18 pulgadas debajo de la superficie de la tierra.

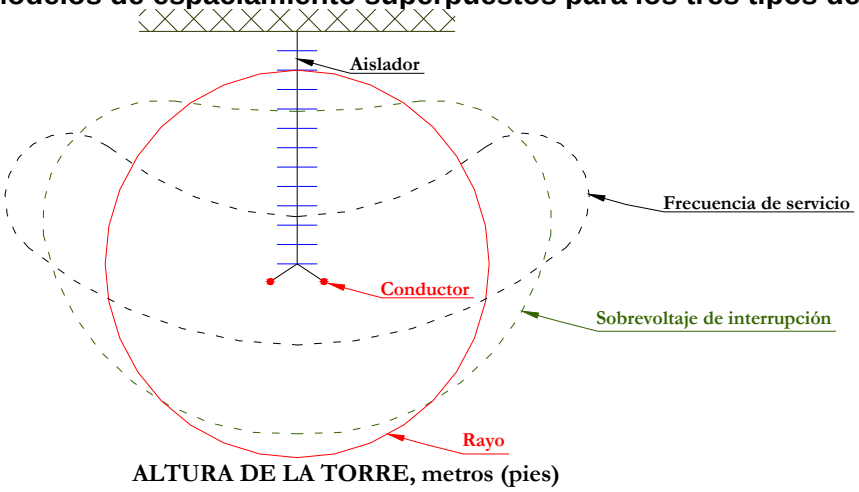
El método presentado en los reportes de la IEEE, consiste en un grupo de curvas que se basan en típicos de conductores horizontales y verticales y de configuraciones de cables

de guarda, un rango de longitudes de vano, las cantidades de aisladores, y las resistencias de paso. Las curvas cubren un rango de voltaje de 115 a 700 kV. Las cantidades de aisladores combinados y las resistencias de paso para un desempeño deseable pueden ser determinadas por estas curvas. Cuando se usan estas curvas, los valores de resistencia a la sobretensión usados son previamente discutidos.

2.4.3. Modelos de espaciamiento del conductor. Antes de que un diseñador diseñe torres de acero para líneas de transmisión, los siguientes datos deben ser conocidos:

- Tipo de torre requerida (circuito sencillo o doble)
- Área de carga donde la línea va a ser construida
- Mínimo espaciamiento entre conductores
- Ángulo de protección (contra rayo)
- Cargas transversal, longitudinal y vertical bajo condiciones de carga plena para conductores y cables de tierra para cada uno de los puntos de conexión
- Máximo ángulo de deflexión de la línea
- Longitud del vano regulador
- Máxima suma de vanos adyacentes, y la máxima distancia entre los puntos bajos de los vanos adyacentes
- Coordinación de aislamiento

Figura 79. Modelos de espaciamiento superpuestos para los tres tipos de tensiones



Fuente: Transmission Line Design Manual

Esta es la responsabilidad de diseñar una línea de transmisión para proveer todos los datos anteriores. Muchos de los datos requeridos pueden calcularse o aproximarse. El ángulo de protección es discutido en la numeral 2.4.2.; la coordinación del aislamiento, es la base para la construcción de los modelos de espaciamiento del conductor, que son discutidos en el numeral 2.4.1. Para mantener un adecuado espaciamiento entre las estructuras y los conductores, la distancia de los espacios de aire entre cualquier conductor y la estructura debe ser lo suficiente para coordinar el espacio de aire y el aislamiento de la estructura considerando cada uno de los tres tipos de voltaje de fuerza (impulso del rayo, sobretensiones de interrupción y frecuencia de servicio) bajo la condición a que es probable que cada uno gobierne. Los espaciamientos requeridos para

tres voltajes de fuerza son, en general, descritos por los tres modelos superpuestos que se indican en la figura 79.

La oficina de diseño para estructuras de postes de madera se basan en la coordinación del aislamiento impulso de los valores de los aisladores con el mínimo espacio de aire entre el conductor y la estructura y una presión de viento de 0.19 kilopascales a 15.5 ºC. En estructuras de acero, el aislamiento impulso de la cadena de aisladores y del espaciamiento del espacio de aire de la estructura son coordinados por los ángulos de disparo de la cadena de aisladores en suspensión causados por una presiona de viento de 0.19 kilopascales a 15.5 ºC en los conductores o por los ángulos de disparo de 30 º, o cualquiera que sea mayor. En la posición normal o vertical de la cadena de aisladores el 10% es sumado para los valores impulso de la cadena de aisladores y un espacio de aire equivalente es usado para despejar la estructura. Para espaciamiento de la frecuencia industrial, el viento máximo, es usualmente de 0.43 a 0.48 kilopascales, en el área donde la línea está localizada, es usado para definir el balanceo de la cadena de aisladores. Un espacio de aire equivalente para tiempo húmedo y 60 Hz donde los valores de sobretensión de la cadena de aisladores son usados para el sobre espaciamiento.

Un problema de ejemplo en la construcción de modelos de espaciamiento es la siguiente:

- Se asume una línea de transmisión a 345 kV con:
- Doble conductor, 45/7 ACSR de 644 mm^2 (1272 kcmil)
- Los siguientes datos también son asumidos:
- Máxima tensión inicial por conductor 53378 newton
- Vano regulador 350.5 metros
- Unidades de aisladores por cadena 18 de 146 x 266 mm
- Longitud de la cadena para conductor simple 3.099 m
- Longitud de la cadena para doble conductor 3.277 m
- Peso o fuerza vertical por cadena 1500.8 newton
- Máximo viento diario 0.19 kilopascales
- Máximo viento de diseño 0.43 kilopascales
- Diseño de la distancia mínima igual a un tercio de la suma de los vanos adyacentes. Los cálculos deben ser hechos para 15.5 ºC.

A un viento de 0.19152 kilopascales por metro de conductor es igual a 34163 x 0.19152 = 6.542 N/m

A un viento de 0.43092 kilopascales por metro de conductor es igual a 34163 x 0.43092 = 14.722 N/m

- La carga vertical debida a la distancia del punto más bajo del conductor es igual a un tercio de la suma de los vanos adyacentes mas un medio del peso del aislador por conductor Para línea de doble conductor:
  350.5 x 2 /3 x 20.928 + 1500.8/4 = 4890.2 + 375.2 = 5265.4 N
- Cálculo del ángulo de balanceo de los aisladores para las siguientes condiciones:
  Viento = 350.5 x 6.542 = 2293 N
  $\theta = \tan^{-1} 2293 / 5265.4 = 23º32'$ para un conductor doble
- (a una presión de viento de 0.43092 kilopascales, ángulo de línea 0º)
  Viento = 350.5 x 14.722 = 5160.06 N

$\theta = \tan^{-1}$ 5160.06 /5265.4 = 44º25' para doble conductor

- (ninguna presión de viento ángulo de línea 5º)
  2T seno 2.5º = 2 x 23919 x 0.04362 = 2086.43
  $\theta = \tan^{-1}$ 2086.43 / 5265.4 = 21º37' para doble conductor
- (presión de viento 0.19152 kilopascales ángulo de línea 5º)
  2T seno 2.5º = 2 x 24985 x 0.04362 = 2179.69
  $\theta = \tan^{-1}$ 2179.69 + 2293 / 5265.4 = 40º20' para doble conductor
- (presión 0.43092 kilopascales ángulo de línea 5º)
  2T seno 2.5º = 2 x 28883 x 0.04362 = 2519.75
  $\theta = \tan^{-1}$ 2519.75 +5160.06 / 5265.4 = 55º34' para doble conductor
- (sin presión ángulo de línea 15º)
  2T seno 7.5º = 2 x 23916 x 0.13053 = 6243.51
  $\theta = \tan^{-1}$ 6243.51 / 5265.4 = 49º51' para doble conductor
- (presión 0.19152 kilopascales ángulo de línea 15º)
  2T seno 7.5º = 2 x 24985 x 0.13053 = 6522.58
  $\theta = \tan^{-1}$ 6522.58 + 2293 / 5265.4 = 59º09' para doble conductor
- (presión 0.43092 kilopascales ángulo de línea 15º)
  2T seno 7.5º = 2 x 28883 x 0.13053 = 7540.2
  $\theta = \tan^{-1}$ 7540.20 +5160.06 / 5265.4 = 67º29' para doble conductor
- (presión –0.19152 kilopascales ángulo de línea 5º)
  $\theta = \tan^{-1}$ 2179.69 – 2293 / 5265.4 = -1º14'
- (presión –0.43092 kilopascales ángulo de línea 5º)
  $\theta = \tan^{-1}$ 2519.75 – 5160.06 / 5265.4 = -26º38' para doble conductor
- (presión –0.19152 kilopascales ángulo de línea 15º)
  $\theta = \tan^{-1}$ 6522.58 – 2293 / 5265.4 = 38º46'
- (presión –0.43092 kilopascales ángulo de línea 15º)
  $\theta = \tan^{-1}$ 7540.20 – 5160.06 / 5265.4 = 24º19'

Determine el valor de la sobretensión crítica al impulso positivo y el valor de la sobretensión a 60 Hz tiempo húmedo de la cadena de aisladores usada. Determine la longitud del espacio de aire el cual es eléctricamente equivalente a la sobretensión crítica de impulso positivo, equivalente a la sobretensión de impulso más el 10 %, y el equivalente de la sobretensión a 60 Hz tiempo húmedo. Estos valores pueden obtenerse de datos de catálogo o de las expuestas en los anexos 10 y 11.

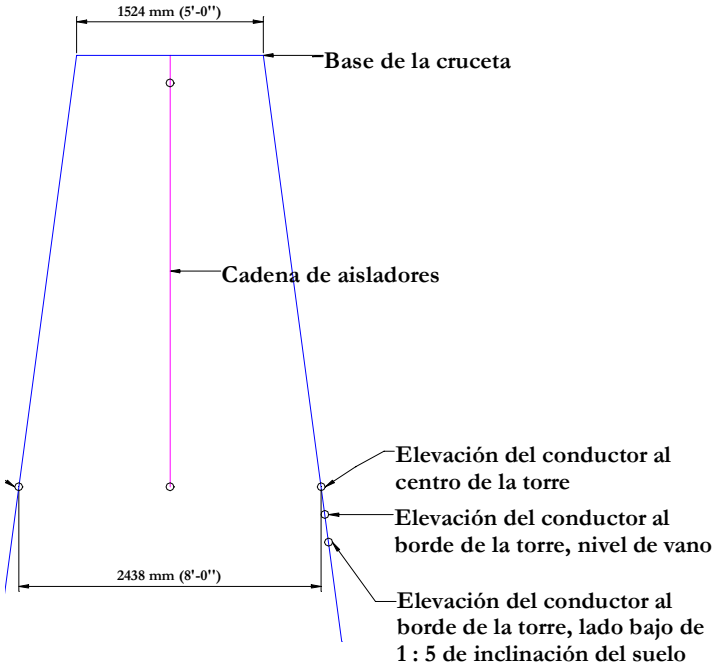
Por ejemplo:

- Para 18 aisladores la sobretensión crítica al impulso positivo es de 1585 kV, Anexo 10.
- 1585 kV mas el 10 % = 1744 kV
- La sobretensión a 60 Hz tiempo húmedo para 18 unidades es 690 kV, Anexo 10.
- El equivalente del espacio de aire para 1, 2 y 3 es: 2642, 2921 y 2083 mm respectivamente, Anexo 11.

La figura 80. muestra las dimensiones asumidas de la vista lateral de la torre a la elevación del conductor. Los modelos de espaciamiento para dos tipos de estructura, una estructura tangente y un ángulo de estructura capaz de llevar ángulos de línea entre 5º y 15º, ha sido construida para dos casos: primero, par dobles conductores, y segundo par

conductores sencillos. Estos modelos de espaciamiento son mostrados en las figuras 81., 82., 83. y 84.

Figura 80. Dimensiones asumidas para la vista lateral de la estructura a la elevación del conductor



Fuente: Transmission Line Design Manual

Conductor = 644 mm^2 (1272 kcmil), ACSR, 45 / 7.

Pandeo a 15.5 ºC (60 ºF) = 13628 mm (44.71 pies) para un vano de 350.5 m

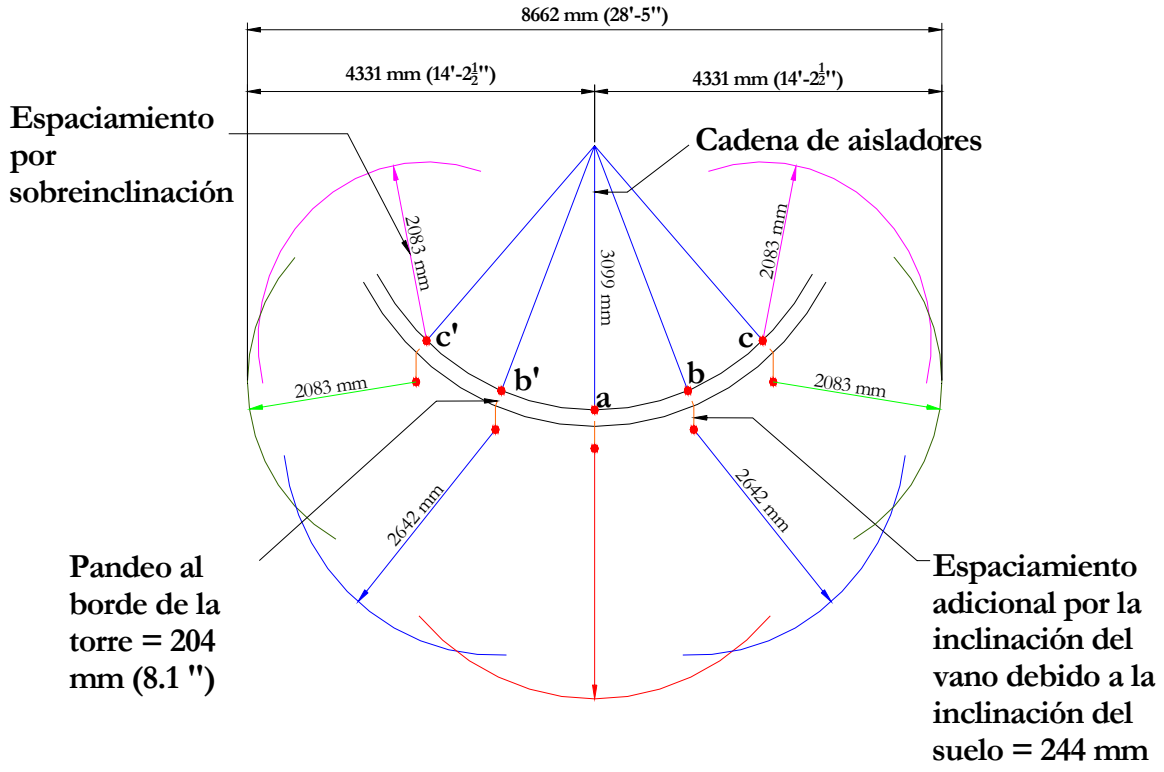
- Elevación del conductor al centro de la jaula:
  Métrico: 1.219 / 350.5 = 0.35% de vano ≈ 1.5% de pandeo = 204 mm.
  Ingles: 4 / 1150 = 0.35% de vano ≈ 1.5% de pandeo = 0.67 pies = 8.1”
- Inclinación de tierra asumida equivalente de 1:5 a 244 mm (0.8 pies = 9.6”) de pandeo adicional al borde de la torre.
- En el lado bajo de torre, caída total de conductor al borde de torre = 448 mm (17.7”).
- En el lado alto de torre, pandeo asumido del conductor cancelando el efecto de inclinación del suelo

Los modelos de espaciamiento mostrados en la figura 80. han sido nombrados para ilustrar la siguiente discusión en la construcción de los modelos de espaciamiento. Después de seleccionar una escala, se inicia la construcción del modelo para descarga de arco a 180º con un radio igual a la longitud de la cadena de aisladores como esta caída normalmente; el centro del arco representa el punto de conexión de la cadena de aisladores en la torre. Mirando a una vista lateral de la torre (figura 80.), esto puede verse que el espaciamiento eléctrico entre el conductor y el acero se vea crítico el lado de la torre por el pandeo en el conductor.

Se considera para esto, trazar un segundo arco paralelo al primero, pero con un incremento en el radio por la cantidad de pandeo del conductor en el lado de la torre. Estos arcos representan la posible localización (radio corto en el centro de la torre, y radio largo en el lado de la torre) al final de la cadena de aisladores, el centro entre conductores si son usados conductores dobles. Trace el radio representativo de la cadena de aisladores como esta caída normalmente y para estas posiciones con diferentes presiones de viento y ángulos de línea, como se aplicaron. La localización de los puntos muestran la localización del conductor para el costado de la torre (figura 80.) para las condiciones aplicadas. Para estos ajustes en la localización del conductor, la descarga del arco que se forma en el entorno de los puntos de los conductores.

El radio de estos arcos son de espacio de aire equivalente previamente determinados. Desde la posición sin viento del conductor, el arco tiene un radio igual para el espacio de aire equivalente del valor del aislador impulso mas el 10 %. El radio del arco dibujado desde la posición de viento de 0.19 kilopascales es el espacio de aire equivalente al valor de la sobretensión del aislador impulso, y el radio del arco en la posición de viento de 0.43 kilopascales es el espacio de aire equivalente al valor de la sobretensión de 60 Hz tiempo húmedo de la cadena de aisladores. Los ángulos de balanceo del aislador, con su correspondiente viento y valores de ángulo de línea, son mostrados en las figuras 81., 82., 83. y 84. para disposiciones de referencia. Ninguna parte de una estructura de acero se permite invadir sobre el modelo de espaciamiento.

Figura 81. Modelo de espaciamiento para una estructura 30S con conductor sencillo



Fuente: Transmission Line Design Manual

a = 0º , sin viento, 0º ángulo de línea

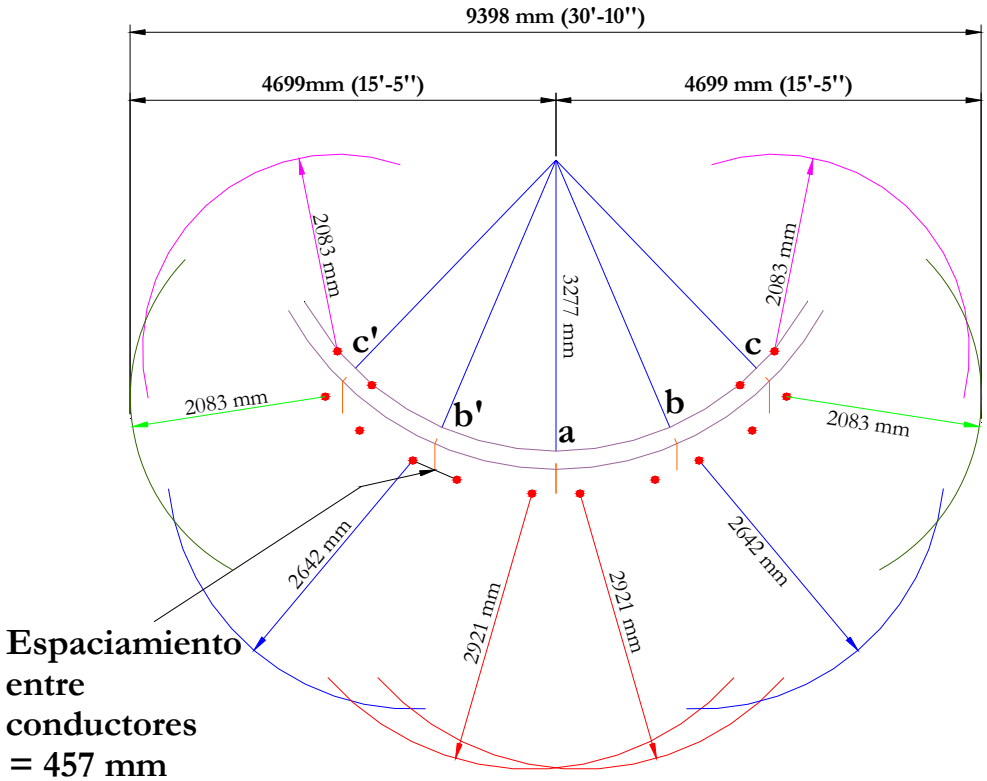
b = 22º 07', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

c = 42º 27', presión de viento 0.43092 kPa (9 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

b' = -22º 07', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

c' = -42º 27', presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

Figura 82. Modelo de espaciamiento para una estructura tangente 30S con doble conductor



Fuente: Transmission Line Design Manual

a = 0º , sin viento, 0º ángulo de línea

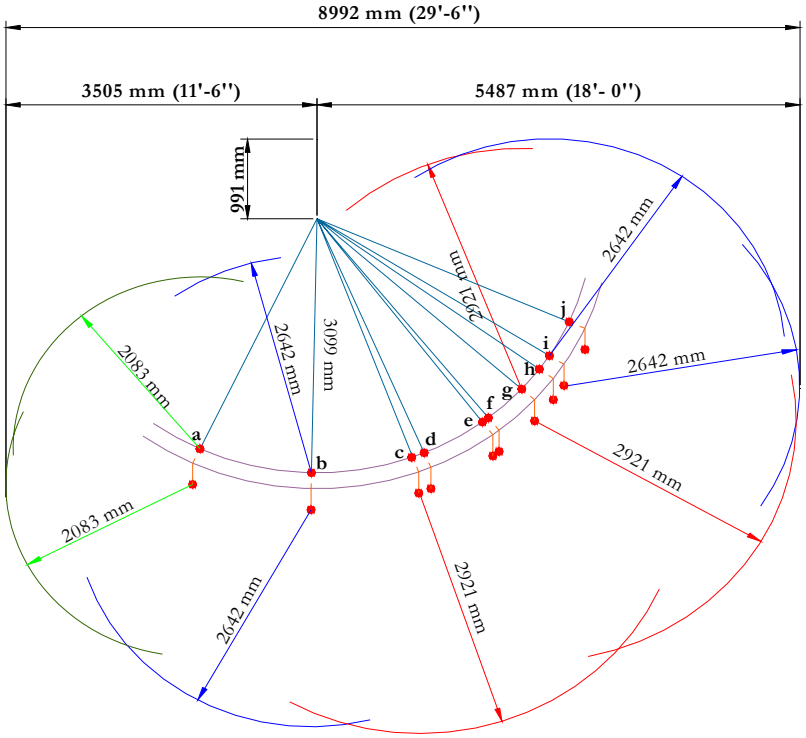
b = 23º 32', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

c = 44º 25', presión de viento 0.43092 kPa (9 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

b' = -23º 32', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

c' = -44º 25', presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 0º ángulo de línea

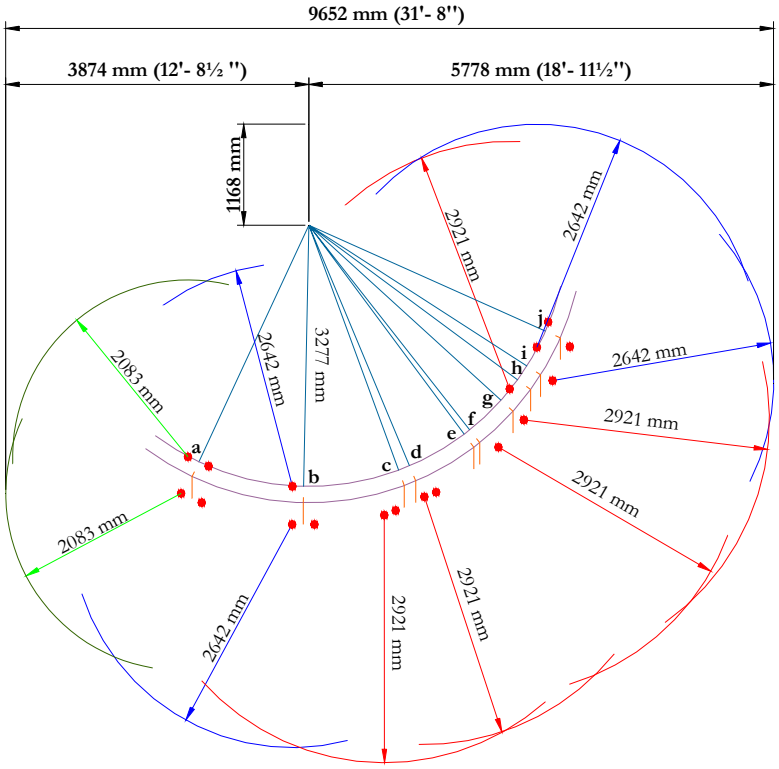
Figura 83. Modelo de espaciamiento para una estructura en ángulo 30A con conductor sencillo



Fuente: Transmission Line Design Manual

a = -25º 05' presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
b = -01º 09', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
c = 20º 18', sin viento, 5º ángulo de línea
d = 22º 52' presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
e = 36º 51', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
f = 38º 24', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
g = 47º 54', sin viento, 15º ángulo de línea
h = 53º 42' presión de viento 0.43092 kPa (9 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
i = 57º 23', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 15º ángulo de línea
j = 66º 03', presión de viento 0.43092 kPa (4 lb/pie^2), 15º ángulo de línea

Figura 84. Modelo de espaciamiento para una estructura en ángulo 30A con doble conductor



Fuente: Transmission Line Design Manual

a = -26º 38' presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
b = -01º 14', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
c = 21º 36', sin viento, 5º ángulo de línea
d = 24º 19' presión de viento -0.43092 kPa (-9 lb/pie^2), 15º ángulo de línea
e = 38º 46', presión de viento -0.19152 kPa (-4 lb/pie^2), 15º ángulo de línea
f = 40º 20', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
g = 49º 51', sin viento, 15º ángulo de línea
h = 55º 34' presión de viento 0.43092 kPa (9 lb/pie^2), 5º ángulo de línea
i = 59º 09', presión de viento 0.19152 kPa (4 lb/pie^2), 15º ángulo de línea
j = 67º 29', presión de viento 0.43092 kPa (9 lb/pie^2), 15º ángulo de línea

APÉNDICE C. PARÁMETROS Y MODELOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ANTE SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO CON AYUDA DEL ATP.

Para iniciar el estudio de sobretensiones internas para un sistema determinado se hace necesario contar con un diagrama unifilar de la red que muestra los elementos que intervienen así como la configuración misma para visualizar en forma concreta la influencia que tiene cada una de las partes del sistema, como se puede ver en el Capítulo 6.

3.1. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS O DE MANIOBRA.[24]

En cada una de las operaciones de maniobra referidas en el Apéndice A, la forma del transitorio y variación del voltaje temporal estan influenciados por una gran cantidad de parámetros del sistema y de los equipos. No todos los parámetros ejercen la misma influencia y aun más, esta influencia puede diferir de un tipo de maniobra a otra. La influencia de los diferentes parámetros como se trató en el Apéndice A., en cada caso específico, y es de gran importancia para entrar a estudiar las sobretensiones de un sistema a través de simulaciones en un computador. Los parámetros más importantes que influyen en las sobretensiones transitorias o de maniobra, en el caso específico de cierre y recierre de líneas en vacío, las podemos dividir de la siguiente manera:

3.1.1. Características del interruptor. Las principales características de los interruptores a tener en cuenta en un estudio de sobretensiones por maniobra son las siguientes:

- Control tripolar o monopolar del interruptor
- Resistencias y tiempos de preinserción
- Uno o más pasos de preinserción

3.1.2. Sistema de la fuente. Las características más importantes de las fuentes generadoras que hacen parte del sistema a analizar, y que tienen un grado alto de importancia dentro del estudio de las sobretensiones son:

- Voltaje nominal
- Frecuencia
- Tipo de sistema (subestación de generación, de interconexión o combinación de ambas)
- Reactancia de corto circuito y su tipo (generadores, transformadores, etc.)

3.1.3. Línea de transmisión. En nuestro caso, la parte fundamental del estudio es la línea como tal, de ella trataremos de estimar con procesos de simulación, fenómenos fundamentales ocasionados por las operaciones de maniobra y a frecuencia industrial que se originan en la operación del sistema al cual se encuentra vinculado. Además se puede decir que los parámetros de mayor importancia en el estudio de este tipo de sobretensiones son: Impedancias de secuencia positiva y cero. Si se desconocen estos

[24] BIANCHI R. ATP para inexpertos. La Plata: IITREE, 1999. 65.p.

parámetros entonces, el diseño de la línea que incluye: número de conductores por fase, número de cables de guarda, etc....

- Impedancia característica de la línea
- Longitud de la línea
- Tipo y grado de compensación
- Recierre monopolar o tripolar
- Existencia de cargas atrapadas
- Terminación de la línea (con o sin transformador en el extremo receptor).

3.1.4. Medios de control de las sobretensiones transitorias o de maniobra. Las exigencias por sobretensiones transitorias pueden ser reducidas por una variedad de medidas que pueden asumirse como sigue:

- Limitación o reducción de las cargas atrapadas
- Amortiguamiento de las oscilaciones
- Maniobra en instante favorable

3.1.4.1. Limitación o reducción de las cargas atrapadas. En sistemas de EHV y UHV, las maniobras por cierre de líneas abiertas en el otro extremo con cargas atrapadas, son las que originan las sobretensiones más altas, en estos sistemas se utilizan diferentes medios de control que sirven para disminuir las sobretensiones originadas por este tipo de cargas atrapadas, a continuación se indicarán diferentes tipos de mecanismos de control para este fin:

- Reactores en paralelo
- Resistencia después de desconectada la línea
- Desconexión de la línea en baja tensión
- Descarga de carga atrapada por transformadores de potencial tipo inductivo
- Resistencias en el interruptor
- Auto cierre monopolar
- Resistencias adicionales a reactores

3.1.4.2. Amortiguamiento de las oscilaciones. Si se quiere reducir aún más las sobretensiones, la línea se puede energizar a través de resistencias. Inicialmente el voltaje se aplica a la resistencia durante un breve lapso y luego se elimina la resistencia. Puesto que se producen sobretensiones al conectar y desconectar las resistencias, se precisan valores óptimos de resistencia y de tiempo de inserción. El valor óptimo de la resistencia puede estar entre 0.5 y 2 veces el valor de la impedancia característica de la línea. Se logra mayor amortiguamiento utilizando dos o más pasos de resistencias, sin embargo en este caso, debe tenerse en cuenta que al utilizar más pasos se hace más complicada su instalación ya que las resistencias deben estar localizadas en el mismo interruptor. A continuación se indicarán los diferentes tipos de medios de control para limitar este tipo de sobretensiones:

- Inserción de resistencias en un solo paso
- Inserción de resistencias por varios pasos
- Para cierre, resistencias en serie y reactor
- Para cierre, resistencias en el lado de la línea y reactor
- Circuito resonante

3.1.4.3. Maniobra en un instante favorable. Si se cierra el interruptor en un instante cuando no hay diferencia de voltaje entre sus terminales, se logra reducir el valor de la sobretensión.
Esto puede ser llevado a cabo con un dispositivo conectado en serie con la bobina de cierre del interruptor. El dispositivo almacena y envía señales a la bobina de cierre en el instante deseado para el cierre. El instante en el cual se envía la señal esta predeterminado por el tiempo muerto de la operación mecánica para que el interruptor cierre en el instante deseado de la onda, para tal efecto se tienen dos alternativas básicas del control del dispositivo serie:

- Cierre sincrónico
- Cierre con polaridad controlada

Adicionalmente, las soluciones anteriores pueden combinarse con el cierre dependiente.

3.1.5. Medios de control de las sobretensiones a frecuencia de servicio. Dentro de las varias posibilidades para controlar las sobretensiones temporales se puede mencionar:

- Utilización de disparó transferido. Para la desconexión de la parte afectada con el objeto de limitar la duración de las sobretensiones por efecto de pérdida de carga o por condiciones de falla
- Utilización en los extremos de la línea, de transformadores de potencial tipo inductivo.
- En caso de tener una compensación serie, por efecto de falla a tierra, se logra reducir la sobretensión sin mayor proporción al utilizar reactores en paralelo localizados entre los condensadores serie y el disyuntor, y no en el lado de la línea
- La introducción de resistencia de preinserción contribuyen al amortiguamiento
- Los sistemas de excitación de los generadores se deben diseñar para reducir las magnitudes de sobretensión por pérdida de carga, y deberían ser considerados como un medio importante de control de las sobretensiones
- En caso de auto excitación es de gran importancia el valor de la reactancia en cuadratura de los generadores
- Cuando ocurre auto excitación, el regulador de voltaje puede llegar a ser inestable lo cual hace aumentar la sobretensión. Por este motivo es recomendable en estos casos suprimir el servicio del regulador
- Con sistemas efectivamente puestos a tierra se tendrán menores valores de sobretensión
- La compensación con reactores en los extremos de la línea o en los terciarios de los transformadores disminuyen las sobretensiones

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA ATP.

El programa de transitorios electromagnéticos EMTP (Electromagnetic Transient Program), es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Inicialmente fue desarrollado junto con otros programas, como contraparte digital del Analizador de Transitorios en Redes (TNA – Transient Network Analyzer). Posteriormente, durante un período de 15 años, se lo ha ampliado considerablemente, resultando actualmente un programa de amplía difusión y utilización en todo el mundo.

El EMTP (actualmente conocido como ATP) fue desarrollado a fines de la década del 60 por el Doctor Hermann Dommel, quién cedió el programa a la Boneville Power Administration BPA. Desde entonces, el EMTP fue expandido y distribuido bajo la dirección de la BPA. Algunos modelos han sido desarrollados dentro de la misma y otros han sido desarrollados por otras empresas y universidades.

En la actualidad, el desarrollo del programa esta a cargo de un equipo dedicado a tal fin en la Universidad De Leuven, en Bélgica, el cual, tras algunos cambios, lo han rebautizado ATP (Alternative Transient Program), del cual existe tanto una versión para PC (el cambio más importante), como para computadoras grandes (Mainframe). Existen grupos formales de usuarios en todo el mundo, los cuales editan números artículos que tratan temas relacionados con el uso del programa y sus aplicaciones.
Los estudios que involucran el uso del ATP, tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación del aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc.... La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación del sistema.

Una lista parcial de los casos típicos de estudio se indica a continuación:

1. Transitorios de maniobra
   - Determinísticos
   - Probabilísticos
   - Maniobra de reactores
   - Maniobra de capacitores
   - Maniobra de interruptores
   - Recierres rápidos
   - Tensión transitoria de reestablecimiento
   - Transitorios de maniobras en cables
2. Impulsos Atmosféricos.
   - Contorneos inversos
   - Impulsos inducidos
   - Ingreso de impulsos atmosféricos a subestaciones
3. Coordinación del aislamiento
   - Líneas aéreas
   - Subestaciones
   - Subestaciones blindadas en SF6
   - Descargadores
4. Solicitaciones Torsionales de Ejes
   - Resonancia subsincrónica
   - Rechazo de carga
5. Sistemas de alta tensión en corriente continua HVDC
   - Control
   - Transitorios eléctricos
   - Armónicos
6. Compensadores estáticos
   - Control
   - Sobretensiones
   - Armónicos

7. Ferroresonancia
8. Análisis armónicos
9. Arranque de motores
10. Sistemas de control
11. Análisis de sistemas desbalanceados

Esta es solo una lista parcial. Una de las mayores ventajas del ATP es su flexibilidad para modelar sistemas, por lo tanto un usuario experimentado puede aplicar el programa a una gran variedad de estudios.

3.2.1. Componentes que constituyen el modelo del sistema. Los tipos de componentes que pueden ser utilizados son:

- Resistencias, capacitancias e inductancias concentradas. Estas pueden ser elementos monofásicos, o secciones pi polifásicas consistentes en matrices R, L y C simétricas
- Modelos de ondas viajeras para representar líneas aéreas o cables más exactamente que con secciones pi. Se disponen de distintos tipos de modelos que permiten considerar las transposiciones, la variación de los parámetros con la frecuencia, etc...
- Impedancias no lineales, como por ejemplo inductores no lineales para representar dispositivos con saturación magnética
- Llaves de diversos tipos que permiten representar interruptores, diodos, tiristores, etc...
- Fuentes ideales de corriente y tensión, las cuales pueden ser sinusoidales de cualquier frecuencia, exponenciales, o cualquier otra especial definida por el usuario
- Máquinas sincrónicas, siendo posible modelar la parte eléctrica, mecánica y también sus dispositivos de control
- Modelo de máquina universal que permite representar máquinas sincrónicas, de inducción y de continua
- Sistemas de control. Las señales eléctricas medidas pueden ser transferidas a un programa auxiliar denominada TACS (Transient Analysis of Control System), donde se emula una computadora analógica y se calculan las variables de control que son retornadas a la red eléctrica principal

Las entradas del programa consisten en el intervalo del tiempo para el cálculo, el tiempo máximo de simulación, las variables de salida deseadas y los datos del modelo. Los datos de entrada requeridos por el ATP son diferentes y superiores en cantidad que los necesarios para otros programas tales como flujo de carga, corto circuito y estabilidad. Esto se debe a que el ATP utiliza modelos más detallados que dichos programas, para poder simular en forma precisa los transitorios de alta frecuencia que ocurren durante cortos períodos de tiempo. Para facilitar la entrada de datos, existen programas auxiliares que ayudan al usuario en la entrada de los datos de líneas, cables, transformadores, etc...

Como método de resolución, el ATP utiliza la regla de integración trapezoidal sobre las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la mayoría de los elementos que componen una red eléctrica.
Como resultado de la simulación, el ATP provee las tensiones de barra, corrientes de ramas, energía, variables de máquinas, variables de control, etc....

Estos valores pueden ser graficados y / o impresos como función del tiempo y almacenados en archivos para su posterior tratamiento. También se dispone de la impresión de los valores máximos y mínimos de las variables y del tiempo al cual ocurren.

Una solución de estado estacionario es realizada antes de la simulación transitoria para definir las condiciones iniciales, y esto puede ser también una útil herramienta de estudio en si misma. Todas las tensiones, corrientes y potencias de estado estacionario son determinadas para los nodos de la red. También se dispone de una opción de barrido en frecuencia de las fuentes que permiten realizar estudio de armónicos en el sistema eléctrico.

Dada la magnitud del programa, hasta hace poco tiempo solo era posible correrlo sobre grandes computadoras, debido a los requerimientos de CPU y memoria necesarios. Esta es la razón por la cual inicialmente solo eran usuarios del mismo, la grandes empresas y universidades que tuvieran acceso a centros de computo.

En la actualidad la versión del ATP para PC, (aunque por supuesto con limitaciones respecto a su versión original), lo hace accesible a un mayor número de usuarios, siendo previsible un uso cada vez mayor del programa durante los próximos años.

El ATP no es un programa comercial, su distribución es gratuita. Las sucesivas versiones del programa y toda la información relacionada con el mismo (manuales y diversas publicaciones) son recibidas y distribuida por los comités de usuarios.

3.2.2. Introducción de los modelos de elementos de ramas. A continuación se describirá la entrada de datos de todos aquellos elementos pasivos conectados entre dos nodos de una red eléctrica.
Los elementos más comúnmente modelados, los cuales son:

- Resistencias, Inductancias y Capacitancias concentradas no acopladas
- Resistencias e Inductancias concentradas acopladas
- Transformadores monofásicos y trifásicos
- Líneas de transmisión
- Descargadores de carburo de silicio y de óxido de metálico

3.2.2.1. Modelo de resistencias, inductancias y capacitancias concentradas no acopladas. Este modelo puede ser utilizado para representar la impedancia interna de máquinas, u otra impedancia que pueda considerarse concentrada no acoplada en el sistema.

3.2.2.2. Modelo de resistencia e inductancia acopladas. Uso de los valores z0 y z1. Si se tienen tres ramas R – L acopladas, entonces en lugar de ingresar las matrices [R] y [L], puede resultar más conveniente utilizar los valores asociados de secuencia cero y secuencia positiva (R0, L0) y (R1, L1) respectivamente.

Este modelo es útil por ejemplo, para obtener el equivalente Thévenin de una parte del sistema, obteniéndose la impedancia de fuente de secuencia cero y directa, en función de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en la barra en cuestión, mediante las relaciones en por unidad (p.u.), expresadas a continuación:

$$Z_1 = \left(\frac{1}{I_{3\phi}}\right) \quad \text{e.c. (3.1)}$$

$$Z_0 = \left(\frac{3}{I_{1\phi}}\right) - \left(\frac{2}{I_{3\phi}}\right) \quad \text{e.c. (3.2)}$$

Donde:
$I_{3\phi}$ = corriente de cortocircuito trifásica
$I_{1\phi}$ = corriente de cortocircuito monofásica

3.2.2.3. Transformadores. Si bien existen varios modelos de transformadores disponibles, se escribirá aquí el modelo de transformador saturable monofásico, dado que es el más sencillo y recomendable de usar. Si se desea modelar un transformador trifásico del tipo acorazado, se pueden conectar tres unidades monofásicas adecuadamente conectadas entre sí.

Los siguientes puntos son de destacar:

- El modelo puede tener N arrollamientos, para los cuales se utilizará (N – 1) transformadores ideales que proveerán la adecuada relación de transformación entre los arrollamientos 2, 3, ..., N con respecto al arrollamiento 1
- Cada arrollamiento k tiene su correspondiente resistencia e inductancia de dispersión R_k y L_k respectivamente. Cualquiera de las inductancias debe ser distinta de cero, con excepción de L_1, la cual puede ser cero si R_1 es distinta de cero
- Los efectos de la saturación y la corriente magnetizante son considerados mediante un reactor no lineal que el programa automáticamente conectará en paralelo con el arrollamiento número 1. n este elemento, la curva de saturación es modelada mediante dos o más segmentos lineales. Si se define un solo elemento, entonces la inductancia resultará constante y lineal, obteniéndose por lo tanto un transformador también lineal sin saturación
- Las pérdidas en el núcleo son consideradas constantes y representadas por una resistencia (RMAG), la cual resulta conectada en paralelo con la rama saturable.

3.2.2.4. Líneas de transmisión con parámetros distribuidos. Se dispone de varios modelos, los cuales son:

- Modelo de línea sin distorsión
- Modelo de línea con resistencia concentrada
- Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia.

La selección de uno u otro modelo, dependerá del fenómeno que se desea analizar, como así también de la importancia que tenga la línea en cuestión, en el modelo del sistema a estudiar.

3.2.2.4.1. Modelo de línea sin distorsión. Una línea es sin distorsión cuando sus parámetros satisfacen la relación R/L = G/C, en donde R, L, G y C son la resistencia, inductancia, conductancia y capacitancia de la línea respectivamente. Dado que la

conductancia en general es muy pequeña, el programa no admite la entrada de ningún valor para la misma, asumiendo G = 0.

3.2.2.4.2. Modelo de línea con resistencia concentrada. En este modelo la resistencia serie de la línea no se representa como distribuida a lo largo de la misma, sino mediante una resistencia concentrada, colocando en el programa la mitad de la resistencia total en mitad de la línea y un cuarto en ambos extremos. Es el modelo generalmente empleado para representar líneas. Ambas mitades en que queda dividida la línea resultan entonces sin pérdidas (sin distorsión, con $\alpha = 0$).

3.2.2.4.3. Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia. La resistencia e inductancia de una línea resultan ser en realidad dependientes de la frecuencia, en particular la resistencia de secuencia cero, la cual además es bastante mayor que la secuencia directa. Por lo tanto hay varias formas de representar esta variación de los parámetros.

3.2.2.4.4. Recomendaciones sobre el uso de modelos de líneas. La selección de un modelo de línea exige un balance entre varios factores. Es difícil establecer reglas que sean válidas para cada aplicación, por lo que el usuario deberá experimentar en cada caso en particular. Sin embargo, algunas recomendaciones generales son:

- Una línea puede ser representada con elementos R – L concentrados, sin embargo esto es recomendable únicamente para cálculos de estado estacionario, o para representar líneas remotas de un sistema y que no serán maniobradas.
- El modelo con secciones Pi en cascada, no debe ser utilizado para líneas aéreas, dado que el modelo con parámetros distribuidos simula los mismos efectos mucho más eficientemente.
- Los modelos de líneas con parámetros constantes con la frecuencia, ya sean de líneas transpuestas o no, debe utilizarse en la mayoría de los casos, incluso en estudios estadísticos de sobretensiones de maniobra.
- Los parámetros constantes de una línea pueden ser calculados y utilizados a la frecuencia dominante del fenómeno a analizar, en lugar de usar los valores a 60 Hz. En este caso debe verificarse que los parámetros así calculados no afecten substancialmente al estado estacionario previo del transitorio que se desea analizar.
- En general la capacitancia de la línea se considera constante con la frecuencia. Los valores de 60 Hz son adecuados para estudios de estado estacionario, sobretensiones temporarias, resonancia subsincrónica y otros fenómenos de baja frecuencia. Sin embargo, si estos valores se usan en estudios de sobretensiones de maniobra o atmosféricas, los resultados serán más conservativos.
- La relación entre el tiempo de viaje de la línea y el paso de tiempo utilizado para la simulación (τ/DELTAT) debe tener un valor razonable, que depende del sistema en particular, pero que en general está comprendido entre 10 y 10000. valores menores que 1 no están permitidos, mientras que valores superiores a 10000 resultan probablemente muy grandes.
- Si τ < DELTAT, con lo cual τ/DELTAT <1, entonces probablemente se puedan usar parámetros R – L – C concentrados para simular la línea. Si en cambio τ/DELTAT es muy grande, puede no ser necesario representar la línea con parámetros distribuidos pues probablemente sea Tmáx < 2τ, es decir, las reflexiones en el

extremo no llegarán antes del fin de la simulación, entonces la línea puede ser representada por una resistencia concentrada de valor igual a la impedancia característica de la línea

- Es conveniente (pero no necesario) que la relación τ/DELTAT sea un número entero. Se justifica incluso ajustar levemente la longitud de la línea para cumplir con esta recomendación.
- La resistencia total de la línea debe ser menor a su impedancia característica, para cualquiera de los modos de propagación.
- Los modelos con parámetros dependientes con la frecuencia no deben utilizarse en modelos de cables.
- Las líneas aéreas en doble circuito requieren un especial cuidado si se quiere utilizar un modelo con parámetros dependientes de la frecuencia. Es preferible usar modelos con parámetros constantes y no transpuestos.
- Para incorporar al modelo de la línea la dependencia con la frecuencia de sus parámetros, será necesario conocer las características geométricas de la línea, como así también del terreno que reconoce. En caso de ser necesario utilizar este modelo, se sugiere consultar el manual original.

El ATP permite modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras. Las limitaciones de un modelo sencillo pueden hacer inservible una simulación. Se recurre entonces a modelos más rigurosos, suponiendo que una mayor complejidad trae aparejada una mejor representación. Pero esto dependerá del fenómeno que se quiere simular. En lo que sigue se utilizarán los modelos de línea de que dispone el ATP para simular la conexión trifásica de una línea en vacío, la conexión de una fase, también en vacío, un cortocircuito monofásico, y la apertura de una línea en vacío. Con esto puede compararse el comportamiento de cada modelo, particularmente en lo que se refiere a los modos de propagación aéreos y de tierra, el estado estacionario, y la carga atrapada. Los modelos disponibles en el ATP son los circuitos II, el modelo de parámetros distribuidos constantes (o de K. C. Lee), los modelos dependientes de la frecuencia basados en la descomposición modal: SEMLYEN SETUP y JMARTI SETUP, y el modelo TAKU NODA SETUP.

3.2.2.4.5. Circuitos Π. Los circuitos Π son una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes. Corresponde a los modelos que se utilizaron como primera solución al estudio de transitorios en líneas, tanto mediante programas como el ATP, como en los analizadores de transitorios. Los circuitos Π no son generalmente el mejor modelo para estudios de transitorios, puesto que la solución por parámetros distribuidos es más rápida y usualmente más precisa.

La conexión en cascada de circuitos Π puede ser útil para líneas no transpuestas, puesto que no es necesario considerar aproximaciones a la matriz de transformación fase-modo. Como defecto, no se pueden representar líneas con parámetros dependientes de la frecuencia y deben aceptarse oscilaciones espurias provocadas por los elementos concentrados. Es necesaria la correcta elección del número de circuitos Π para cada caso. Las oscilaciones espurias pueden amortiguarse mediante resistencias en paralelo con las ramas R-L. La ventaja es que no condicionan el paso de tiempo de cálculo. La solución en estado estacionario es exacta.

3.2.2.4.6. Parámetros distribuidos concentrados. El modelo de parámetros distribuidos constantes procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados. En cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación. Para las líneas transpuestas, esta matriz es constante. Pero para líneas no transpuestas, varía con la frecuencia, y en mayor medida para los cables que para las líneas. Esto hace necesario tomar precauciones al adoptar la frecuencia a la cual se determinarán los parámetros. Otro error aparece cuando el paso de cálculo no es un submúltiplo del tiempo de propagación de la línea. El ATP efectúa una interpolación lineal, pero para picos muy agudos pueden obtenerse valores muy diferentes para distintos pasos de cálculo.

Pero la principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia. La mayor variación se produce para el modo de tierra, es decir, para transitorios en los que aparecen componentes homopolares de tensión y de corriente. Con sus limitaciones, este modelo mejora substancialmente los resultados con respecto a los modelos formados por elementos Π. Un inconveniente, particularmente para líneas o cables cortos, es que exige emplear un paso de tiempo menor que el de tránsito, requiriendo esto mayor tiempo de cálculo.

3.2.2.4.7. Modelo Semlyen. Este modelo, SEMLYEN SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales. Si bien no fue el primer modelo de parámetros variables con la frecuencia, es el más antiguo que todavía subsiste en el ATP. La sencillez de las ecuaciones hace que aún cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente, por lo que este modelo está cayendo en desuso. Es posible que se discontinúe su inclusión en el ATP, como ha sucedido con WEIGHTING y HAUER SETUP.

3.2.2.4.8. Modelo de José Martí. Este modelo, JMARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza, si bien tiene limitaciones. Una de ellas es que utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores de modo a fase. Para líneas aéreas esto es poco notable, pero para cables su influencia es muy importante, conduciendo a resultados inservibles.

Otra limitación es su comportamiento inestable para frecuencias muy bajas, como es el caso de la carga atrapada. La tensión puede incrementarse sin límites en algunos casos. Uno de los parámetros requeridos para la obtención es la conductancia de modo, y el modelo resulta sensible a este valor para estudios de carga atrapada. Si bien es posible obtener resultados convincentes, requiere de ciertas manipulaciones en los datos, como partir de una frecuencia muy baja para efectuar el ajuste, por ejemplo, 0.0001 Hz.

El modelo de J. Martí empleado en el programa de la UBC ha sido modificado para obviar algunos de estos inconvenientes, pero igualmente parece requerir varias pruebas antes de obtener un modelo adecuado.

3.2.2.4.9. Modelo de Taku Noda. El modelo TAKU NODA SETUP difiere de los anteriores en que el cálculo se hace directamente en componentes de fase (o más precisamente, de conductor), obviándose el inconveniente de la matriz de transformación.

La admitancia característica y los coeficientes de deformación se ajustan mediante funciones racionales. Generalmente es más dificultoso obtener un modelo adecuado para una línea determinada, pero tiene la ventaja de que permite definir un paso de cálculo independiente del tiempo de tránsito, pero esto exige emplear este paso de tiempo para la simulación. De ser necesario emplear otro paso, deberá recalcularse el modelo.

La creación de un modelo requiere de dos pasos: a partir de los datos de la línea, se crea un archivo auxiliar mediante el ATP (todas las versiones admiten esto). Con un programa de ajuste, ARMAFIT, suministrado por el grupo de usuarios de Japón, se procesa este archivo auxiliar para obtener, mediante el ajuste por funciones racionales, el archivo que modelará la línea en la simulación. Este archivo se incluye en tiempo de ejecución mediante las instrucciones adecuadas. Hasta ahora la versión Salford no incluye este modelo, por lo que se empleó la versión gnu djgpp.

3.2.2.5. Descargadores. Modelo de descargadores de carburo de silicio (TIPO 99). Es un tipo de descargador que se representa con una resistencia pseudo – alineal. Un modelo de descargador de Csi está descrito por tres tipos de tarjetas de datos. Modelo de descargadores de oxido metálico (TIPO 92). El modelo de este tipo, de descargadores se realiza con una verdadera representación no lineal (en contraposición con una pseudo representación) de un arbitrario número de descargadores de OZn

Resistencia no lineal a segmentos lineales con explosor. El modelo de esta sección provee una representación real (en contraposición a la pseudo representación del modelo TIPO – 99) de un arbitrario número de resistencias no lineales. La no linealidad de la característica Tensión – Corriente es representada por varios segmentos lineales. Este modelo es muy similar al del OZn

3.2.2.6. Modelo de interruptores. Los apartaos de maniobra son simulados con interruptores ideales, los cuales tienen dos estados posibles:

- Cerrados: La tensión entre sus contactos es nula
- Abiertos: La corriente es nula

Esto significa que la simulación de efectos debidos a estados intermedios, como por ejemplo la resistencia de arco durante la apertura, debe efectuarse mediante la adición de elementos externos a este modelo.

3.2.2.6.1. Interruptores ordinarios. Son los más comúnmente utilizados y se dividen a su vez en varios tipos:

- Convencionales: es decir, Determinísticos controlados por tiempo
- Controlados por tensión
- Estadísticos: el tiempo de cierre o apertura es aleatoriamente variado
- Sistemáticos: el tiempo de cierre es regularmente variado
- De medición: siempre se encuentran cerrados. Se utilizan para la medición de corriente o potencia y energía

3.2.2.6.2. Interruptores convencionales. Este es el más simple de los modelos, en donde tanto el tiempo de cierre como el de apertura son suministrados por el usuario

3.2.2.6.3. Interruptores controlados por tensión. Este interruptor esta inicialmente abierto y cerrará sus contactos en un tiempo t – T_{close}, aunque el cierre se hará efectivo sólo cuando la tensión entre los mismos supere el valor especificado por el usuario (V_{flash}). Luego permanecerá cerrado durante el tiempo T_{delay}, luego del cual abrirá. Esta secuencia de cierres / aperturas se mantendrá hasta el final de la simulación. Por ejemplo, una aplicación inmediata de este tipo de interruptores sería en el modelo de un explosor.

3.2.2.6.4. Interruptores estadísticos y sistemáticos. Un estudio de sobretensiones estadísticas involucra una serie de simulaciones independientes internamente generadas por el programa, y en las que los valores cresta de las tensiones obtenidas son procesadas en forma estadística. El número de simulaciones esta dado por el parámetro NENERG de la segunda tarjeta de datos misceláneos

Los casos que realizan tales estudios contienen interruptores cuyos tiempos de cierre son aleatoriamente variados. Estos interruptores son llamados " interruptores estadísticos ", y la palabra clave " STATISTICS " debe ser indicada a partir de la columna 55 de la tarjeta de datos del interruptor. Los interruptores estadísticos estan siempre inicialmente abiertos, cierran una vez que ha sido determinado su tiempo de cierre con las especificaciones probabilísticas y no vuelven a abrir.

El tiempo de cierre T_{close} para cada uno de estos interruptores es aleatoriamente variado de acuerdo a una distribución Gaussiana (normal) ó uniforme. La elección entre un tipo de distribución u otra se efectúa por medio del parámetro IDIST de la tercera tarjeta de datos misceláneos

En la segunda tarjeta de datos misceláneos, se debe indicar en las columnas 65 a 72 el número de operaciones deseadas del interruptor. Típicamente se simulan 100 a 200 maniobras trifásicas. Esto implica la presencia de una tercera tarjeta de datos misceláneos la cual especifica los parámetros estadísticos de los interruptores y el formato de los resultados.

Si el interruptor tiene resistores de pre – inserción, el cierre de sus contactos auxiliares también pueden modelarse con una distribución normal. Los interruptores estadísticos siempre estan abiertos en el estado estacionario ($t < 0$), cierran en el instante aleatoriamente determinado, y permanecen cerrados hasta el fin de la simulación.

3.2.2.6.5. Interruptores para medición. Por definición, un interruptor de medición esta permanentemente cerrado, incluso durante el estado estacionario en el que se determinan las condiciones iniciales. Se utilizan para la medición de corriente ó potencia y energía en lugares en donde no es posible realizarla con otros métodos. Esto puede ser útil tanto para producir una salida gráfica del ATP de estas variables, como para usarse en conjunto con TACS por medio de la fuente de señal del TIPO 91.

3.2.2.7. Pre - arco. Se denomina pre – arco al establecimiento de una corriente por el interruptor durante el cierre y antes del contacto metálico de los contactos. Durante la carrera de cierre de un interruptor, la tensión solicita el espacio entre contactos del mismo y puede provocar un pre – arco si la solicitación excede la rigidez dieléctrica entre electrodos. Por lo tanto el tiempo de cierre del interruptor debe ser ajustado (adelantado)

a fin de tener en cuenta el pre – arco. Para transitorios de baja frecuencia, este fenómeno puede alterar la distribución estadística de tiempos de cierre del interruptor.

En transitorios de alta frecuencia, la corriente luego del pre – arco puede ser interrumpida (aunque esto depende del medio de extinción y del tipo de interruptor utilizado). La tensión entre contactos crecerá nuevamente y una nueva ruptura dieléctrica puede ocurrir, dado que la distancia entre contactos esta disminuyendo. Esto resulta en una sucesión de transitorios de alta frecuencia. La simulación del pre – arco puede efectuarse con un interruptor TIPO 11 controlado por un sistema lógico modelado con TACS.

3.2.2.8. Reigniciones. Las reigniciones son fenómenos similares al pre – arco, excepto que ocurren durante la apertura del interruptor. La rigidez dieléctrica entre contactos aumenta durante la apertura, por lo que los fenómenos de reigniciones no son tan comunes como los de pre – arco. Sin embargo, de producirse, sus consecuencias son mayores, dado que la tensión de ruptura crecerá mientras los contactos estan abriendo.

La simulación de múltiples reigniciones puede simularse con el modelo de tiristor (interruptor TIPO 11), controlado por un sistema lógico modelado con TACS. Sin embargo, para la simulación de una única reignición, basta con la utilización del modelo de interruptor controlado por tensión. En este caso V_{flash} es la tensión entre contactos del interruptor a la cual se producirá la reignición.

3.2.2.9. Resistencia de arco. Para la mayoría de las aplicaciones la resistencia de arco puede no ser tenida en cuenta. Si se desea, se puede considerar una resistencia utilizando el modelo de resistencia variable con el tiempo del TIPO 91.

Otra alternativa la constituye la modelación de la dinámica del arco con TACS. Tal modelación representa generalmente al arco como una conductancia que decae exponencialmente hasta cero a medida que se extingue el mismo. Es posible modelar con TACS las ecuaciones que representan matemáticamente al arco, pero en la práctica se presenta la dificultad de obtener los datos necesarios para los parámetros de tales ecuaciones.

3.2.2.10. Fuentes. Las fuentes más simples que forman parte de los sistemas eléctricos de potencia son las fuentes de tensión y corriente, las cuales son funciones analíticas del tiempo, f(t). En un solo caso se pueden utilizar varios tipos de fuentes distintos, a la vez que las tarjetas pueden estar ubicadas en cualquier orden. Si bien las fuentes tienen dos nodos, sólo es necesario indicar el nombre de uno de ellos pues el otro, para el ATP, siempre es la tierra.

Para retrasar la activación de una fuente, se deberá indicar un valor positivo para TSTART (el valor está dado en segundos). Por definición, la función será cero para valores menores a este tiempo, y será igual a la función f(t-TSTART) para tiempos mayores a TSTART.

Así mismo, para anular una fuente a partir de un determinado tiempo, indicar un valor positivo en TSTOP. Nótese que una función de fuente nula no implica necesariamente una fuente desconectada. Para una fuente de corriente, cero es equivalente a una fuente desconectada, pero para una fuente de tensión, cero

implica un cortocircuito de la fuente. Un valor cero o nulo para TSTOP, será interpretado como infinito por el ATP, por lo que la fuente nunca será anulada.
Si bien existe una amplia variedad de tipos de fuentes, siendo incluso hasta posible que el usuario defina una forma de onda cualquiera para la misma, a continuación se describirán aquellas más utilizadas

3.2.2.10.1. Función Escalón. La forma de onda es un escalón de la amplitud indicada entre las columnas 11 a 20 (parámetro AMPLITUD) de la tarjeta de datos. La función es cero para t = 0 y recién en el siguiente paso de tiempo tendrá la amplitud indicada.

3.2.2.10.2. Función Rampa. Esta función crecerá linealmente desde cero hasta el punto determinado por T0 (tiempo al valor máximo) y AMPLITUD, a partir del cual se mantendrá constante en dicho valor.

3.2.2.10.3. Función Doble Rampa. Esta función crecerá primero linealmente desde cero hasta el punto determinado por T0 y AMPLITUD, para luego cambiar de pendiente, pasando por el punto definido por A1 y T1. A1 puede ser mayor, menor ó igual a AMPLITUD. Incluso T0 puede ser cero, en cuyo caso sólo existe el segundo segmento de la función. Normalmente se utiliza este tipo de fuente para representar ondas impulsivas en estudios de sobretensiones atmosféricas. Por ejemplo, un impulso de tensión de 10 kV, 1,2/50 µs tendría los siguientes parámetros:
AMPLITUD = 10000.
T0 = 1.2E-6
A1 = AMPLITUD / 2 = 5000. T1 = 50.E-6

3.2.2.10.4. Función Sinusoidal. La forma de onda es una sinusoide en función del tiempo. El valor cresta en Amperes ó Volts (y no el valor eficaz), deberá ingresarse en el campo AMPLITUD y la frecuencia en Hz entre las columnas 21 a 30. La fase puede ingresarse (en el campo correspondiente a T0) en grados ó tiempo, según sea el valor de A1:

- Si A1 = 0, se deberá ingresar en T0 la fase en grados, entonces:
  f(t) = AMPLITUD * cos(ANG)
  donde ANG = 6.28 * FRECUENCIA * t + T0
- Si A1 > 0, se deberá ingresar en T0 la fase en segundos, entonces:
  f(t) = AMPLITUD * cos(ANG)
  donde ANG = 6.28 * FRECUENCIA * (t + T0)

La solución del estado estacionario para t<0, se realizará solamente para las fuentes del tipo 14 que estén presentes para t<0, es decir que para que una fuente intervenga en estas condiciones, deberá tener un valor negativo cualquiera en el campo TSTART. Si hay varias fuentes tipo 14 de distintas frecuencias con TSTART<0, para el estado estacionario se usará la frecuencia de la fuente tipo 14 de la primera tarjeta que se encuentre. Si bien no se admite una solución del estado estacionario para corriente continua, se puede obtener una aproximación a ello utilizando una fuente de muy baja frecuencia, cercana al cero (por ejemplo 0.001 Hz).

Un caso especial para la solución, en corriente continua, de estado estacionario lo constituye la carga atrapada en una línea de transmisión. Para esto utilice una fuente especial que:

Sea de corriente ("-1" entre las columnas 9 a 10) del tipo 14, sinusoidal de baja frecuencia, y tenga el valor especial TSTART = 5432 (columnas 61 a 70).

Para la lógica normal del ATP, los puntos 1 y 3 aseguran que la fuente no estará presente luego del estado estacionario (es decir, durante el transitorio), dado que una fuente de corriente que nunca comienza no existe. Sin embargo, para el estado estacionario, hay una lógica especial que trata a tal fuente como de tensión, es decir, como si tuviera TSTART = -1 y un blanco entre las columnas 9 a 10. Si bien lo anterior se basa en el caso de una línea de transmisión, el procedimiento es aplicable a cualquier caso donde se desee considerar carga atrapada. La única restricción es que, en el subsistema aislado donde se aplica tal fuente, no debe haber otras fuentes de distinta frecuencia.

3.2.2.10.5. Función Impulso. Esta es una fuente del tipo doble exponencial, definida por una función del tipo:

$$f(t) = AMPLITUD * [exp(A*t) - exp[B*t])$$

Donde:
A deberá indicarse en el campo correspondiente a AMPLITUD, y - B en el correspondiente a T0. Normalmente tanto A como B serán negativos. Si una de las constantes A ó B es cero, la función se convierte en una simple exponencial.

3.2.2.11. Guía para comenzar con el modelo de un sistema. Una de las cuestiones iniciales al usar el ATP es determinar cuanto del sistema es necesario modelar, es decir, que elementos son necesarios tener en cuenta en el modelo y cual no. Por ejemplo, para el caso de estudios de sobretensiones de maniobra, como regla inicial, es necesario representar el sistema hasta dos barras antes de la que se maniobrará. En oposición, fenómenos de muy alta frecuencia, sólo requieren un modelo detallado de aquellos elementos cercanos al origen de tales fenómenos. Estos conceptos pueden generalizarse a otros tipos de estudios.

Una vez que un modelo ha sido desarrollado y ensayado, el usuario puede agregarle otros elementos, a fin de analizar su influencia en los resultados. Se enfatiza la necesidad de comenzar los estudios con un modelo simple del sistema, para luego ir complicándolo en la medida de lo necesario.

En resumen, si bien es muy difícil establecer reglas, lo que sigue son algunas sugerencias que vale tener en cuenta:

- Comenzar con el modelo más sencillo posible del sistema.
- Experimentar, probar y adquirir confianza en el mismo.
- Ir agregando los elementos que sean necesarios para completar el modelo del sistema a estudiar.
- El tamaño y complejidad del modelo depende, en cierta forma, del fenómeno a estudiar. Así mismo aumenta la probabilidad de cometer errores en la modelización, por lo tanto, no hacer el modelo más complejo de lo estrictamente necesario.

- Determinar, en lo posible, la sensibilidad de los resultados a la incertidumbre en el conocimiento de los datos que influyen en el fenómeno a estudiar.

3.2.2.11.1. Unidades de los parámetros. Es importante utilizar unidades de ingeniería cuando se ingresan los datos. Muchas veces los datos disponibles de líneas, cables, transformadores, etc. están en por unidad. El ATP puede manejar valores ingresados en por unidad, pero se debe ser cuidadoso al utilizar estas unidades.

3.2.2.11.2 Requisitos de la topología de la red.

- El sistema debe ser configurado de tal forma que no pueda crearse una condición en donde la corriente por una inductancia no tenga un camino a tierra.

  Los interruptores usualmente interrumpen la corriente en el primer DELTAT posterior al paso por cero de la misma. Alternativamente, pueden interrumpir la corriente un DELTAT después de que su magnitud caiga por debajo de un nivel predeterminado. En cualquiera de estos casos, el interruptor cortará una cantidad de corriente, lo cual originará oscilaciones numéricas indeseables, a no ser que se provea a la corriente por la inductancia de un camino para circular.

  Similares problemas ocurrirán si se intenta cambiar instantáneamente la tensión de un capacitor. Por lo tanto, pueden enunciarse las siguientes reglas:

  a) No se debe conectar en serie un interruptor con una inductancia, a no ser que se asegure un camino para la corriente de la inductancia, para cualquier posición del interruptor.
  b) Se debe evitar una configuración del sistema tal que produzca la variación instantánea de la tensión sobre un capacitor.

- Cuando se incluyen las pérdidas en el modelo de una inductancia, es deseable representar aunque sea una parte de éstas pérdidas por una resistencia serie a fin de que cualquier corriente continua originada por una maniobra sea amortiguada. Similarmente debe conectarse un resistor en paralelo con una capacidad para que una tensión de continua decaiga.
- Cuando se representa tiristores o diodos, es deseable representar los reactores limitadores de tensión y los atenuadores RC. Estos componentes limitan los excesivos di/dt y dv/dt, tanto en el modelo del ATP como en el sistema real, aumentando la estabilidad numérica de la simulación.
- En el ATP pueden producirse subsistemas flotantes cuando la operación de un interruptor causa que una parte del circuito se quede sin una conexión a tierra. También existe por ejemplo esta condición en el terciario en triángulo de un transformador. En estas condiciones, la tensión de éste subsistema está matemáticamente indefinida, y el ATP pondrá un valor nulo a la tensión de alguno de los nodos del subsistema. Esto puede ser aceptable en algún caso, como por ejemplo en el ya citado triángulo del transformador, pero en general es mejor colocar alguna capacidad pequeña en uno o varios de los nodos para evitar estos problemas.

3.2.2.11.3. Selección del paso de tiempo y del tiempo máximo de simulación. La selección del paso de tiempo adecuado para la simulación es uno de las más importantes decisiones que el usuario deberá tomar. Hay un balance entre el esfuerzo computacional y la exactitud en los resultados que debe ser alcanzada. Como

guía inicial, utilice uno ó más de los siguientes procedimientos para seleccionar el máximo paso de tiempo aceptable para una simulación:

- Determine el mínimo tiempo de viaje de las líneas y cables que son incluidos en el modelo. Este puede calcularse como (longitud de la línea / máxima velocidad de propagación). Para obtener el máximo paso de tiempo, el tiempo de viaje debe dividirse por 10 para líneas que son importantes estudiar o por 4 para líneas que formar parte de la periferia del sistema representado.
- Calcule el período de oscilación para cada lazo LC de acuerdo con T=1 / f=2D´(LC). Para lazos que forman una parte importante del transitorio a estudiar, el paso de tiempo no debe ser mayor a 1/20 del período de oscilación. Para lazos y frecuencias de menor interés, el paso de tiempo puede ser tan alto como 1/4 del período de oscilación.
- Calcule la constante de tiempo para los elementos RC y L/R concentrados. El paso de tiempo no debe ser mayor que la menor de estas constantes de tiempo.
- Cuando se simulan sistemas de control de tiristores con TACS, el paso de tiempo no de exceder de 55 µs para un sistema de 50 Hz.
- Cuando se simulan máquinas sincrónicas tipo 59, el paso de tiempo no debe exceder de 100 µs. Si para las simulaciones de la dinámica de la máquina de larga duración el tiempo computacional resulta excesivo, es posible incrementar el paso de tiempo si los resultados son comparables a aquellos producidos con un paso de 100 µs.
- Cuando se simulan armónicas u otros fenómenos estacionarios o quasiestacionarios, el paso de tiempo debe ser igual a aproximadamente un grado de la frecuencia industrial, o sea 55 µs para un sistema de 50 Hz.

Estas guías enunciadas tienen la intención de proveer el máximo paso de tiempo usable para obtener resultados de aceptable exactitud. Son preferibles pasos de tiempo inferiores a los sugeridos. En cada estudio, el usuario debe comparar resultados con diferentes pasos de tiempo, a fin de asegurarse que usando pasos de tiempo inferiores, no producirán efectos significativos en los resultados de interés. Es generalmente preferible elegir el paso de tiempo de manera que el tiempo de viaje de las líneas de transmisión (si existen en el modelo) sea un número entero de pasos de tiempo. Esto reducirá los errores de interpolación durante la simulación.

Este requisito es más importante para la secuencia positiva, pero también deseable para la secuencia cero. El usuario puede seleccionar un número "no redondo" a fin de satisfacer esta condición. Puede ser útil también ajustar levemente la longitud de la línea. El tiempo total de simulación, TMAX, también afecta al tiempo computacional, y debe ser seleccionado de manera que:

- Al menos un ciclo de frecuencia industrial previa debe ser simulado, para transitorios de maniobra de frecuencia baja o media. Esto no es de aplicación para fenómenos de alta y muy alta frecuencia, dado que varios medios existen para establecer las condiciones iniciales de los transitorios a simular inmediatamente, salvando por lo tanto tiempo computacional.
- Al menos 10 a 20 ciclos de la frecuencia del transitorio dominante (no de 50 Hz.) debe ser simulado, a fin de observar el amortiguamiento y asegurarse que no se producen fenómenos de resonancia

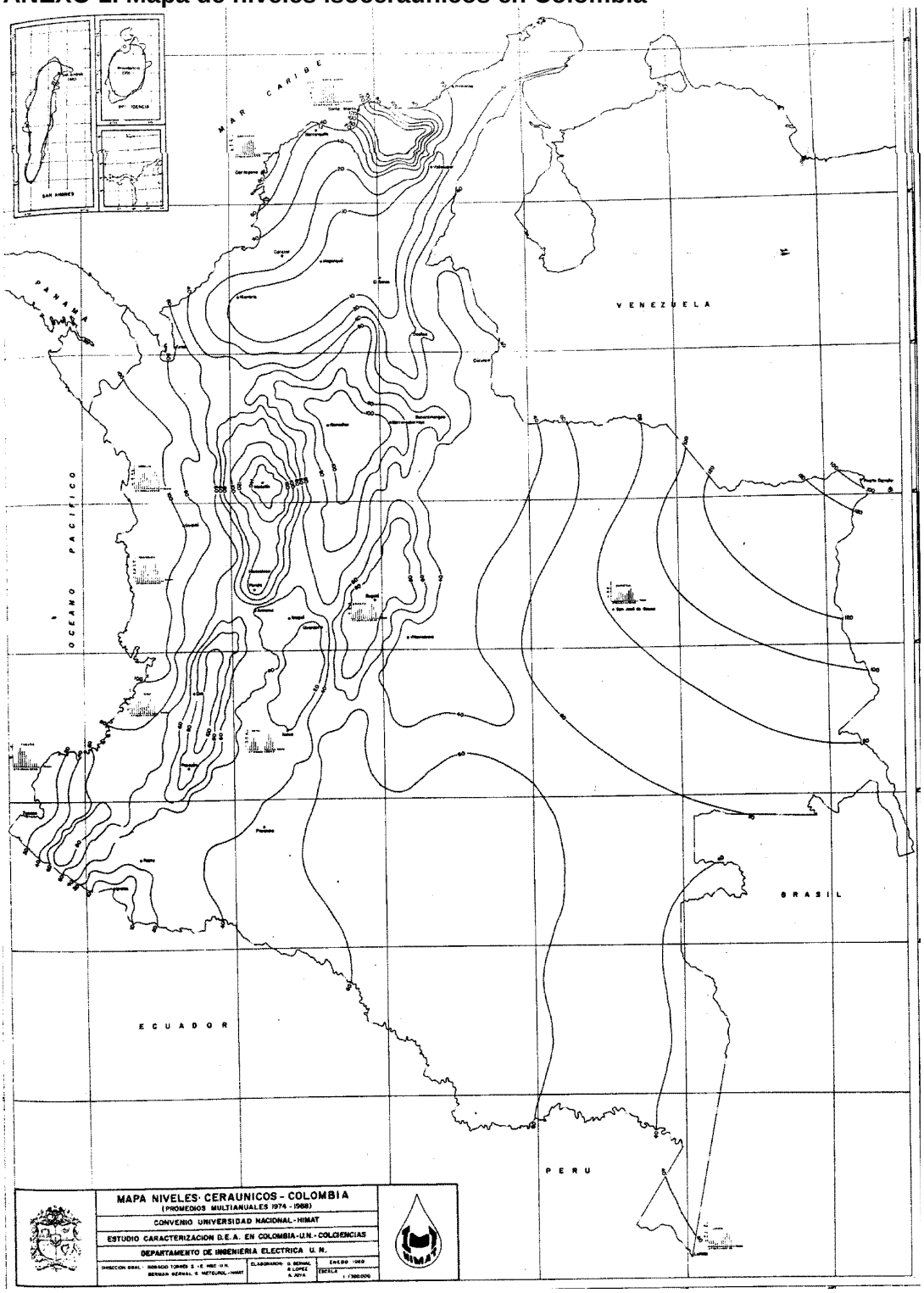
- La dinámica de máquinas requiere usualmente de 1 a 5 segundos de tiempo de simulación.
- Cuando el estado estacionario contiene armónicas, especialmente debido a elementos no lineales o maniobra de tiristores, varios ciclos del estado previo al transitorio deben ser simulados a fin de asegurarse que se alcanzan las condiciones iniciales. Se sugiere 5 ciclos de frecuencia industrial como punto de partida, sujetos a un posterior ajuste por parte del usuario.

Los valores adecuados de TMAX para simulación de sistemas de control pueden ser determinados en función del conocimiento de las frecuencias naturales del sistema de control y de las constantes de tiempo.

Ensayos de campo y experimentaciones con el ATP son medios valuables para la determinación tanto del paso de tiempo (DELTAT) como del tiempo máximo de simulación (TMAX).

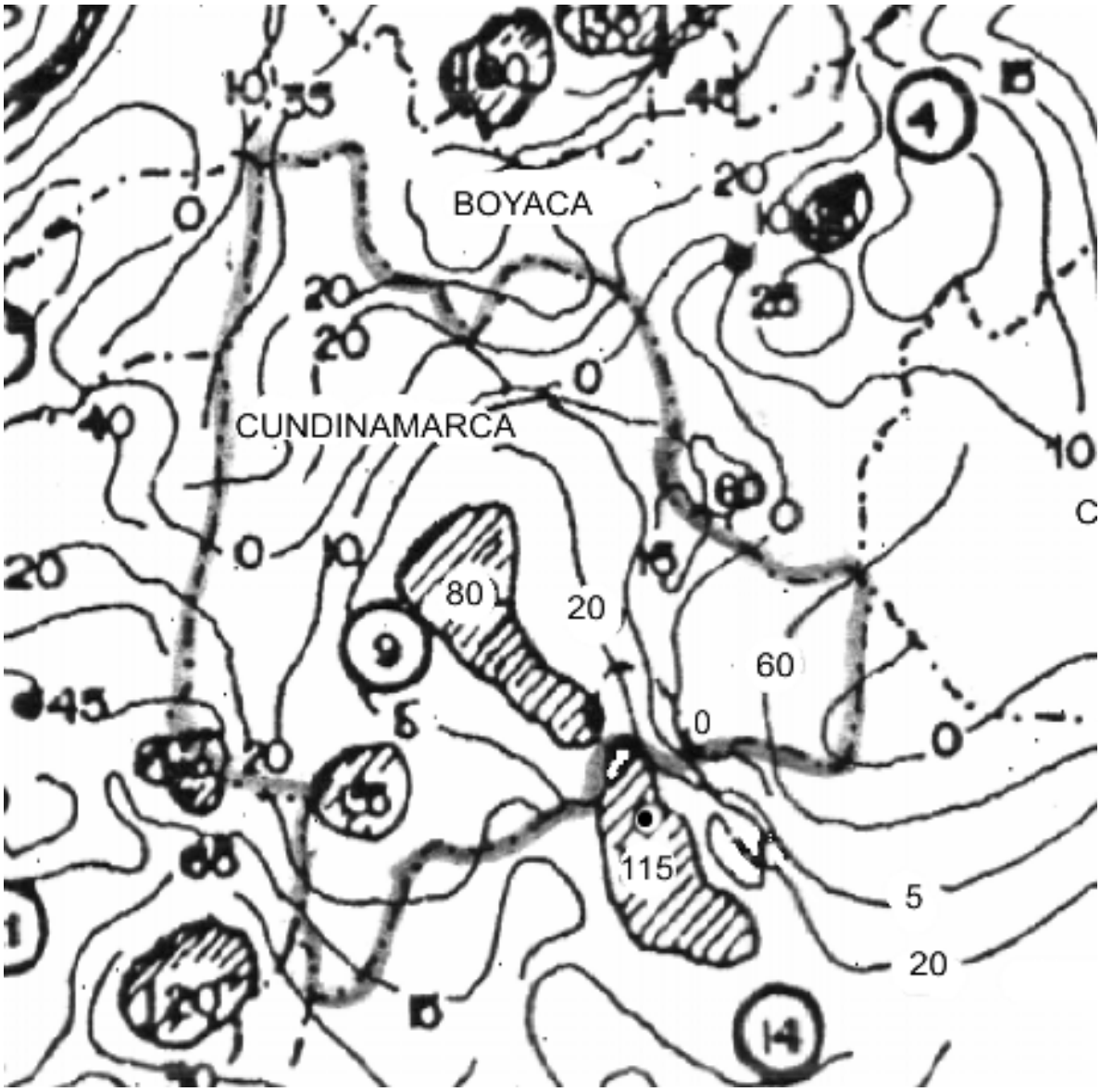
Como guía adicional para la selección del paso de tiempo, el tiempo máximo de simulación y el rango de frecuencia válido para los modelos, varias bandas de frecuencia se definen en el Anexo 31.

ANEXO 1. Mapa de niveles isoceráunicos en Colombia



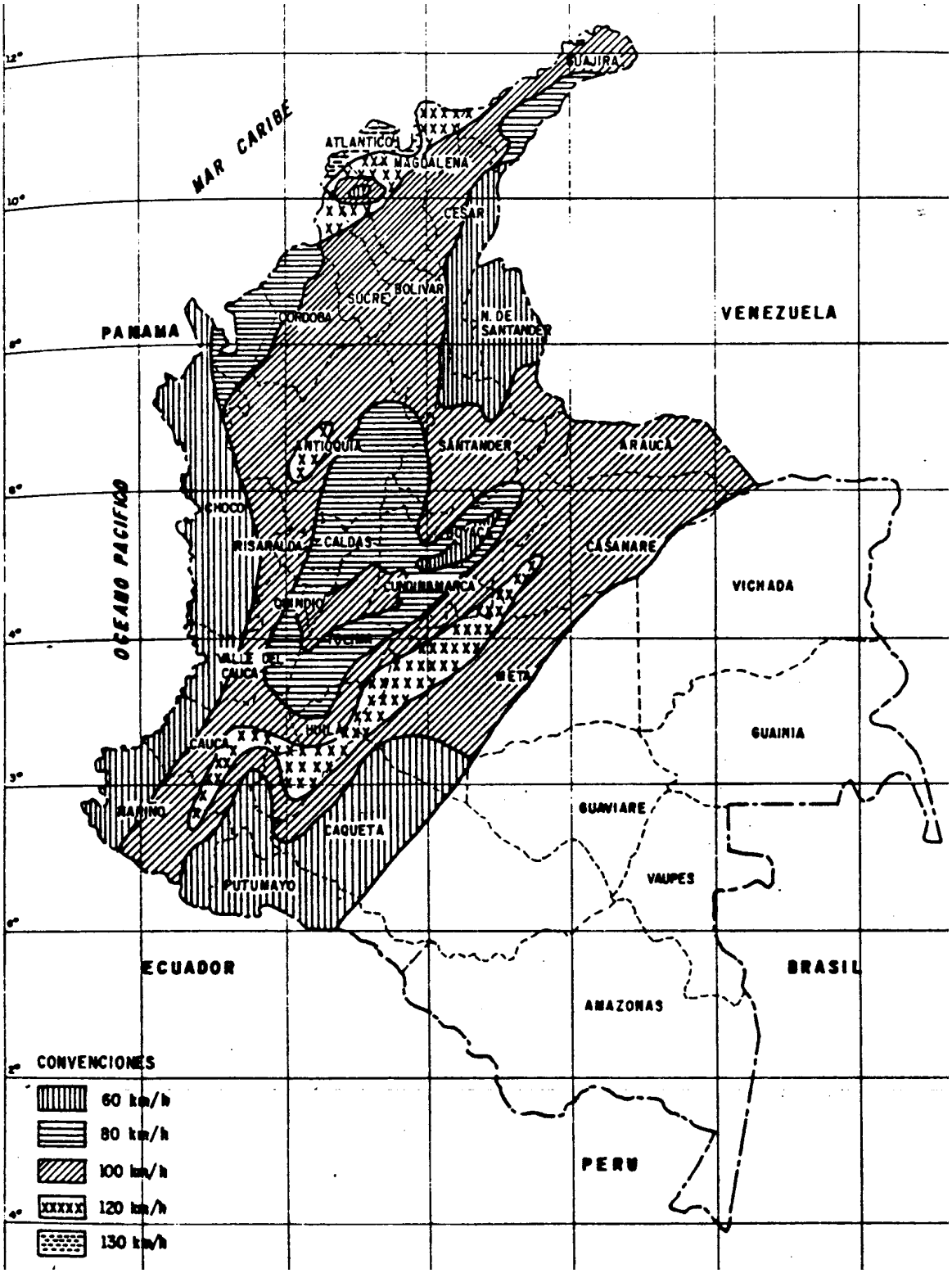
Fuente: Mapa Colombiano de niveles ceráunicos. UNAL Colombia.

ANEXO 2. Mapa de niveles isoceráunicos de las zonas por donde pasa la línea de transmisión Guavio – Tunal



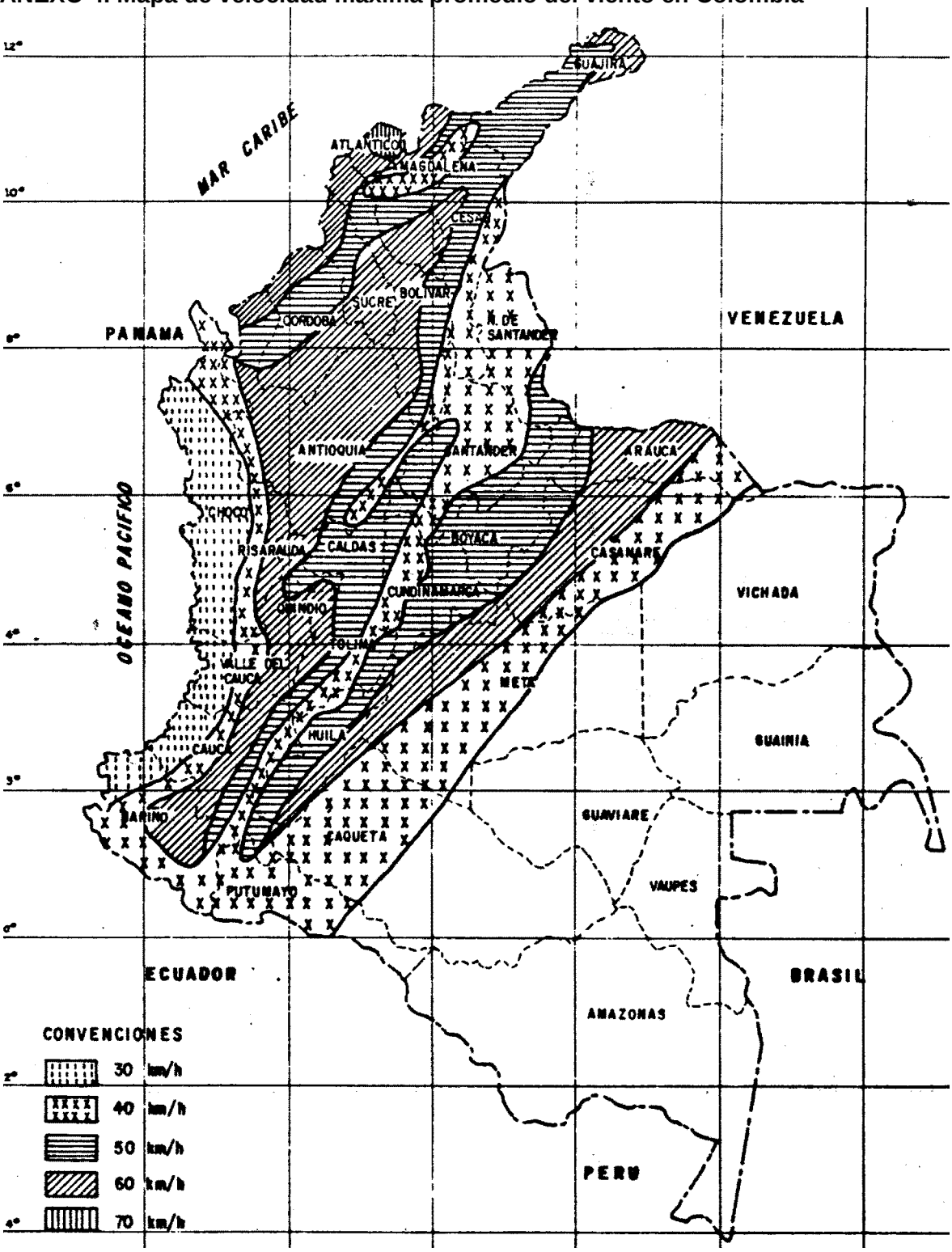
Fuente: Mapa Colombiano de niveles ceráunicos. UNAL Colombia.

ANEXO 3. Mapa de Vientos máximos en Colombia con período de retorno de 50 años



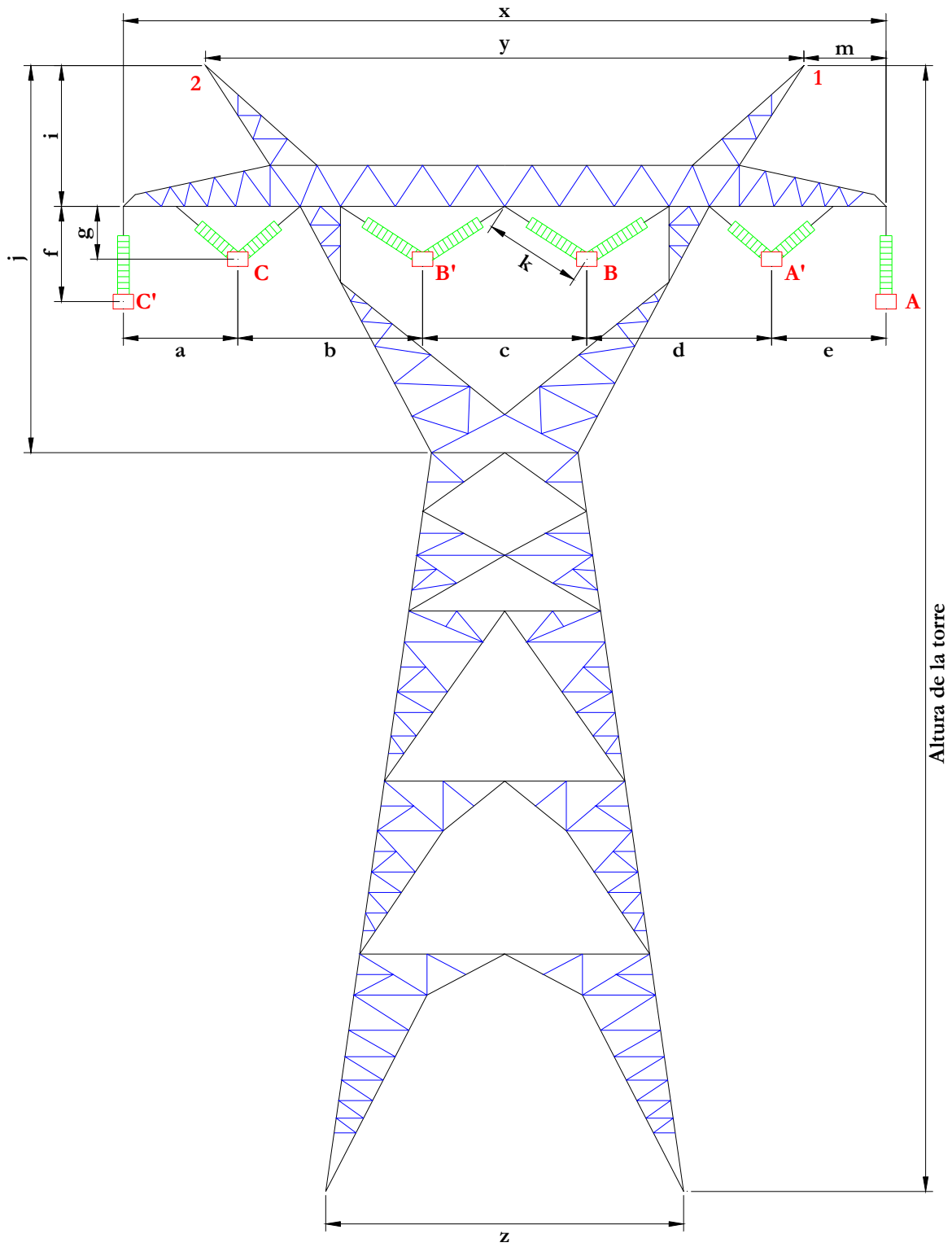
Fuente: Documento de Interconexión Eléctrica ISA.

ANEXO 4. Mapa de velocidad máxima promedio del viento en Colombia



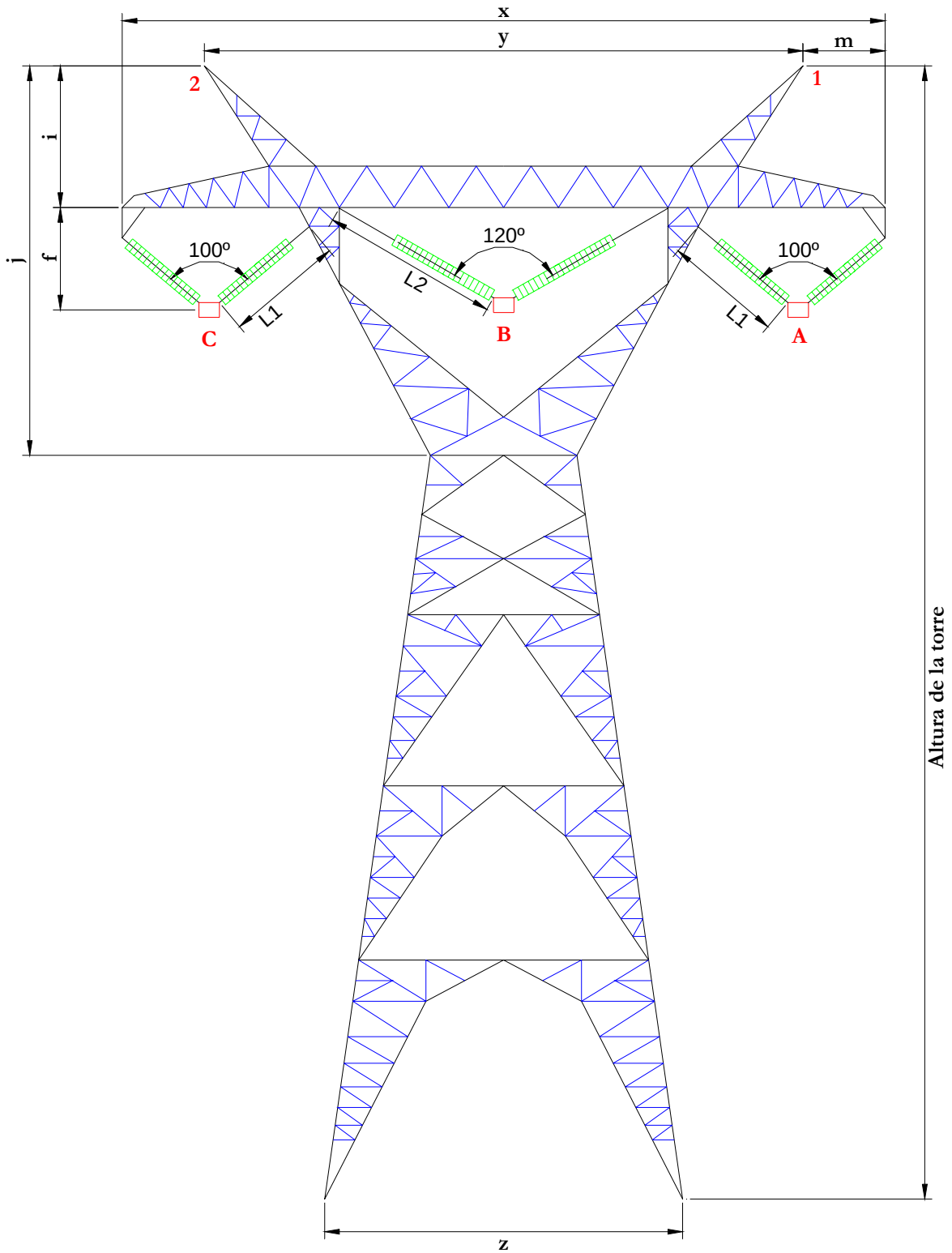
Fuente: Documento Interconexión Eléctrica ISA.

ANEXO 5. Torre típica en configuración inicial a 230 kV de la línea de transmisión Guavio – Tunal



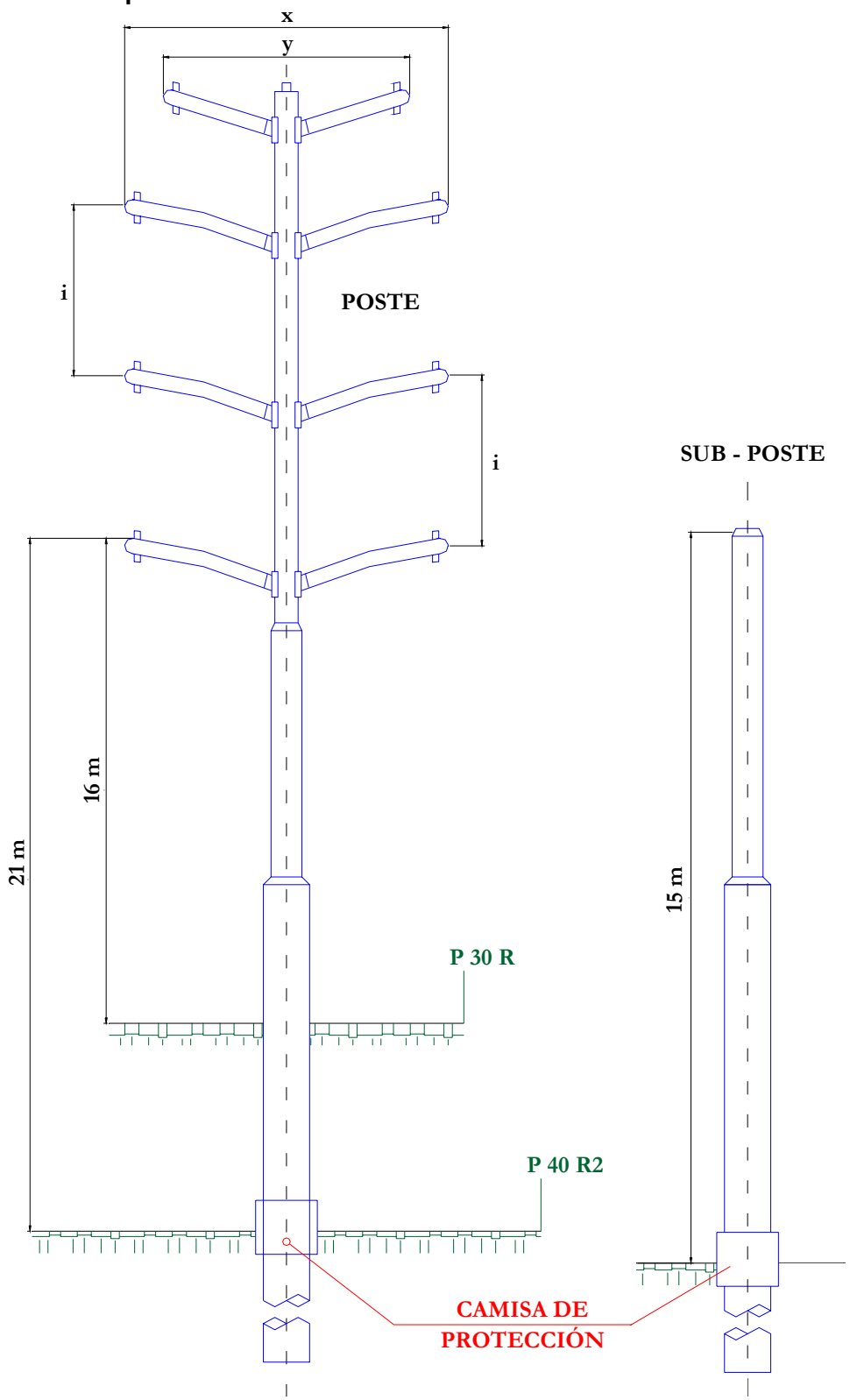
Fuente: Empresa de Energía de Bogotá (EEB)

ANEXO 6. Torre típica en configuración final a 500 kV de la línea de transmisión Guavio – Tunal



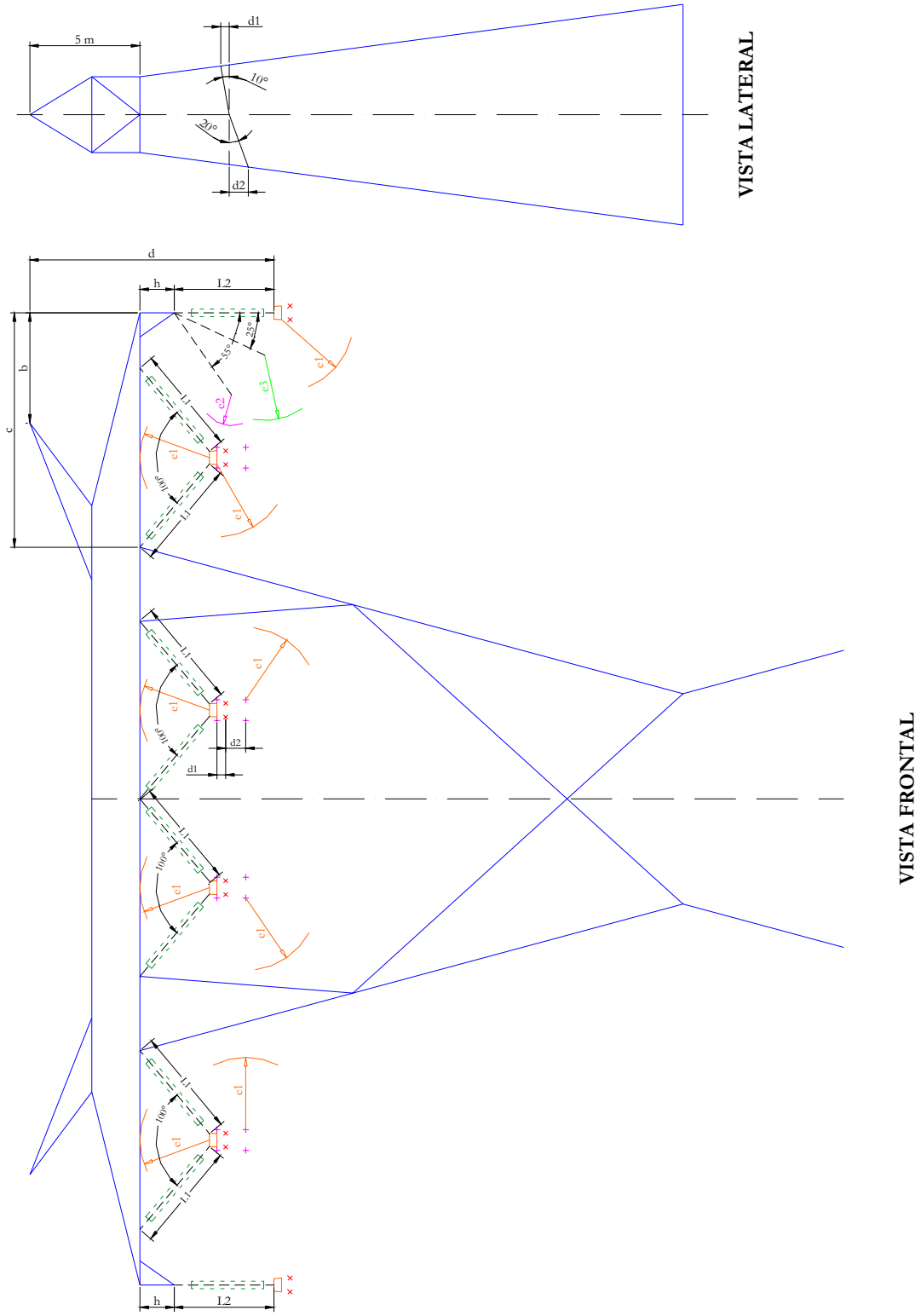
Fuente: Empresa de Energía de Bogotá (EEB)

ANEXO 7. Poste típico de la línea de transmisión Guavio – Tunal



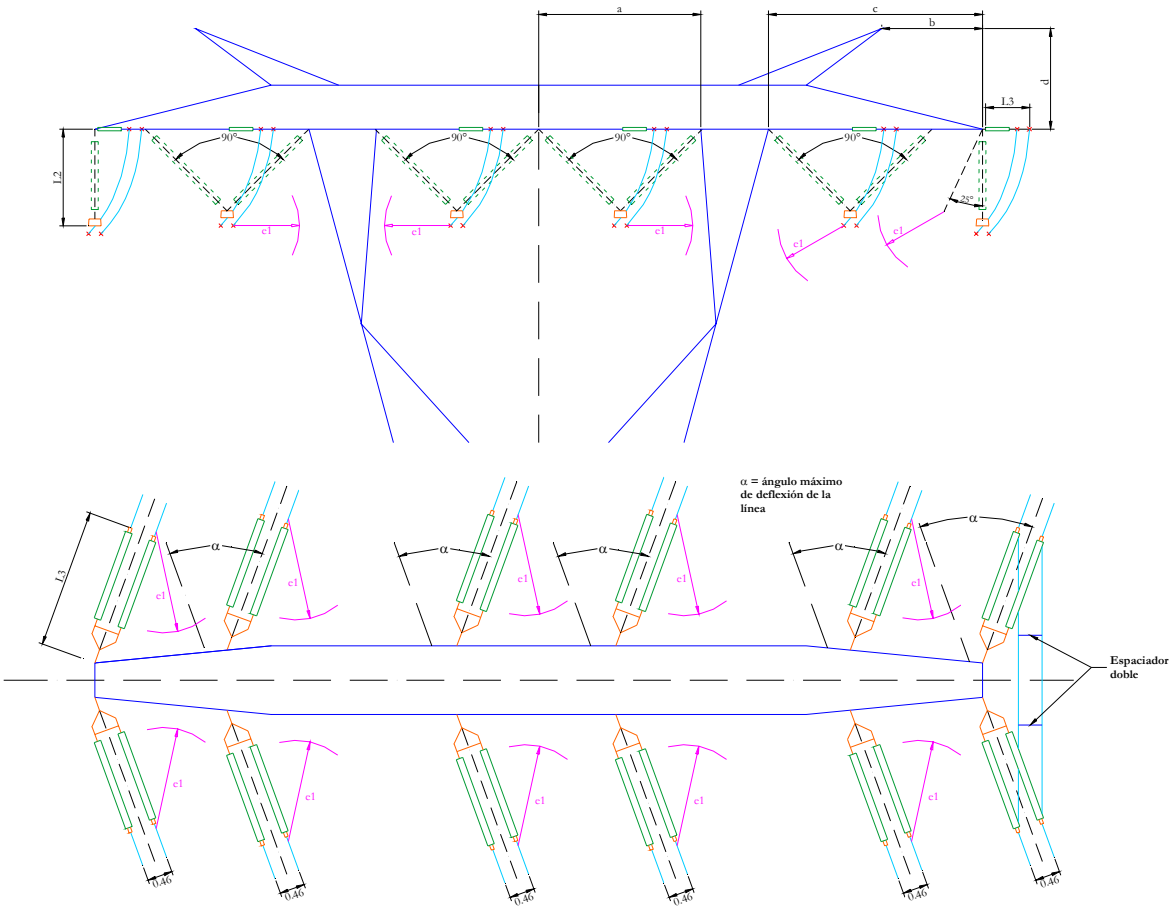
Fuente: Documento de consorcios líneas Guavio

ANEXO 8. Dimensionamiento eléctrico de diseño de torres de suspensión a 230 kV



Fuente: Documento de consorcios líneas Guavio

ANEXO 9. Dimensionamiento eléctrico de diseño de torres de retención a 230 kV



Fuente: Documento de consorcios líneas Guavio

ANEXO 10. Características de las sobretensiones en cadenas de aisladores en suspensión y espacios de aire

Impulse air gap		Impulse flashover Positive critical	Number of Insulator units	Wet 60 Hz Flashover	Wet 60 Hz air gap	
in	mm				in	mm
8	203	150	1	50	10	254
14	356	255	2	90	12	305
21	533	355	3	130	16	406
26	660	440	4	170	20	508
32	813	525	5	215	26	660
38	965	610	6	255	30	762
43	1092	695	7	295	35	889
49	1245	780	8	335	39	991
55	1397	860	9	375	44	1118
60	1524	945	10	415	49	1245
66	1676	1025	11	455	53	1346
71	1803	1105	12	490	58	1473
77	1956	1185	13	525	62	1575
82	2083	1265	14	565	66	1676
88	2235	1345	15	600	70	1778
93	2362	1425	16	630	74	1880
99	2515	1505	17	660	78	1981
104	2642	1585	18	690	82	2083
110	2794	1665	19	720	86	2184
115	2921	1745	20	750	90	2286
121	3073	1825	21	780	94	2388
126	3200	1905	22	810	97	2464
132	3353	1985	23	840	101	2565
137	3480	2065	24	870	106	2692
143	3632	2145	25	900	110	2794
148	3759	2225	26	930	115	2921
154	3912	2305	27	960	119	3023
159	4039	2385	28	990	123	3124
165	4191	2465	29	1020	128	3251
171	4343	2550	30	1050	132	3353

Fuente: Transmission Line Design Manual

ANEXO 11. Valores de sobretensiones para espacios de aire

Air gap		Flashover impulse		Air gap		Flashover impulse	
mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical	mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical
25	1		38	2565	101	842	1544
51	2		60	2591	102	848	1559
76	3		75	2616	103	855	1573
102	4		91 - 95	2642	104	862	1588
127	5		106 - 114	2667	105	869	1602
152	6		128 - 141	2692	106	875	1617
178	7		141 - 155	2718	107	882	1631
203	8		159 - 166	2743	108	889	1646
229	9		175 - 178	2769	109	896	1660
254	10	80	190	2794	110	902	1675
279	11	89	207	2819	111	909	1689
305	12	98	224	2845	112	916	1704
330	13	107	241	2870	113	923	1718
356	14	116	258	2896	114	929	1733
381	15	125	275	2921	115	936	1747
406	16	134	290	2946	116	943	1762
432	17	143	305	2972	117	950	1776
457	18	152	320	2997	118	956	1791
483	19	161	335	3023	119	963	1805
508	20	170	350	3048	120	970	1820
533	21	178	365	3073	121	977	1834
559	22	187	381	3099	122	984	1849
584	23	195	396	3124	123	991	1863
610	24	204	412	3150	124	998	1878
635	25	212	427	3175	125	1005	1892
660	26	221	443	3200	126	1012	1907
686	27	229	458	3226	127	1019	1921
711	28	238	474	3251	128	1026	1936
737	29	246	489	3277	129	1033	1950
762	30	255	505	3302	130	1040	1965
787	31	264	519	3327	131	1047	1979
813	32	273	534	3353	132	1054	1994
838	33	282	548	3378	133	1061	2008
864	34	291	563	3404	134	1068	2023
889	35	300	577	3429	135	1075	2037

Air gap		Flashover impulse		Air gap		Flashover impulse	
mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical	mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical
914	36	309	592	3454	136	1082	2052
940	37	318	606	3480	137	1089	2066
965	38	327	621	3505	138	1096	2081
991	39	336	635	3531	139	1103	2095
1016	40	345	650	3556	140	1110	2110
1041	41	353	665	3581	141	1116	2124
1067	42	362	680	3607	142	1122	2139
1092	43	370	695	3632	143	1128	2153
1118	44	379	710	3658	144	1134	2168
1143	45	387	725	3683	145	1140	2182
1168	46	396	740	3708	146	1146	2197
1194	47	404	755	3734	147	1152	2211
1219	48	413	770	3759	148	1158	2226
1245	49	421	785	3785	149	1164	2240
1270	50	430	800	3810	150	1170	2255
1295	51	438	814	3835	151	1176	2269
1321	52	447	829	3861	152	1182	2284
1346	53	455	843	3886	153	1188	2298
1372	54	464	858	3912	154	1194	2313
1397	55	472	872	3937	155	1200	2327
1422	56	481	887	3962	156	1206	2342
1448	57	489	901	3988	157	1212	2356
1473	58	498	916	4013	158	1218	2371
1499	59	506	930	4039	159	1224	2385
1524	60	515	845	4064	160	1230	2400
1549	61	523	960	4089	161	1236	2414
1575	62	532	975	4115	162	1242	2429
1600	63	540	990	4140	163	1248	2443
1626	64	549	1005	4166	164	1254	2458
1651	65	557	1020	4191	165	1260	2472
1676	66	566	1035	4216	166	1266	2487
1702	67	574	1050	4242	167	1272	2501
1727	68	583	1065	4267	168	1278	2516
1753	69	591	1080	4293	169	1284	2530
1778	70	600	1095	4318	170	1290	2545
1803	71	607	1109	4343	171	1296	2559

Air gap		Flashover impulse		Air gap		Flashover impulse	
mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical	mm	in	60 Hz wet	Pos. Critical
1829	72	615	1124	4369	172	1302	2574
1854	73	622	1138	4394	173	1308	2588
1880	74	630	1153	4420	174	1314	2603
1905	75	637	1167	4445	175	1320	2617
1930	76	645	1182	4470	176	1326	2632
1956	77	652	1196	4496	177	1332	2646
1981	78	660	1211	4521	178	1338	2661
2007	79	667	1225	4547	179	1344	2675
2032	80	675	1240	4572	180	1350	2690
2057	81	683	1254	4597	181	1355	2704
2083	82	691	1269	4623	182	1361	2719
2108	83	699	1283	4648	183	1366	2733
2134	84	707	1298	4674	184	1372	2748
2159	85	715	1312	4699	185	1377	2762
2184	86	723	1327	4724	186	1383	2777
2210	87	731	1341	4750	187	1388	2791
2235	88	739	1356	4775	188	1394	2806
2261	89	747	1370	4801	189	1399	2820
2286	90	755	1385	4826	190	1405	2835
2311	91	763	1399	4851	191	1410	2849
2337	92	771	1414	4877	192	1416	2864
2362	93	779	1428	4902	193	1421	2878
2388	94	787	1443	4928	194	1427	2893
2413	95	795	1457	4953	195	1432	2907
2438	96	803	1472	4978	196	1438	2922
2464	97	811	1486	5004	197	1443	2936
2489	98	819	1501	5029	198	1449	2951
2515	99	827	1515	5055	199	1454	2965
2540	100	835	1530	5080	200	1460	2980

Fuente: Transmission Line Design Manual

ANEXO 12. Ángulo de desvió medio y máximo de los conductores de fase y verificación con respecto a los ángulos de diseño a 230 kV

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Pórtico Guavio	Retención	17,11	45,50	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1E	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1D	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1C	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1B	Retención	20,31	50,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1A	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 1	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 2	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 3	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 4	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 5	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 6	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 7	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 8	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 9	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 10	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 11	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 12	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 13	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 14	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 15	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 16	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 17	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 18	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 19	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 20	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 21	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 22	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 23	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 24	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 25	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 26	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 27	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 28	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 29	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 30	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 31	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 32	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 33	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 34	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 35	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 36	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 37	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 38	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 39	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 40	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 41	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 42	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 43	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 44	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 45	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 46	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 47	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 48	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 49	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 50	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 51	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 52	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 53	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 54	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 55	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 56	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 57	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 58	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 59	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 60	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 61	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 62	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 63	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 64	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 65	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 66	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 67	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 68	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 69	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 70	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 71	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 72	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 73	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 74	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 75	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 76	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 77	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 78	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 79	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 80	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 81	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 82	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 83	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 84	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 85	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 86	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 87	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 88	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 89	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 90	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 91	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 92	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 93	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 94	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 95	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 96	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 97	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 98	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 99	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 100	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 101	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 102	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 103	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 104	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 105	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 106	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 107	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 108	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 109	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 110	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 111	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 112	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 113	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 114	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 115	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 116	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 117	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 118	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 119	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 120	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 121	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 122	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 123	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 124	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 125	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 126	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 127	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 128	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 129	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 130	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 131	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 132	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 133	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 134	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 135	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 136	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 137	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 138	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 139	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 140	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 141	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 142	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 143	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 144	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 145	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 146	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 147	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 148	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 149	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 150	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 151	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 152	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 153	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 154	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 155	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 156	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 157	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 158	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 159	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 160	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 161	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 162	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 163	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 164	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 165	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 166	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 167	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 168	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 169	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 170	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 171	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 172	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 173	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 174	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 175	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 176	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 177	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 178	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 179	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 180	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 181	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 182	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 183	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 184	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 185	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 186	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 187	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 188	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 189	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 190	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 191	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 192	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 193	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 194	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 195	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 196	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 197	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 198	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 199	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 200	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 201	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 202	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 203	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 204	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 205	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 206	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 207	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 208	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 209	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 210	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 211	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 212	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 213	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 214	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 215	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 216	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 217	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 218	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 219	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 220	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 221	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 222	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 223	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 224	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 225	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 226	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 227	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 228	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 229	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 230	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 231	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 232	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 233	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 234	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 235	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 236	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 237	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 238	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 239	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 240	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 241	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 242	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 243	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 244	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 245	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 246	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 247	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 248	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 249	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 250	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 251	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 252	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 253	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 254	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 255	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 256	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 257	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 258	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 259	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 260	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 261	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 262	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 263	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 264	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 265	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 266	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 267	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 268	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 269	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 270	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 271	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 272	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste PI 272	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 273	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 274	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 275	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 276	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 277	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 278	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 279	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*

Estructura	Clase de estructura	αL med	αL máx	αL med de diseño	αL máx de diseño	αLmed < αL med diseño Verificación	αLmáx < αL máx diseño Verificación
Torre 280	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 281	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 282	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 283	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 284	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 285	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 286	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 287	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 288	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Torre 289	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 1l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 2	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 3	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 4	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 5	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 6	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 7	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 8	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 9	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 10	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 11	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 12	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 13	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 14	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 15	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 16	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 17	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 18	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 19l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Poste 20l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*
Pórtico Tunal	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK*	OK*

OK*: en el cálculo se determino que si el ángulo de la distancia calculada es menor o igual al ángulo de la distancia eléctrica de diseño, entonces se encuentra bien dimensionado el sistema, para se utilizo esta nomenclatura.

ANEXO 13. Distancias eléctricas contra sobretensiones de tipo atmosférico, a frecuencia industrial y de interrupción, y verificación con las distancias de diseño

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Pórtico Guavio	2,45			2,40			NEG*		
Torre 1E	2,45			2,40			NEG		
Torre 1D	2,45			2,40			NEG		
Torre 1C	2,00			2,10			OK		
Torre 1B			1,79			2,75			OK
Torre 1A	2,00			2,10			OK		
Torre 1	2,00			2,10			OK		
Torre 2	2,45			2,40			NEG		
Torre 3	2,45			2,40			NEG		
Torre 4	2,45			2,40			NEG		
Torre 5	2,45			2,40			NEG		
Torre 6	2,45			2,40			NEG		
Torre 7	2,45			2,40			NEG		
Torre 8	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 9	2,45			2,40			NEG		
Torre 10	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 11	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 12	2,00			2,10			OK		
Torre 13	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 14	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 15	2,00			2,10			OK		
Torre 16	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 17	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 18	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 19	2,00			2,10			OK		
Torre 20	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 21	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 22	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 23	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 24	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 25	2,00			2,10			OK		
Torre 26	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 27	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 28	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 29	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 30	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 31	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 32	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 33	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 34	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 35	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 36	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 37	2,00			2,10			OK		
Torre 38	2,00			2,10			OK		
Torre 39	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 40	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 41	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 42	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 43	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 44	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 45	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 46	2,00			2,10			OK		
Torre 47	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 48	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 49	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 50	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 51	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 52	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 53	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 54	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 55	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 56	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 57	2,00			2,10			OK		
Torre 58	2,00			2,10			OK		
Torre 59	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 60	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 61	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 62	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 63	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 64	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 65	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 66	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 67	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 68	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 69	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 70	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 71	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 72	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 73	2,00	1,45	1,79	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 74	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 75	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 76	2,00			2,10			OK		
Torre 77	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 78	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 79	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 80	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 81	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 82	2,00			2,10			OK		
Torre 83	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 84	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 85	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 86	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 87	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 88	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 89	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 90	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 91	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 92	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 93	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 94	2,00	1,45	1,79	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 95	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 96	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 97	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 98	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 99	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 100	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 101	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 102	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 103	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 104	2,00			2,10			OK		
Torre 105	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 106	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 107	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 108	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 109	2,00			2,10			OK		
Torre 110	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 111	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 112	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 113	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 114	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 115	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 116	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 117	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 118	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 119	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 120	2,00			2,10			OK		
Torre 121	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 122	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 123	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 124	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 125	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 126	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 127	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 128	2,00			2,10			OK		
Torre 129	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 130	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 131	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 132	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 133	2,00			2,10			OK		
Torre 134	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 135	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 136	2,00			2,10			OK		
Torre 137	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 138	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 139	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 140	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 141	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 142	2,00			2,10			OK		
Torre 143	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 144	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 145	2,00			2,10			OK		
Torre 146	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 147	2,00			2,10			OK		
Torre 148	2,00			2,10			OK		
Torre 149	2,00			2,10			OK		
Torre 150	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 151	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 152	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 153	2,00			2,10			OK		
Torre 154	2,45			2,40			NEG		
Torre 155	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 156	2,45			2,40			NEG		
Torre 157	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 158	2,45			2,40			NEG		
Torre 159	2,45			2,40			NEG		
Torre 160	2,45			2,40			NEG		
Torre 161	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 162	2,00			2,10			OK		
Torre 163	2,00			2,10			OK		
Torre 164	2,00			2,10			OK		
Torre 165	2,45			2,40			NEG		
Torre 166	2,45			2,40			NEG		
Torre 167	2,45			2,40			NEG		
Torre 168	2,45			2,40			NEG		
Torre 169	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 170	2,45			2,40			NEG		
Torre 171	2,45			2,40			NEG		
Torre 172	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 173	2,45			2,40			NEG		
Torre 174	2,45			2,40			NEG		
Torre 175	2,45			2,40			NEG		
Torre 176	2,45			2,40			NEG		
Torre 177	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 178	2,75			2,75			OK		
Torre 179	2,75			2,75			OK		
Torre 180	2,75			2,75			OK		
Torre 181	2,75			2,75			OK		
Torre 182	2,75			2,75			OK		
Torre 183	2,45			2,40			NEG		
Torre 184	2,75			2,75			OK		
Torre 185	2,75			2,75			OK		
Torre 186	2,75			2,75			OK		
Torre 187	2,45			2,40			NEG		
Torre 188	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 189	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 190	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 191	2,45			2,40			NEG		
Torre 192	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 193	2,45			2,40			NEG		
Torre 194	2,45			2,40			NEG		
Torre 195	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 196	2,45			2,40			NEG		
Torre 197	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 198	2,75			2,75			OK		
Torre 199	2,45			2,40			NEG		
Torre 200	2,45			2,40			NEG		
Torre 201	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 202	2,45			2,40			NEG		
Torre 203	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 204	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 205	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 206	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 207	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 208	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 209	2,45			2,40			NEG		
Torre 210	2,75			2,75			OK		
Torre 211	2,75			2,75			OK		
Torre 212	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 213	2,75			2,75			OK		
Torre 214	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 215	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 216	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 217	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 218	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 219	2,75			2,75			OK		
Torre 220	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 221	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 222	2,75			2,75			OK		
Torre 223	2,75			2,75			OK		
Torre 224	2,75			2,75			OK		
Torre 225	2,75			2,75			OK		
Torre 226	2,75			2,75			OK		
Torre 227	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 228	2,75			2,75			OK		
Torre 229	2,75			2,75			OK		
Torre 230	2,75			2,75			OK		
Torre 231	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 232	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 233	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 234	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 235	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 236	2,75			2,75			OK		
Torre 237	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 238	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 239	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 240	2,75			2,75			OK		
Torre 241	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 242	2,75			2,75			OK		
Torre 243	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 244	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 245	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 246	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 247	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 248	2,75			2,75			OK		
Torre 249	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 250	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 251	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 252	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 253	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 254	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 255	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 256	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 257	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 258	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 259	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 260	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 261	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 262	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 263	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 264	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 265	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 266	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 267	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 268	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 269	2,75			2,75			OK		
Torre 270	2,75			2,75			OK		
Torre 271	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 272	2,75			2,75			OK		
Poste PI 272	2,90			2,75			NEG		
Torre 273	2,75			2,75			OK		
Torre 274	2,75			2,75			OK		
Torre 275	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 276	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 277	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 278	2,75			2,75			OK		
Torre 279	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 280	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 281	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 282	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 283	2,75			2,75			OK		
Torre 284	2,75			2,75			OK		
Torre 285	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 286	2,75			2,75			OK		
Torre 287	2,75			2,75			OK		

Estructura	e1 Tabla	e2 Tabla	e3 Tabla	e1 Diseño	e2 Diseño	e3 Diseño	Verificación e1	Verificación e2	Verificación e3
Torre 288	2,75			2,75			OK		
Torre 289	2,75			2,75			OK		
Poste 1l	2,90			2,75			NEG		
Poste 2	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 3	2,90			2,75			NEG		
Poste 4	2,90			2,75			NEG		
Poste 5	2,90			2,75			NEG		
Poste 6	2,90			2,75			NEG		
Poste 7	2,90			2,75			NEG		
Poste 8	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 9	2,90			2,75			NEG		
Poste 10	2,90			2,75			NEG		
Poste 11	2,90			2,75			NEG		
Poste 12	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 13	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 14	2,90			2,75			NEG		
Poste 15	2,90			2,75			NEG		
Poste 16	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 17	2,90			2,75			NEG		
Poste 18	2,90			2,75			NEG		
Poste 19l	2,90			2,75			NEG		
Poste 20l	2,90			2,75			NEG		
Pórtico Tunal	2,90			2,75			NEG		

ANEXO 14. Distancias horizontales y verticales de conductor de fase y del cable de guarda al punto más bajo de la catenaria, y diferencias de altura entre los amarres

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
1	Pórtico Guavio	Torre 1E	-445,73	65,59	9,52	-554,08	65,02	7,52
2	Torre 1E	Torre 1D	-72,72	1,73	4,94	-132,44	3,70	4,94
3	Torre 1D	Torre 1C	-317,31	33,12	15,01	-529,45	59,35	15,52
4	Torre 1C	Torre 1B	-130,78	5,61	11,41	-290,87	17,86	13,91
5	Torre 1B	Torre 1A	-26,89	0,24	9,22	-40,04	0,34	6,72
6	Torre 1A	Torre 1	-34,69	0,39	7,00	-85,96	1,56	7,00
7	Torre 1	Torre 2	395,59	51,58	225,63	246,08	12,78	226,14
8	Torre 2	Torre 3	-55,07	0,99	31,08	-157,13	5,21	31,08
9	Torre 3	Torre 4	1,84	0,00	82,00	-136,74	3,94	82,00
10	Torre 4	Torre 5	-185,21	11,26	17,53	-318,67	21,44	17,53
11	Torre 5	Torre 6	474,60	74,43	34,71	446,25	42,11	34,71
12	Torre 6	Torre 7	153,67	7,75	4,37	142,96	4,31	4,37
13	Torre 7	Torre 8	294,65	28,55	9,41	290,62	17,83	7,11
14	Torre 8	Torre 9	66,12	1,43	58,11	-23,04	0,11	55,81
15	Torre 9	Torre 10	-609,05	123,21	82,53	-1025,69	225,29	84,99
16	Torre 10	Torre 11	-433,09	61,90	141,54	-770,42	126,25	141,54
17	Torre 11	Torre 12	-410,00	55,43	165,24	-739,42	116,21	163,29
18	Torre 12	Torre 13	74,62	1,83	67,67	-43,60	0,40	70,13
19	Torre 13	Torre 14	147,42	7,13	23,80	102,99	2,24	23,80
20	Torre 14	Torre 15	17,77	0,10	81,57	-127,31	3,42	84,03
21	Torre 15	Torre 16	214,76	15,14	99,03	102,85	2,23	101,38
22	Torre 16	Torre 17	190,48	11,91	64,07	109,67	2,54	63,96
23	Torre 17	Torre 18	-54,86	0,99	55,85	-185,69	7,27	55,85
24	Torre 18	Torre 19	190,54	11,92	19,98	145,18	4,45	22,44
25	Torre 19	Torre 20	144,66	6,86	21,63	89,66	1,70	24,09
26	Torre 20	Torre 21	28,81	0,27	52,43	-74,02	1,16	52,32
27	Torre 21	Torre 22	206,67	14,02	87,56	108,83	2,50	87,56
28	Torre 22	Torre 23	332,90	36,47	90,06	252,01	13,40	90,06
29	Torre 23	Torre 24	-11,41	0,04	52,45	-125,06	3,30	52,34
30	Torre 24	Torre 25	-1,12	0,00	86,31	-155,40	5,09	88,77
31	Torre 25	Torre 26	183,94	11,10	7,33	182,40	7,02	4,98
32	Torre 26	Torre 27	-262,52	22,64	108,82	-511,32	55,34	108,93
33	Torre 27	Torre 28	25,20	0,21	56,23	-82,55	1,44	56,12
34	Torre 28	Torre 29	392,18	50,69	16,05	375,62	29,81	16,16
35	Torre 29	Torre 30	8,01	0,02	13,33	-45,76	0,44	13,33

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
36	Torre 30	Torre 31	165,70	9,01	83,15	63,55	0,85	83,26
37	Torre 31	Torre 32	-667,30	148,30	71,84	-1075,54	248,11	71,73
38	Torre 32	Torre 33	415,67	56,99	2,56	412,77	36,01	2,67
39	Torre 33	Torre 34	167,38	9,19	27,91	119,83	3,03	28,02
40	Torre 34	Torre 35	180,32	10,67	14,13	153,99	5,00	14,13
41	Torre 35	Torre 36	46,23	0,70	91,14	-88,29	1,64	91,14
42	Torre 36	Torre 37	7,68	0,02	67,95	-104,28	2,29	65,49
43	Torre 37	Torre 38	524,93	91,21	24,08	506,40	54,27	24,08
44	Torre 38	Torre 39	218,47	15,67	26,87	189,06	7,54	24,41
45	Torre 39	Torre 40	36,89	0,45	22,30	-26,01	0,14	22,30
46	Torre 40	Torre 41	7,73	0,02	70,20	-118,80	2,98	70,20
47	Torre 41	Torre 42	-32,09	0,34	40,99	-139,55	4,11	40,99
48	Torre 42	Torre 43	77,36	1,96	9,33	47,32	0,47	9,33
49	Torre 43	Torre 44	-15,38	0,08	80,03	-156,53	5,17	79,92
50	Torre 44	Torre 45	219,66	15,84	74,09	135,03	3,85	73,98
51	Torre 45	Torre 46	-180,57	10,70	58,72	-378,68	30,30	61,18
52	Torre 46	Torre 47	206,64	14,02	1,05	190,68	7,67	3,51
53	Torre 47	Torre 48	-10,18	0,03	35,06	-103,83	2,27	35,06
54	Torre 48	Torre 49	60,55	1,20	63,00	-45,22	0,43	62,89
55	Torre 49	Torre 50	136,70	6,13	89,45	23,78	0,12	89,56
56	Torre 50	Torre 51	74,76	1,83	16,20	30,39	0,19	16,20
57	Torre 51	Torre 52	104,18	3,56	8,83	79,13	1,32	8,83
58	Torre 52	Torre 53	78,33	2,01	30,39	12,73	0,03	30,39
59	Torre 53	Torre 54	100,09	3,28	10,85	69,37	1,01	10,96
60	Torre 54	Torre 55	421,36	58,57	14,19	407,76	35,14	14,19
61	Torre 55	Torre 56	160,62	8,46	18,30	126,42	3,37	18,19
62	Torre 56	Torre 57	96,04	3,02	1,17	89,95	1,71	1,29
63	Torre 57	Torre 58	461,00	70,19	58,83	414,51	36,32	58,83
64	Torre 58	Torre 59	225,82	16,75	15,00	212,94	9,57	12,54
65	Torre 59	Torre 60	79,61	2,08	45,93	-4,69	0,00	45,93
66	Torre 60	Torre 61	169,60	9,44	21,64	131,13	3,63	21,64
67	Torre 61	Torre 62	195,61	12,56	20,49	162,21	5,55	20,38
68	Torre 62	Torre 63	133,12	5,81	54,57	51,11	0,55	54,46
69	Torre 63	Torre 64	201,66	13,35	5,59	190,34	7,64	5,70
70	Torre 64	Torre 65	251,18	20,73	47,60	193,50	7,90	47,71
71	Torre 65	Torre 66	135,23	6,00	1,34	131,25	3,63	1,34
72	Torre 66	Torre 67	101,29	3,36	33,34	36,41	0,28	33,34
73	Torre 67	Torre 68	241,39	19,14	6,22	231,73	11,33	6,11

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
74	Torre 68	Torre 69	165,46	8,98	40,29	103,57	2,26	40,29
75	Torre 69	Torre 70	234,27	18,02	15,05	211,10	9,40	15,05
76	Torre 70	Torre 71	183,29	11,02	28,28	137,92	4,01	28,28
77	Torre 71	Torre 72	364,40	43,73	37,19	327,48	22,65	37,19
78	Torre 72	Torre 73	28,82	0,27	24,05	-37,94	0,30	23,94
79	Torre 73	Torre 74	17,29	0,10	44,49	-80,37	1,36	44,49
80	Torre 74	Torre 75	101,61	3,39	14,60	64,78	0,88	14,60
81	Torre 75	Torre 76	83,40	2,28	0,52	61,74	0,80	1,94
82	Torre 76	Torre 77	83,74	2,30	8,88	34,00	0,24	11,34
83	Torre 77	Torre 78	165,52	8,99	30,48	115,02	2,79	30,48
84	Torre 78	Torre 79	23,34	0,18	52,85	-81,95	1,42	52,85
85	Torre 79	Torre 80	190,26	11,88	18,32	158,24	5,28	18,43
86	Torre 80	Torre 81	218,33	15,65	23,40	183,50	7,10	23,29
87	Torre 81	Torre 82	196,08	12,62	7,40	195,07	8,03	4,94
88	Torre 82	Torre 83	134,02	5,89	7,48	132,50	3,70	5,02
89	Torre 83	Torre 84	118,51	4,61	17,80	78,79	1,31	17,80
90	Torre 84	Torre 85	170,83	9,58	25,40	128,00	3,46	25,29
91	Torre 85	Torre 86	184,56	11,18	34,23	132,31	3,69	34,23
92	Torre 86	Torre 87	230,20	17,40	4,14	222,45	10,44	4,25
93	Torre 87	Torre 88	160,55	8,46	19,64	123,79	3,23	19,64
94	Torre 88	Torre 89	104,27	3,56	26,40	49,21	0,51	26,40
95	Torre 89	Torre 90	143,19	6,73	26,71	94,18	1,87	26,71
96	Torre 90	Torre 91	119,80	4,71	9,58	95,09	1,91	9,58
97	Torre 91	Torre 92	252,90	21,01	5,15	244,24	12,59	5,26
98	Torre 92	Torre 93	284,40	26,59	58,54	221,46	10,35	58,54
99	Torre 93	Torre 94	66,71	1,46	22,93	10,24	0,02	22,82
100	Torre 94	Torre 95	237,01	18,45	4,80	228,92	11,06	4,80
101	Torre 95	Torre 96	214,56	15,11	13,59	191,96	7,77	13,59
102	Torre 96	Torre 97	121,30	4,83	29,88	64,54	0,88	29,88
103	Torre 97	Torre 98	153,55	7,73	1,48	149,65	4,72	1,48
104	Torre 98	Torre 99	217,58	15,54	10,41	199,87	8,43	10,41
105	Torre 99	Torre 100	185,99	11,35	17,73	154,88	5,06	17,73
106	Torre 100	Torre 101	39,69	0,52	23,28	-24,11	0,12	23,28
107	Torre 101	Torre 102	191,61	12,05	4,86	181,76	6,97	4,86
108	Torre 102	Torre 103	231,55	17,61	9,12	216,07	9,85	9,23
109	Torre 103	Torre 104	258,91	22,03	6,40	259,14	14,17	4,05
110	Torre 104	Torre 105	136,31	6,09	31,07	68,26	0,98	33,53
111	Torre 105	Torre 106	92,49	2,80	24,55	37,92	0,30	24,55

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
112	Torre 106	Torre 107	216,06	15,33	12,41	195,78	8,09	12,30
113	Torre 107	Torre 108	292,08	28,05	7,80	281,01	16,67	7,91
114	Torre 108	Torre 109	102,76	3,46	0,98	72,37	1,10	3,44
115	Torre 109	Torre 110	33,18	0,36	28,17	-57,25	0,69	30,63
116	Torre 110	Torre 111	79,31	2,06	15,99	36,17	0,28	15,99
117	Torre 111	Torre 112	126,60	5,26	9,77	102,30	2,21	9,77
118	Torre 112	Torre 113	302,48	30,09	0,57	301,69	19,22	0,57
119	Torre 113	Torre 114	72,01	1,70	12,94	33,33	0,23	12,94
120	Torre 114	Torre 115	169,69	9,45	5,79	156,95	5,20	5,79
121	Torre 115	Torre 116	252,79	20,99	13,76	232,12	11,37	13,87
122	Torre 116	Torre 117	257,84	21,84	0,49	257,54	14,00	0,38
123	Torre 117	Torre 118	197,18	12,76	16,67	168,70	6,00	16,67
124	Torre 118	Torre 119	230,42	17,44	6,59	219,26	10,14	6,59
125	Torre 119	Torre 120	237,36	18,50	5,36	216,90	9,93	7,82
126	Torre 120	Torre 121	160,41	8,44	1,65	162,18	5,55	0,81
127	Torre 121	Torre 122	75,09	1,85	33,94	4,12	0,00	33,94
128	Torre 122	Torre 123	262,48	22,64	1,91	259,45	14,21	1,91
129	Torre 123	Torre 124	224,06	16,48	9,02	208,83	9,20	9,02
130	Torre 124	Torre 125	198,15	12,89	8,34	182,52	7,03	8,34
131	Torre 125	Torre 126	227,42	16,98	2,66	222,64	10,46	2,66
132	Torre 126	Torre 127	150,08	7,39	10,40	127,06	3,40	10,40
133	Torre 127	Torre 128	159,39	8,33	15,66	142,05	4,26	13,20
134	Torre 128	Torre 129	147,88	7,17	5,53	151,20	4,82	3,07
135	Torre 129	Torre 130	119,32	4,67	10,21	92,51	1,80	10,32
136	Torre 130	Torre 131	204,46	13,72	78,39	113,47	2,72	78,39
137	Torre 131	Torre 132	173,54	9,88	66,15	87,60	1,62	66,15
138	Torre 132	Torre 133	-40,04	0,53	47,70	-141,53	4,22	45,35
139	Torre 133	Torre 134	168,06	9,27	61,38	94,23	1,87	59,03
140	Torre 134	Torre 135	307,10	31,02	5,05	299,96	19,00	5,16
141	Torre 135	Torre 136	135,66	6,04	16,06	86,47	1,58	18,52
142	Torre 136	Torre 137	153,71	7,75	43,34	97,17	1,99	40,88
143	Torre 137	Torre 138	152,71	7,65	20,17	114,17	2,75	20,17
144	Torre 138	Torre 139	169,73	9,45	2,98	162,80	5,59	2,98
145	Torre 139	Torre 140	264,18	22,93	4,81	256,82	13,92	4,81
146	Torre 140	Torre 141	96,91	3,08	19,75	50,51	0,54	19,75
147	Torre 141	Torre 142	94,32	2,92	0,83	61,85	0,81	3,29
148	Torre 142	Torre 143	18,96	0,12	52,74	-73,58	1,14	50,28
149	Torre 143	Torre 144	245,21	19,75	24,86	210,35	9,34	24,97

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
150	Torre 144	Torre 145	245,12	19,74	23,31	203,33	8,72	25,66
151	Torre 145	Torre 146	54,81	0,98	38,08	-40,41	0,34	40,54
152	Torre 146	Torre 147	-43,86	0,63	54,55	-154,15	5,01	52,09
153	Torre 147	Torre 148	422,34	58,84	184,57	297,94	18,74	184,57
154	Torre 148	Torre 149	112,62	4,16	153,47	-49,80	0,52	153,47
155	Torre 149	Torre 150	84,47	2,34	46,15	13,37	0,04	43,69
156	Torre 150	Torre 151	45,71	0,68	5,44	20,47	0,09	5,44
157	Torre 151	Torre 152	233,27	17,87	39,21	181,57	6,95	39,32
158	Torre 152	Torre 153	42,74	0,60	90,77	-102,02	2,19	93,12
159	Torre 153	Torre 154	108,72	3,88	250,17	-108,98	2,50	250,68
160	Torre 154	Torre 155	78,03	2,00	0,39	40,31	0,34	2,85
161	Torre 155	Torre 156	313,75	32,38	36,66	265,74	14,90	39,12
162	Torre 156	Torre 157	-16,65	0,09	99,30	-184,50	7,18	101,60
163	Torre 157	Torre 158	464,29	71,20	21,39	440,42	41,01	23,69
164	Torre 158	Torre 159	-88,73	2,58	14,06	-175,80	6,52	14,06
165	Torre 159	Torre 160	357,78	42,15	28,23	328,41	22,78	28,23
166	Torre 160	Torre 161	134,49	5,93	73,26	26,28	0,15	75,56
167	Torre 161	Torre 162	-50,15	0,82	200,54	-276,92	16,19	198,75
168	Torre 162	Torre 163	172,12	9,72	0,28	171,43	6,20	0,28
169	Torre 163	Torre 164	-81,51	2,18	44,49	-208,80	9,20	44,49
170	Torre 164	Torre 165	127,27	5,31	283,51	-101,93	2,19	284,02
171	Torre 165	Torre 166	-775,78	201,55	101,08	-1253,49	339,07	101,08
172	Torre 166	Torre 167	-274,53	24,77	178,06	-568,54	68,48	178,06
173	Torre 167	Torre 168	156,11	8,00	297,87	-71,94	1,09	297,87
174	Torre 168	Torre 169	-49,57	0,81	268,33	-322,46	21,96	270,63
175	Torre 169	Torre 170	281,01	25,96	35,82	230,72	11,23	38,12
176	Torre 170	Torre 171	470,51	73,14	43,81	435,25	40,06	43,81
177	Torre 171	Torre 172	79,31	2,06	11,70	63,62	0,85	9,40
178	Torre 172	Torre 173	-57,32	1,08	188,06	-277,30	16,23	185,76
179	Torre 173	Torre 174	98,58	3,19	225,09	-107,66	2,44	225,09
180	Torre 174	Torre 175	557,06	102,85	126,37	478,26	48,39	126,37
181	Torre 175	Torre 176	-377,44	46,93	139,77	-690,51	101,24	139,77
182	Torre 176	Torre 177	-129,52	5,50	176,04	-363,74	27,95	173,74
183	Torre 177	Torre 178	178,25	10,43	206,68	-6,86	0,01	209,49
184	Torre 178	Torre 179	-523,22	90,61	80,66	-867,28	160,37	80,66
185	Torre 179	Torre 180	165,89	9,03	134,35	27,21	0,16	134,35
186	Torre 180	Torre 181	-153,28	7,71	37,95	-299,22	18,90	37,95
187	Torre 181	Torre 182	-465,53	71,59	150,69	-821,48	143,71	150,69

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
188	Torre 182	Torre 183	-172,91	9,81	278,11	-483,15	49,39	278,62
189	Torre 183	Torre 184	221,46	16,10	210,12	48,88	0,50	210,63
190	Torre 184	Torre 185	-316,84	33,02	39,04	-534,36	60,46	39,04
191	Torre 185	Torre 186	70,92	1,65	0,61	67,56	0,96	0,61
192	Torre 186	Torre 187	239,93	18,91	319,35	19,50	0,08	319,86
193	Torre 187	Torre 188	-128,82	5,44	168,89	-358,46	27,14	166,59
194	Torre 188	Torre 189	199,13	13,02	69,79	114,40	2,76	69,79
195	Torre 189	Torre 190	31,28	0,32	66,17	-85,27	1,53	66,17
196	Torre 190	Torre 191	123,05	4,97	90,81	14,74	0,05	88,51
197	Torre 191	Torre 192	40,75	0,54	10,17	28,20	0,17	7,71
198	Torre 192	Torre 193	86,48	2,45	95,65	-32,79	0,23	93,19
199	Torre 193	Torre 194	544,19	98,10	213,25	421,64	37,58	213,25
200	Torre 194	Torre 195	-203,19	13,55	116,50	-420,85	37,44	114,04
201	Torre 195	Torre 196	67,15	1,48	38,22	-24,92	0,13	40,68
202	Torre 196	Torre 197	-108,72	3,88	153,79	-323,32	22,07	151,67
203	Torre 197	Torre 198	-321,06	33,91	69,05	-590,33	73,86	71,68
204	Torre 198	Torre 199	-711,99	169,19	234,61	-1215,37	318,32	235,12
205	Torre 199	Torre 200	-703,64	165,18	137,67	-1161,79	290,33	137,67
206	Torre 200	Torre 201	420,91	58,44	89,40	345,55	25,22	91,70
207	Torre 201	Torre 202	459,78	69,82	15,30	440,65	41,06	17,60
208	Torre 202	Torre 203	28,61	0,27	23,34	-56,27	0,67	25,64
209	Torre 203	Torre 204	239,70	18,87	152,07	104,22	2,29	152,07
210	Torre 204	Torre 205	204,99	13,79	23,76	168,54	5,99	23,60
211	Torre 205	Torre 206	181,84	10,85	0,07	181,55	6,95	0,09
212	Torre 206	Torre 207	194,94	12,47	55,83	121,98	3,14	55,83
213	Torre 207	Torre 208	39,45	0,51	73,01	-81,34	1,39	73,01
214	Torre 208	Torre 209	131,03	5,63	138,90	-11,24	0,03	136,60
215	Torre 209	Torre 210	225,46	16,69	450,23	-50,26	0,53	450,74
216	Torre 210	Torre 211	-150,24	7,40	50,99	-308,91	20,15	50,99
217	Torre 211	Torre 212	12,25	0,05	20,49	-77,51	1,27	23,12
218	Torre 212	Torre 213	-15,25	0,08	48,70	-109,88	2,55	46,07
219	Torre 213	Torre 214	266,43	23,33	50,67	200,51	8,48	53,07
220	Torre 214	Torre 215	-17,50	0,10	84,17	-162,22	5,55	83,94
221	Torre 215	Torre 216	90,70	2,70	56,65	-3,53	0,00	56,88
222	Torre 216	Torre 217	70,49	1,63	115,71	-76,70	1,24	115,71
223	Torre 217	Torre 218	-91,64	2,75	279,56	-375,94	29,86	279,56
224	Torre 218	Torre 219	-128,31	5,40	157,11	-369,19	28,80	159,51
225	Torre 219	Torre 220	-89,70	2,64	9,29	-228,90	11,06	11,92

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
226	Torre 220	Torre 221	-188,91	11,71	145,28	-432,26	39,51	145,05
227	Torre 221	Torre 222	175,23	10,08	94,24	74,21	1,16	91,84
228	Torre 222	Torre 223	424,52	59,45	48,10	383,15	31,02	48,10
229	Torre 223	Torre 224	-146,28	7,02	257,87	-437,10	40,40	257,87
230	Torre 224	Torre 225	118,62	4,61	58,28	29,66	0,19	58,28
231	Torre 225	Torre 226	-71,66	1,68	82,37	-232,18	11,38	82,37
232	Torre 226	Torre 227	376,69	46,75	97,19	290,92	17,87	99,59
233	Torre 227	Torre 228	329,44	35,71	50,52	271,45	15,55	52,92
234	Torre 228	Torre 229	124,41	5,08	22,30	78,66	1,30	22,30
235	Torre 229	Torre 230	325,79	34,92	423,51	81,43	1,40	423,51
236	Torre 230	Torre 231	-232,20	17,71	96,54	-477,06	48,15	99,17
237	Torre 231	Torre 232	88,48	2,57	108,92	-48,70	0,50	108,69
238	Torre 232	Torre 233	-30,89	0,31	84,42	-180,78	6,89	84,42
239	Torre 233	Torre 234	-12,23	0,05	127,14	-189,04	7,54	127,14
240	Torre 234	Torre 235	253,34	21,09	4,84	245,65	12,73	4,84
241	Torre 235	Torre 236	254,57	21,29	59,00	179,87	6,82	61,40
242	Torre 236	Torre 237	86,69	2,46	20,85	19,07	0,08	23,48
243	Torre 237	Torre 238	18,38	0,11	27,12	-56,54	0,67	27,12
244	Torre 238	Torre 239	108,69	3,87	12,53	76,75	1,24	12,53
245	Torre 239	Torre 240	246,57	19,97	24,05	203,05	8,70	26,68
246	Torre 240	Torre 241	102,18	3,42	42,53	14,55	0,04	44,93
247	Torre 241	Torre 242	252,48	20,94	24,49	210,04	9,31	26,89
248	Torre 242	Torre 243	-261,78	22,52	84,95	-512,37	55,57	87,58
249	Torre 243	Torre 244	-52,90	0,92	67,47	-193,10	7,87	67,24
250	Torre 244	Torre 245	378,37	47,17	54,49	328,47	22,78	54,49
251	Torre 245	Torre 246	-142,78	6,69	57,34	-303,12	19,40	57,11
252	Torre 246	Torre 247	-37,63	0,46	86,69	-192,51	7,82	86,92
253	Torre 247	Torre 248	235,05	18,15	64,71	152,59	4,91	67,11
254	Torre 248	Torre 249	67,19	1,48	3,80	82,74	1,44	1,17
255	Torre 249	Torre 250	109,08	3,90	84,72	-6,33	0,01	84,95
256	Torre 250	Torre 251	-230,54	17,45	245,46	-543,09	62,46	245,46
257	Torre 251	Torre 252	-13,65	0,06	19,06	-82,06	1,42	18,83
258	Torre 252	Torre 253	123,82	5,03	48,17	46,15	0,45	48,17
259	Torre 253	Torre 254	90,17	2,67	36,16	19,56	0,08	36,16
260	Torre 254	Torre 255	-60,99	1,22	47,73	-185,15	7,23	47,73
261	Torre 255	Torre 256	1,31	0,00	52,92	-109,95	2,55	52,92
262	Torre 256	Torre 257	-180,39	10,68	65,43	-363,95	27,98	65,43
263	Torre 257	Torre 258	54,27	0,97	61,72	-52,28	0,58	61,72

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
264	Torre 258	Torre 259	-31,99	0,34	53,68	-153,59	4,98	53,68
265	Torre 259	Torre 260	-121,97	4,88	66,90	-285,61	17,22	66,90
266	Torre 260	Torre 261	150,19	7,40	15,17	119,00	2,99	15,17
267	Torre 261	Torre 262	71,01	1,65	47,14	-16,54	0,06	47,14
268	Torre 262	Torre 263	-43,58	0,62	93,08	-203,19	8,71	92,85
269	Torre 263	Torre 264	18,92	0,12	43,49	-78,57	1,30	43,72
270	Torre 264	Torre 265	-207,19	14,09	40,55	-377,72	30,15	40,55
271	Torre 265	Torre 266	136,91	6,15	18,13	99,32	2,08	18,13
272	Torre 266	Torre 267	94,92	2,95	50,09	10,49	0,02	49,86
273	Torre 267	Torre 268	149,58	7,34	36,87	87,94	1,63	37,10
274	Torre 268	Torre 269	37,21	0,45	57,34	-55,63	0,65	54,71
275	Torre 269	Torre 270	341,75	38,44	240,93	177,09	6,62	240,93
276	Torre 270	Torre 271	188,76	11,69	8,03	187,42	7,41	5,40
277	Torre 271	Torre 272	-34,24	0,38	28,25	-101,97	2,19	25,62
278	Torre 272	Poste PI 272	-683,76	155,83	20,76	-813,12	140,77	15,57
279	Poste PI 272	Torre 273	-229,09	17,23	7,20	-87,55	1,62	2,01
280	Torre 273	Torre 274	76,11	1,90	33,41	6,04	0,01	33,41
281	Torre 274	Torre 275	169,31	9,41	7,17	138,08	4,02	9,80
282	Torre 275	Torre 276	55,60	1,01	29,42	-13,60	0,04	29,42
283	Torre 276	Torre 277	179,89	10,62	18,85	146,53	4,53	18,85
284	Torre 277	Torre 278	0,79	0,00	31,60	-65,23	0,90	28,97
285	Torre 278	Torre 279	9,11	0,03	25,35	-87,22	1,60	27,98
286	Torre 279	Torre 280	0,31	0,00	28,85	-81,96	1,42	28,85
287	Torre 280	Torre 281	45,01	0,66	32,22	-30,47	0,20	32,22
288	Torre 281	Torre 282	102,86	3,47	13,39	68,44	0,99	13,39
289	Torre 282	Torre 283	284,24	26,56	4,00	289,03	17,64	1,37
290	Torre 283	Torre 284	392,37	50,74	36,23	358,20	27,10	36,23
291	Torre 284	Torre 285	240,56	19,01	15,64	227,11	10,88	13,24
292	Torre 285	Torre 286	231,99	17,67	35,83	175,12	6,47	38,23
293	Torre 286	Torre 287	173,38	9,86	34,76	118,93	2,98	34,76
294	Torre 287	Torre 288	-96,16	3,03	102,15	-280,18	16,57	102,15
295	Torre 288	Torre 289	-52,01	0,89	104,80	-224,30	10,62	104,80
296	Torre 289	Poste 1l	-2,83	0,00	5,66	55,62	0,65	0,47
297	Poste 1l	Poste 2	79,07	2,05	0,90	74,69	1,18	0,90
298	Poste 2	Poste 3	103,85	3,54	1,10	99,67	2,09	1,10
299	Poste 3	Poste 4	58,10	1,11	4,80	36,98	0,29	4,80
300	Poste 4	Poste 5	92,40	2,80	2,20	83,78	1,48	2,20
301	Poste 5	Poste 6	93,16	2,85	1,50	87,06	1,60	1,50

VANO	TORRES		CONDUCTOR DE FASE			CABLE DE GUARDA		
			X1c (m)	Y1c (m)	Bc (m)	X1w (m)	Y1w (m)	Bw (m)
302	Poste 6	Poste 7	101,49	3,38	2,20	93,46	1,84	2,20
303	Poste 7	Poste 8	99,53	3,25	2,00	92,04	1,79	2,00
304	Poste 8	Poste 9	109,34	3,92	0,50	107,47	2,44	0,50
305	Poste 9	Poste 10	67,38	1,49	3,70	51,17	0,55	3,70
306	Poste 10	Poste 11	95,73	3,00	1,00	91,63	1,77	1,00
307	Poste 11	Poste 12	88,04	2,54	3,30	75,43	1,20	3,30
308	Poste 12	Poste 13	106,77	3,74	3,10	96,32	1,96	3,10
309	Poste 13	Poste 14	73,12	1,75	6,20	50,19	0,53	6,20
310	Poste 14	Poste 15	58,80	1,13	4,40	39,07	0,32	4,40
311	Poste 15	Poste 16	70,03	1,61	2,70	57,65	0,70	2,70
312	Poste 16	Poste 17	81,61	2,18	1,80	73,66	1,14	1,80
313	Poste 17	Poste 18	97,12	3,09	0,40	95,43	1,92	0,40
314	Poste 18	Poste 19l	95,21	2,97	0,10	94,77	1,89	0,10
315	Poste 19l	Poste 20l	-144,82	6,88	3,15	-233,46	11,50	3,15
316	Poste 20l	Pórtico Tunal	-1021,92	355,30	22,00	-1565,00	535,42	21,50

ANEXO 15. Altura promedio y ángulo de apantallamiento promedio en cada uno de los vanos

VANO	TORRES		$\overline{Yc}$ (m)	$\overline{Yw}$ (m)	$\overline{Ht}$ (m)	$\overline{Hcw}$ (m)	$\overline{Htc}$ (m)	$\overline{\theta}$s º
1	Pórtico Guavio	Torre 1E	70,29	68,7	19,62	9,93	23,34	5,75
2	Torre 1E	Torre 1D	3,94	6,0	39,34	11,01	23,27	10,30
3	Torre 1D	Torre 1C	40,39	67,0	37,06	10,74	28,27	10,55
4	Torre 1C	Torre 1B	10,80	24,5	35,78	9,33	26,24	9,43
5	Torre 1B	Torre 1A	3,73	3,0	31,12	9,55	23,25	9,22
6	Torre 1A	Torre 1	3,16	4,6	35,86	10,66	24,25	10,63
7	Torre 1	Torre 2	68,79	65,0	49,79	45,38	228,44	2,52
8	Torre 2	Torre 3	12,89	18,4	46,03	12,21	39,71	9,30
9	Torre 3	Torre 4	27,14	36,0	44,61	15,87	75,39	7,18
10	Torre 4	Torre 5	19,35	29,8	34,51	11,15	29,97	10,17
11	Torre 5	Torre 6	31,01	20,6	35,08	32,86	98,66	3,48
12	Torre 6	Torre 7	3,39	2,3	43,79	13,25	29,26	8,59
13	Torre 7	Torre 8	11,18	7,2	35,52	17,67	47,31	8,85
14	Torre 8	Torre 9	17,19	19,5	47,33	14,52	60,58	10,72
15	Torre 9	Torre 10	162,63	266,6	53,52	10,33	63,64	14,91
16	Torre 10	Torre 11	125,58	192,5	35,23	10,98	95,92	17,68
17	Torre 11	Torre 12	128,54	191,8	39,79	12,83	110,20	12,10
18	Torre 12	Torre 13	19,95	25,4	34,30	14,79	69,57	9,78
19	Torre 13	Torre 14	7,72	6,9	45,67	11,98	40,76	14,51
20	Torre 14	Torre 15	26,19	36,0	43,87	14,42	73,04	10,03
21	Torre 15	Torre 16	29,07	30,1	43,50	22,00	105,12	7,12
22	Torre 16	Torre 17	19,19	18,6	53,12	16,87	74,45	11,07
23	Torre 17	Torre 18	21,73	30,6	58,38	10,51	52,67	16,44
24	Torre 18	Torre 19	8,09	6,8	40,43	14,11	41,36	10,24
25	Torre 19	Torre 20	7,11	7,0	35,67	12,95	41,40	11,14
26	Torre 20	Torre 21	16,36	20,8	34,78	11,62	53,91	15,86
27	Torre 21	Torre 22	25,82	25,8	39,16	19,53	93,43	10,16
28	Torre 22	Torre 23	31,50	26,5	58,62	26,07	112,70	7,65
29	Torre 23	Torre 24	17,97	24,1	54,66	10,96	52,19	16,76
30	Torre 24	Torre 25	28,73	40,2	44,60	14,32	75,14	10,09
31	Torre 25	Torre 26	5,07	3,3	48,67	12,69	33,38	12,23
32	Torre 26	Torre 27	69,40	104,9	44,38	10,73	79,74	17,10
33	Torre 27	Torre 28	17,69	22,7	38,82	11,80	56,30	15,63
34	Torre 28	Torre 29	19,70	12,9	57,70	22,02	64,71	8,52
35	Torre 29	Torre 30	4,28	5,6	48,74	8,80	26,63	19,41
36	Torre 30	Torre 31	24,00	25,4	35,81	17,53	85,72	10,66
37	Torre 31	Torre 32	182,97	283,2	44,27	8,44	54,84	21,36
38	Torre 32	Torre 33	19,38	12,4	44,10	21,98	57,73	8,54
39	Torre 33	Torre 34	9,26	8,1	54,07	12,96	45,51	14,28
40	Torre 34	Torre 35	6,39	4,8	52,35	12,00	35,97	14,49

VANO	TORRES		$\overline{Y}c$ (m)	$\overline{Y}w$ (m)	$\overline{H}t$ (m)	$\overline{H}cw$ (m)	$\overline{H}tc$ (m)	$\overline{\theta}s$ º
41	Torre 35	Torre 36	28,05	35,5	59,22	14,46	81,35	12,10
42	Torre 36	Torre 37	22,21	27,5	59,98	13,39	63,32	10,78
43	Torre 37	Torre 38	34,49	22,4	49,09	35,27	100,82	3,25
44	Torre 38	Torre 39	10,78	8,0	54,17	15,74	51,78	9,20
45	Torre 39	Torre 40	6,66	8,1	40,88	9,70	33,64	17,72
46	Torre 40	Torre 41	22,95	30,3	40,18	12,29	64,83	14,16
47	Torre 41	Torre 42	15,11	20,9	39,58	9,98	43,78	17,25
48	Torre 42	Torre 43	2,85	2,7	38,77	9,29	26,00	18,45
49	Torre 43	Torre 44	27,47	37,0	49,60	12,51	70,20	14,78
50	Torre 44	Torre 45	22,57	21,4	39,68	18,88	85,03	9,92
51	Torre 45	Torre 46	35,74	58,1	35,56	10,71	51,24	13,40
52	Torre 46	Torre 47	4,85	3,2	43,84	12,64	30,24	11,41
53	Torre 47	Torre 48	12,06	16,3	49,32	9,91	40,60	17,37
54	Torre 48	Torre 49	18,81	23,0	49,07	12,96	62,95	14,28
55	Torre 49	Torre 50	25,71	28,8	54,58	17,01	87,54	10,98
56	Torre 50	Torre 51	4,70	4,9	34,92	9,81	30,89	17,54
57	Torre 51	Torre 52	3,10	2,6	35,12	9,68	26,85	17,76
58	Torre 52	Torre 53	8,77	9,8	40,09	10,96	41,20	15,80
59	Torre 53	Torre 54	3,53	3,2	37,90	9,84	28,16	18,53
60	Torre 54	Torre 55	21,95	14,3	48,36	23,78	68,47	8,37
61	Torre 55	Torre 56	6,72	5,5	39,47	11,89	37,72	15,51
62	Torre 56	Torre 57	1,22	0,8	38,16	10,02	20,54	14,28
63	Torre 57	Torre 58	34,50	24,2	44,45	33,93	114,54	3,37
64	Torre 58	Torre 59	8,47	5,7	52,82	14,82	43,30	9,76
65	Torre 59	Torre 60	13,33	15,4	46,76	12,13	52,23	14,34
66	Torre 60	Torre 61	7,79	6,4	53,79	12,40	40,85	14,04
67	Torre 61	Torre 62	8,40	6,5	46,03	13,15	42,21	14,09
68	Torre 62	Torre 63	15,77	16,7	40,55	14,20	62,28	13,08
69	Torre 63	Torre 64	5,46	3,6	52,91	11,82	31,04	15,61
70	Torre 64	Torre 65	17,09	14,2	60,81	17,84	68,91	10,48
71	Torre 65	Torre 66	2,23	1,5	40,28	9,52	22,66	18,03
72	Torre 66	Torre 67	9,63	10,3	54,54	11,66	44,63	14,89
73	Torre 67	Torre 68	7,48	4,9	49,00	13,28	35,44	13,96
74	Torre 68	Torre 69	12,37	11,7	58,39	14,05	54,57	13,99
75	Torre 69	Torre 70	8,88	6,2	58,00	14,02	41,86	14,02
76	Torre 70	Torre 71	9,82	8,3	61,45	13,54	47,16	14,49
77	Torre 71	Torre 72	21,65	15,2	56,57	22,68	76,94	8,77
78	Torre 72	Torre 73	7,33	9,1	45,18	9,77	34,66	19,71
79	Torre 73	Torre 74	14,17	18,4	43,82	10,86	47,98	16,90
80	Torre 74	Torre 75	4,52	4,2	39,41	10,14	31,03	16,99
81	Torre 75	Torre 76	0,85	0,7	35,11	9,77	19,51	14,63
82	Torre 76	Torre 77	2,80	3,4	35,65	10,58	28,40	13,56

VANO	TORRES		$\bar{Y}c$ (m)	$\bar{Y}w$ (m)	$\bar{H}t$ (m)	$\bar{H}cw$ (m)	$\bar{H}tc$ (m)	$\bar{\theta}s$ º
83	Torre 77	Torre 78	9,85	8,8	44,52	13,08	47,17	13,33
84	Torre 78	Torre 79	16,67	21,5	39,53	11,49	53,92	15,10
85	Torre 79	Torre 80	7,70	5,9	57,88	12,77	40,06	14,49
86	Torre 80	Torre 81	9,98	7,6	53,71	14,22	46,74	13,07
87	Torre 81	Torre 82	5,58	3,6	58,30	13,01	32,00	11,09
88	Torre 82	Torre 83	3,46	2,2	39,76	11,37	29,93	12,64
89	Torre 83	Torre 84	5,61	5,1	34,68	10,76	34,35	16,07
90	Torre 84	Torre 85	8,74	7,4	58,48	12,84	43,80	14,41
91	Torre 85	Torre 86	11,33	9,9	39,19	14,12	51,75	13,92
92	Torre 86	Torre 87	6,52	4,2	58,52	12,63	32,69	14,65
93	Torre 87	Torre 88	7,04	5,8	52,87	11,96	38,62	14,53
94	Torre 88	Torre 89	7,72	7,9	49,23	11,17	39,81	15,51
95	Torre 89	Torre 90	8,37	7,7	44,43	12,13	42,62	14,34
96	Torre 90	Torre 91	3,60	2,9	43,72	10,05	28,25	17,15
97	Torre 91	Torre 92	7,90	5,1	34,94	13,61	35,82	13,63
98	Torre 92	Torre 93	21,30	17,5	51,60	20,47	81,50	9,70
99	Torre 93	Torre 94	6,62	7,4	42,56	10,25	35,44	18,86
100	Torre 94	Torre 95	6,99	4,6	57,28	12,90	33,82	14,35
101	Torre 95	Torre 96	7,65	5,4	57,78	13,04	38,61	13,37
102	Torre 96	Torre 97	8,85	8,8	51,29	11,84	43,42	14,67
103	Torre 97	Torre 98	2,83	1,8	35,01	9,95	23,94	17,30
104	Torre 98	Torre 99	7,13	4,9	43,89	12,81	36,38	13,60
105	Torre 99	Torre 100	7,41	5,7	58,10	12,52	39,23	13,91
106	Torre 100	Torre 101	6,93	8,4	49,07	9,81	34,43	17,54
107	Torre 101	Torre 102	4,89	3,2	37,89	11,37	29,58	15,25
108	Torre 102	Torre 103	7,54	5,1	53,55	13,23	36,75	14,01
109	Torre 103	Torre 104	8,47	5,4	57,58	15,22	37,63	10,24
110	Torre 104	Torre 105	9,38	9,9	52,93	13,55	47,80	10,66
111	Torre 105	Torre 106	7,12	7,5	37,90	10,78	37,79	16,04
112	Torre 106	Torre 107	7,47	5,2	55,85	13,02	37,82	14,22
113	Torre 107	Torre 108	10,71	7,0	57,85	15,60	42,80	11,94
114	Torre 108	Torre 109	1,33	1,1	39,94	10,11	20,68	14,16
115	Torre 109	Torre 110	8,55	12,2	39,98	11,27	40,00	12,75
116	Torre 110	Torre 111	4,67	4,8	40,65	9,87	30,95	17,44
117	Torre 111	Torre 112	3,80	3,0	35,36	10,21	28,79	16,89
118	Torre 112	Torre 113	10,11	6,5	53,93	15,20	38,11	11,53
119	Torre 113	Torre 114	3,78	3,9	45,40	9,51	28,42	18,06
120	Torre 114	Torre 115	4,23	2,9	37,46	10,84	28,57	15,96
121	Torre 115	Torre 116	9,57	6,6	56,05	14,55	42,75	12,78
122	Torre 116	Torre 117	7,36	4,7	57,42	13,27	32,65	13,97
123	Torre 117	Torre 118	7,59	5,7	57,60	12,77	39,40	13,64
124	Torre 118	Torre 119	6,99	4,6	51,53	12,86	34,59	13,56

VANO	TORRES		$\overline{Y}c$ (m)	$\overline{Y}w$ (m)	$\overline{H}t$ (m)	$\overline{H}cw$ (m)	$\overline{H}tc$ (m)	$\overline{\theta}s$ º
125	Torre 119	Torre 120	7,11	4,8	53,02	14,20	34,31	10,18
126	Torre 120	Torre 121	3,10	2,0	43,64	11,37	27,01	12,64
127	Torre 121	Torre 122	9,82	11,2	35,03	11,16	43,53	15,53
128	Torre 122	Torre 123	7,86	5,1	58,07	13,57	34,25	12,87
129	Torre 123	Torre 124	7,15	4,8	57,36	12,89	35,91	13,52
130	Torre 124	Torre 125	5,85	4,0	53,54	11,95	32,93	14,55
131	Torre 125	Torre 126	6,12	4,0	53,80	12,30	31,09	14,14
132	Torre 126	Torre 127	4,57	3,4	60,25	10,81	30,78	16,01
133	Torre 127	Torre 128	6,06	4,4	52,93	12,79	35,50	11,28
134	Torre 128	Torre 129	3,44	2,2	39,22	11,49	29,28	12,51
135	Torre 129	Torre 130	3,74	3,1	37,81	10,15	28,70	18,01
136	Torre 130	Torre 131	23,32	22,9	46,93	18,67	86,47	10,62
137	Torre 131	Torre 132	19,42	19,6	50,42	16,49	74,28	11,99
138	Torre 132	Torre 133	17,90	22,7	47,37	11,54	48,00	13,40
139	Torre 133	Torre 134	18,04	17,3	33,22	17,08	72,62	9,15
140	Torre 134	Torre 135	11,20	7,2	34,45	16,00	42,54	11,65
141	Torre 135	Torre 136	5,52	5,3	48,19	12,22	34,13	11,79
142	Torre 136	Torre 137	12,95	11,9	39,31	15,07	58,16	9,60
143	Torre 137	Torre 138	6,95	5,9	60,79	11,80	38,43	14,72
144	Torre 138	Torre 139	3,68	2,4	44,42	10,53	26,31	16,40
145	Torre 139	Torre 140	8,47	5,5	58,74	13,98	36,83	12,51
146	Torre 140	Torre 141	5,83	5,8	52,75	10,48	34,55	16,47
147	Torre 141	Torre 142	1,12	1,0	36,20	9,96	20,19	14,36
148	Torre 142	Torre 143	16,79	20,1	37,59	12,64	56,09	11,40
149	Torre 143	Torre 144	11,54	8,6	58,27	15,39	50,63	12,10
150	Torre 144	Torre 145	11,19	8,6	61,54	16,46	49,53	9,49
151	Torre 145	Torre 146	11,26	15,0	48,90	12,30	47,82	11,71
152	Torre 146	Torre 147	20,53	26,3	54,36	11,81	52,21	12,18
153	Torre 147	Torre 148	60,15	53,1	37,67	43,43	203,28	2,64
154	Torre 148	Torre 149	45,04	54,3	43,20	23,28	132,61	4,91
155	Torre 149	Torre 150	13,36	14,1	47,37	13,48	55,15	10,71
156	Torre 150	Torre 151	1,59	1,6	42,56	8,59	22,10	19,85
157	Torre 151	Torre 152	14,30	11,7	50,60	16,30	60,34	11,44
158	Torre 152	Torre 153	28,07	37,2	54,32	15,63	80,97	9,98
159	Torre 153	Torre 154	74,60	93,1	43,84	30,23	199,47	3,78
160	Torre 154	Torre 155	0,73	0,8	46,42	10,20	22,18	15,09
161	Torre 155	Torre 156	17,99	13,5	53,67	21,43	69,12	7,31
162	Torre 156	Torre 157	34,02	47,9	55,39	15,38	85,90	10,14
163	Torre 157	Torre 158	27,43	18,0	53,38	29,41	83,39	5,34
164	Torre 158	Torre 159	8,59	12,9	43,66	11,27	28,58	10,06
165	Torre 159	Torre 160	19,30	13,2	39,41	24,20	71,61	4,73
166	Torre 160	Torre 161	21,06	24,1	48,16	17,46	78,66	8,95

VANO	TORRES		$\bar{Y}c$ (m)	$\bar{Y}w$ (m)	$\bar{H}t$ (m)	$\bar{H}cw$ (m)	$\bar{H}tc$ (m)	$\bar{\theta}s$ º
167	Torre 161	Torre 162	71,13	96,4	49,61	20,26	148,46	7,73
168	Torre 162	Torre 163	3,29	2,1	53,55	12,75	26,73	8,92
169	Torre 163	Torre 164	19,61	28,4	53,56	12,12	47,07	9,37
170	Torre 164	Torre 165	83,82	103,8	37,61	33,47	225,03	3,42
171	Torre 165	Torre 166	250,26	388,4	42,22	11,56	72,91	9,81
172	Torre 166	Torre 167	99,07	148,0	57,38	16,18	124,29	7,05
173	Torre 167	Torre 168	86,83	105,2	53,50	36,23	239,56	3,16
174	Torre 168	Torre 169	93,89	130,9	55,59	24,49	195,77	6,41
175	Torre 169	Torre 170	15,85	12,3	45,05	19,81	64,15	7,90
176	Torre 170	Torre 171	32,38	21,9	57,52	33,55	105,10	3,41
177	Torre 171	Torre 172	3,50	2,7	56,74	11,34	30,80	13,63
178	Torre 172	Torre 173	67,67	91,5	59,28	19,61	139,70	7,98
179	Torre 173	Torre 174	67,42	84,1	47,97	28,29	181,38	4,04
180	Torre 174	Torre 175	58,94	43,5	38,04	49,93	190,81	2,29
181	Torre 175	Torre 176	108,82	166,0	53,53	13,77	98,41	8,27
182	Torre 176	Torre 177	72,46	101,3	41,11	17,32	129,61	9,02
183	Torre 177	Torre 178	59,33	69,9	41,30	29,61	176,01	5,31
184	Torre 178	Torre 179	128,74	199,3	36,77	12,21	63,58	9,30
185	Torre 179	Torre 180	38,52	43,2	44,83	24,96	125,90	4,58
186	Torre 180	Torre 181	24,02	36,2	40,77	12,37	42,68	9,18
187	Torre 181	Torre 182	139,70	214,4	51,35	14,00	103,61	8,13
188	Torre 182	Torre 183	115,92	167,6	37,38	22,97	193,04	4,98
189	Torre 183	Torre 184	59,96	66,7	34,56	33,25	186,80	3,44
190	Torre 184	Torre 185	51,27	79,2	47,10	11,87	41,83	9,56
191	Torre 185	Torre 186	0,66	0,4	36,01	11,88	22,64	9,55
192	Torre 186	Torre 187	90,84	104,1	39,92	42,95	268,46	2,67
193	Torre 187	Torre 188	69,80	97,6	35,69	16,96	125,06	9,21
194	Torre 188	Torre 189	20,91	20,3	40,88	18,30	80,13	10,83
195	Torre 189	Torre 190	20,67	26,4	41,12	13,17	64,05	14,89
196	Torre 190	Torre 191	26,18	28,8	54,73	18,44	87,82	8,48
197	Torre 191	Torre 192	2,95	2,3	45,29	10,64	28,30	14,49
198	Torre 192	Torre 193	28,21	32,7	35,52	17,59	87,96	8,88
199	Torre 193	Torre 194	77,14	63,3	44,37	57,55	254,75	1,99
200	Torre 194	Torre 195	61,68	88,0	52,19	13,31	88,90	11,68
201	Torre 195	Torre 196	11,15	14,4	59,19	13,05	46,62	11,90
202	Torre 196	Torre 197	61,76	85,7	41,55	16,67	116,43	9,37
203	Torre 197	Torre 198	65,26	107,6	54,90	11,23	56,11	13,76
204	Torre 198	Torre 199	277,44	430,0	55,78	14,40	147,41	7,91
205	Torre 199	Torre 200	230,32	356,8	38,33	12,23	93,06	9,29
206	Torre 200	Torre 201	37,53	29,2	53,56	33,47	130,84	4,70
207	Torre 201	Torre 202	25,86	16,9	44,43	28,36	77,49	5,54
208	Torre 202	Torre 203	7,11	10,4	45,29	11,48	37,03	13,47

VANO	TORRES		$\bar{Y}c$ (m)	$\bar{Y}w$ (m)	$\bar{H}t$ (m)	$\bar{H}cw$ (m)	$\bar{H}tc$ (m)	$\bar{\theta}s$ º
209	Torre 203	Torre 204	43,95	45,7	58,41	26,97	145,22	7,39
210	Torre 204	Torre 205	9,51	7,4	59,23	14,31	46,27	13,74
211	Torre 205	Torre 206	3,63	2,3	44,23	11,12	25,36	17,47
212	Torre 206	Torre 207	17,14	16,1	34,44	16,94	69,40	11,67
213	Torre 207	Torre 208	22,56	28,6	34,58	13,78	69,19	14,25
214	Torre 208	Torre 209	40,25	46,0	58,18	22,28	122,51	7,04
215	Torre 209	Torre 210	128,82	154,0	44,08	52,21	358,63	2,19
216	Torre 210	Torre 211	28,83	43,0	53,44	12,87	50,61	8,83
217	Torre 211	Torre 212	6,52	10,4	55,13	11,45	35,06	13,51
218	Torre 212	Torre 213	16,89	20,7	44,79	12,80	50,29	12,12
219	Torre 213	Torre 214	18,53	15,7	49,02	21,03	76,51	7,45
220	Torre 214	Torre 215	28,99	39,0	46,05	13,62	73,92	14,41
221	Torre 215	Torre 216	16,41	19,1	48,69	14,13	61,34	13,91
222	Torre 216	Torre 217	34,85	43,3	42,65	17,85	101,13	11,09
223	Torre 217	Torre 218	103,25	144,5	48,80	23,12	197,71	8,61
224	Torre 218	Torre 219	65,51	96,7	46,40	16,81	115,64	9,29
225	Torre 219	Torre 220	6,72	16,7	36,99	10,30	26,24	14,94
226	Torre 220	Torre 221	70,24	103,0	41,22	13,95	105,16	14,08
227	Torre 221	Torre 222	27,18	27,8	37,75	21,00	95,78	7,46
228	Torre 222	Torre 223	28,89	20,2	35,90	31,12	99,71	3,68
229	Torre 223	Torre 224	104,11	148,9	45,12	22,84	181,82	5,00
230	Torre 224	Torre 225	16,77	18,4	49,81	17,50	67,17	6,52
231	Torre 225	Torre 226	32,45	45,9	40,16	15,14	72,64	7,52
232	Torre 226	Torre 227	35,98	29,7	34,36	31,64	129,00	4,97
233	Torre 227	Torre 228	22,07	17,1	39,68	24,20	82,80	6,48
234	Torre 228	Torre 229	6,88	6,4	49,51	14,76	41,54	7,72
235	Torre 229	Torre 230	119,51	132,3	45,79	57,77	359,96	1,98
236	Torre 230	Torre 231	58,85	93,1	44,25	12,64	76,44	12,27
237	Torre 231	Torre 232	32,20	38,9	47,40	17,81	97,70	11,12
238	Torre 232	Torre 233	29,96	41,0	54,80	13,51	73,41	14,52
239	Torre 233	Torre 234	43,02	57,9	50,38	16,40	102,81	12,05
240	Torre 234	Torre 235	7,87	5,1	45,17	14,62	36,70	13,47
241	Torre 235	Torre 236	20,00	17,8	50,98	21,27	78,93	7,37
242	Torre 236	Torre 237	6,06	7,4	38,48	12,54	38,30	12,37
243	Torre 237	Torre 238	8,52	10,9	40,78	10,63	37,12	18,23
244	Torre 238	Torre 239	4,10	3,6	34,96	10,95	30,72	17,73
245	Torre 239	Torre 240	11,43	8,8	49,05	17,47	51,01	8,94
246	Torre 240	Torre 241	12,25	14,5	55,93	14,67	54,75	10,62
247	Torre 241	Torre 242	11,82	9,0	43,40	17,87	52,25	8,75
248	Torre 242	Torre 243	59,63	95,9	47,58	12,01	68,88	12,89
249	Torre 243	Torre 244	25,68	35,7	45,53	12,11	61,12	16,12
250	Torre 244	Torre 245	26,41	19,3	58,47	26,31	93,88	7,58

VANO	TORRES		$\bar{Y}c$ (m)	$\bar{Y}w$ (m)	$\bar{H}t$ (m)	$\bar{H}cw$ (m)	$\bar{H}tc$ (m)	$\bar{\theta}s$ º
251	Torre 245	Torre 246	30,42	44,8	35,28	10,67	52,24	18,17
252	Torre 246	Torre 247	31,22	43,2	35,61	13,41	74,34	14,63
253	Torre 247	Torre 248	20,66	19,3	50,21	20,93	80,84	7,49
254	Torre 248	Torre 249	1,32	0,7	44,95	10,84	25,00	14,24
255	Torre 249	Torre 250	24,53	28,5	36,49	16,69	82,50	11,84
256	Torre 250	Torre 251	115,23	169,2	35,74	17,96	166,32	11,03
257	Torre 251	Torre 252	6,75	9,0	56,97	9,92	31,01	19,43
258	Torre 252	Torre 253	13,92	14,8	45,28	14,23	57,69	13,82
259	Torre 253	Torre 254	10,42	11,5	40,55	12,48	46,82	15,66
260	Torre 254	Torre 255	19,27	27,4	39,91	10,87	48,09	17,85
261	Torre 255	Torre 256	17,54	23,3	35,54	11,98	53,79	16,29
262	Torre 256	Torre 257	38,37	57,5	39,98	10,58	56,15	18,30
263	Torre 257	Torre 258	18,57	22,9	58,55	13,53	62,53	14,50
264	Torre 258	Torre 259	19,49	26,9	49,57	11,53	52,93	16,88
265	Torre 259	Torre 260	31,73	46,4	35,45	11,15	58,46	17,43
266	Torre 260	Torre 261	5,68	4,6	39,51	12,12	35,30	16,11
267	Torre 261	Torre 262	13,79	16,3	54,34	12,88	53,42	15,20
268	Torre 262	Torre 263	33,87	46,6	61,16	13,66	78,25	14,37
269	Torre 263	Torre 264	13,79	18,0	41,89	11,79	48,45	16,54
270	Torre 264	Torre 265	32,14	49,0	49,77	9,59	40,91	20,06
271	Torre 265	Torre 266	6,06	5,3	38,52	12,06	36,63	16,18
272	Torre 266	Torre 267	14,45	16,3	52,26	13,75	57,00	14,28
273	Torre 267	Torre 268	11,15	10,8	42,53	14,14	51,70	13,91
274	Torre 268	Torre 269	17,66	20,6	44,43	14,21	58,54	10,95
275	Torre 269	Torre 270	70,39	70,7	52,26	43,52	230,02	2,63
276	Torre 270	Torre 271	5,41	3,5	43,95	13,79	35,36	11,28
277	Torre 271	Torre 272	10,77	12,6	44,17	11,44	36,28	13,51
278	Torre 272	Poste PI 272	166,09	148,5	30,12	8,87	31,53	10,54
279	Poste PI 272	Torre 273	20,73	2,6	41,12	8,86	19,56	10,55
280	Torre 273	Torre 274	9,66	11,0	44,50	14,62	46,69	7,79
281	Torre 274	Torre 275	4,50	3,5	37,98	13,14	33,12	11,82
282	Torre 275	Torre 276	8,62	10,2	39,74	11,33	40,23	17,17
283	Torre 276	Torre 277	7,46	5,9	40,62	13,29	40,42	14,75
284	Torre 277	Torre 278	10,49	12,0	39,59	12,00	39,52	12,90
285	Torre 278	Torre 279	8,18	12,7	39,32	11,72	38,24	13,21
286	Torre 279	Torre 280	9,59	12,7	35,11	10,51	37,67	18,41
287	Torre 280	Torre 281	9,61	11,7	34,86	11,35	41,69	17,14
288	Torre 281	Torre 282	4,22	3,9	34,95	10,91	31,05	17,78
289	Torre 282	Torre 283	9,53	6,1	39,87	16,92	39,44	9,23
290	Torre 283	Torre 284	23,68	16,3	53,93	27,69	84,33	4,13
291	Torre 284	Torre 285	9,32	6,3	44,48	16,49	46,37	9,47
292	Torre 285	Torre 286	13,44	11,4	58,21	18,15	58,70	8,61

VANO	TORRES		$\overline{Y}c$ (m)	$\overline{Y}w$ (m)	$\overline{H}t$ (m)	$\overline{H}cw$ (m)	$\overline{H}tc$ (m)	$\overline{\theta}s$ º
293	Torre 286	Torre 287	11,14	10,0	37,59	17,18	54,52	6,64
294	Torre 287	Torre 288	41,88	59,8	56,01	15,79	84,34	7,22
295	Torre 288	Torre 289	38,60	53,6	43,81	16,68	88,13	6,84
296	Torre 289	Poste 1l	1,93	0,3	36,31	9,15	24,77	10,22
297	Poste 1l	Poste 2	0,85	0,6	41,12	6,82	17,95	10,79
298	Poste 2	Poste 3	1,37	0,9	46,12	7,20	19,11	10,24
299	Poste 3	Poste 4	1,49	1,4	46,12	6,95	20,27	10,59
300	Poste 4	Poste 5	1,35	0,9	46,12	7,14	19,50	10,32
301	Poste 5	Poste 6	1,22	0,8	46,12	7,08	18,97	10,41
302	Poste 6	Poste 7	1,54	1,1	46,12	7,28	19,89	10,13
303	Poste 7	Poste 8	1,46	1,0	46,12	7,23	19,64	10,20
304	Poste 8	Poste 9	1,39	0,9	46,12	7,22	18,88	10,20
305	Poste 9	Poste 10	1,30	1,1	46,12	6,96	19,74	10,58
306	Poste 10	Poste 11	1,18	0,8	46,12	7,06	18,67	10,43
307	Poste 11	Poste 12	1,51	1,1	46,12	7,19	20,18	10,25
308	Poste 12	Poste 13	1,84	1,3	46,12	7,46	20,85	9,88
309	Poste 13	Poste 14	1,99	1,8	46,12	7,25	21,81	10,16
310	Poste 14	Poste 15	1,39	1,3	46,12	6,92	20,00	10,63
311	Poste 15	Poste 16	1,09	0,9	46,12	6,89	19,06	10,68
312	Poste 16	Poste 17	1,07	0,8	46,12	6,95	18,76	10,60
313	Poste 17	Poste 18	1,10	0,7	46,12	7,01	18,24	10,50
314	Poste 18	Poste 19l	1,01	0,6	46,12	6,95	17,91	10,60
315	Poste 19l	Poste 20l	8,40	13,0	46,12	6,25	17,47	11,75
316	Poste 20l	Pórtico Tunal	366,23	546,1	41,12	6,50	26,91	5,71

ANEXO 16. Ángulo de desvío medio y máximo de los conductores de fase y verificación con respecto a los ángulos de diseño a 500 kV

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Pórtico Guavio	Retención	17,11	45,50	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1E	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1D	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1C	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1B	Retención	20,31	50,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1A	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 1	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 2	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 3	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 4	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 5	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 6	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 7	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 8	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 9	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 10	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 11	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 12	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 13	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 14	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 15	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 16	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 17	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 18	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 19	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 20	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 21	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 22	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 23	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 24	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 25	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 26	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 27	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 28	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 29	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 30	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 31	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 32	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 33	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 34	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 35	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 36	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 37	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 38	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 39	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 40	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 41	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 42	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 43	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 44	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 45	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 46	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 47	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 48	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 49	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 50	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 51	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 52	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 53	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 54	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 55	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 56	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 57	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 58	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 59	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 60	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 61	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 62	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 63	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 64	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 65	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 66	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 67	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 68	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 69	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 70	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 71	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 72	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 73	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 74	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 75	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 76	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 77	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 78	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 79	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 80	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 81	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 82	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 83	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 84	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 85	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 86	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 87	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 88	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 89	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 90	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 91	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 92	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 93	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 94	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 95	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 96	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 97	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 98	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 99	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 100	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 101	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 102	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 103	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 104	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 105	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 106	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 107	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 108	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 109	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 110	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 111	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 112	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 113	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 114	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 115	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 116	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 117	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 118	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 119	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 120	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 121	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 122	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 123	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 124	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 125	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 126	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 127	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 128	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 129	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 130	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 131	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 132	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 133	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 134	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 135	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 136	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 137	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 138	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 139	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 140	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 141	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 142	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 143	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 144	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 145	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 146	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 147	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 148	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 149	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 150	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 151	Suspensión	18,06	47,14	25,00	55,00	OK	OK
Torre 152	Suspensión	19,65	49,74	25,00	55,00	OK	OK
Torre 153	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 154	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 155	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 156	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 157	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 158	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 159	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 160	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 161	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 162	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 163	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 164	Retención	20,87	51,57	25,00	55,00	OK	OK
Torre 165	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 166	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 167	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 168	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 169	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 170	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 171	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 172	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 173	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 174	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 175	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 176	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 177	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 178	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 179	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 180	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 181	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 182	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 183	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 184	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 185	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 186	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 187	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 188	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 189	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 190	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 191	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 192	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 193	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 194	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 195	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 196	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 197	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 198	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 199	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 200	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 201	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 202	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK
Torre 203	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 204	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 205	Suspensión	15,28	42,08	25,00	55,00	OK	OK
Torre 206	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 207	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 208	Suspensión	16,45	44,31	25,00	55,00	OK	OK
Torre 209	Retención	17,62	46,40	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 210	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 211	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 212	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 213	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 214	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 215	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 216	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 217	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 218	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 219	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 220	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 221	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 222	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 223	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 224	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 225	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 226	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 227	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 228	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 229	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 230	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 231	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 232	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 233	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 234	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 235	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 236	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 237	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 238	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 239	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 240	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 241	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 242	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 243	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 244	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 245	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 246	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 247	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 248	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 249	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 250	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 251	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 252	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 253	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 254	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 255	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 256	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 257	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 258	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 259	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 260	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 261	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 262	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 263	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 264	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 265	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 266	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 267	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 268	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 269	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 270	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 271	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 272	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Poste PI 272	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Torre 273	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 274	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 275	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 276	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 277	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 278	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 279	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 280	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK

Estructura	Clase de Estructura	αl medio	αl máx	αl medio diseño	αl máx diseño	αlmed < αl med diseño verificación	αlmáx < αl máx diseño verificación
Torre 281	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 282	Suspensión	13,93	39,34	25,00	55,00	OK	OK
Torre 283	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 284	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 285	Suspensión	14,96	41,46	25,00	55,00	OK	OK
Torre 286	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 287	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 288	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Torre 289	Retención	16,19	43,83	25,00	55,00	OK	OK
Poste 1l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 2	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 3	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 4	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 5	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 6	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 7	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 8	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 9	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 10	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 11	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 12	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 13	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 14	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 15	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 16	Suspensión	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 17	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 18	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 19l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Poste 20l	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK
Pórtico Tunal	Retención	19,12	48,89	25,00	55,00	OK	OK

Anexo 17. Distancias eléctricas contra sobretensiones de tipo atmosférico, a frecuencia industrial y de interrupción, y verificación con las distancias de diseño a 500 kV

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Pórtico Guavio	2,45			2,40			NEG		
Torre 1E	2,45			2,40			NEG		
Torre 1D	2,45			2,40			NEG		
Torre 1C	2,00			2,10			OK		
Torre 1B			1,79			2,75			OK
Torre 1A	2,00			2,10			OK		
Torre 1	2,00			2,10			OK		
Torre 2	2,45			2,40			NEG		
Torre 3	2,45			2,40			NEG		
Torre 4	2,45			2,40			NEG		
Torre 5	2,45			2,40			NEG		
Torre 6	2,45			2,40			NEG		
Torre 7	2,45			2,40			NEG		
Torre 8	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 9	2,45			2,40			NEG		
Torre 10	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 11	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 12	2,00			2,10			OK		
Torre 13	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 14	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 15	2,00			2,10			OK		
Torre 16	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 17	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 18	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 19	2,00			2,10			OK		
Torre 20	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 21	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 22	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 23	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 24	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 25	2,00			2,10			OK		
Torre 26	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 27	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 28	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 29	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 30	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 31	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 32	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 33	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 34	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 35	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 36	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 37	2,00			2,10			OK		
Torre 38	2,00			2,10			OK		
Torre 39	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 40	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 41	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 42	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 43	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 44	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 45	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 46	2,00			2,10			OK		
Torre 47	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 48	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 49	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 50	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 51	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 52	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 53	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 54	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 55	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 56	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 57	2,00			2,10			OK		
Torre 58	2,00			2,10			OK		
Torre 59	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 60	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 61	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 62	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 63	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 64	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 65	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 66	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 67	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 68	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 69	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 70	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 71	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 72	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 73	2,00	1,45	1,79	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 74	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 75	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 76	2,00			2,10			OK		
Torre 77	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 78	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 79	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 80	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 81	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 82	2,00			2,10			OK		
Torre 83	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 84	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 85	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 86	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 87	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 88	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 89	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 90	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 91	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 92	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 93	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 94	2,00	1,45	1,79	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 95	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 96	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 97	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 98	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 99	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 100	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 101	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 102	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 103	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 104	2,00			2,10			OK		
Torre 105	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 106	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 107	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 108	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 109	2,00			2,10			OK		
Torre 110	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 111	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 112	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 113	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 114	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 115	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 116	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 117	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 118	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 119	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 120	2,00			2,10			OK		
Torre 121	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 122	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 123	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 124	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 125	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 126	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 127	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 128	2,00			2,10			OK		
Torre 129	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 130	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 131	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 132	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 133	2,00			2,10			OK		
Torre 134	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 135	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 136	2,00			2,10			OK		
Torre 137	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 138	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 139	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 140	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 141	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 142	2,00			2,10			OK		
Torre 143	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 144	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 145	2,00			2,10			OK		
Torre 146	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 147	2,00			2,10			OK		
Torre 148	2,00			2,10			OK		
Torre 149	2,00			2,10			OK		
Torre 150	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 151	2,00	1,45	1,79	2,10	1,00	2,00	OK	NEG	OK
Torre 152	1,85	1,35	1,67	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 153	2,00			2,10			OK		
Torre 154	2,45			2,40			NEG		
Torre 155	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 156	2,45			2,40			NEG		
Torre 157	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 158	2,45			2,40			NEG		
Torre 159	2,45			2,40			NEG		
Torre 160	2,45			2,40			NEG		
Torre 161	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 162	2,00			2,10			OK		
Torre 163	2,00			2,10			OK		
Torre 164	2,00			2,10			OK		
Torre 165	2,45			2,40			NEG		
Torre 166	2,45			2,40			NEG		
Torre 167	2,45			2,40			NEG		
Torre 168	2,45			2,40			NEG		
Torre 169	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 170	2,45			2,40			NEG		
Torre 171	2,45			2,40			NEG		
Torre 172	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 173	2,45			2,40			NEG		
Torre 174	2,45			2,40			NEG		
Torre 175	2,45			2,40			NEG		
Torre 176	2,45			2,40			NEG		
Torre 177	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 178	2,75			2,75			OK		
Torre 179	2,75			2,75			OK		
Torre 180	2,75			2,75			OK		
Torre 181	2,75			2,75			OK		
Torre 182	2,75			2,75			OK		
Torre 183	2,45			2,40			NEG		
Torre 184	2,75			2,75			OK		
Torre 185	2,75			2,75			OK		
Torre 186	2,75			2,75			OK		
Torre 187	2,45			2,40			NEG		
Torre 188	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 189	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 190	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 191	2,45			2,40			NEG		
Torre 192	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 193	2,45			2,40			NEG		
Torre 194	2,45			2,40			NEG		
Torre 195	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 196	2,45			2,40			NEG		
Torre 197	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 198	2,75			2,75			OK		
Torre 199	2,45			2,40			NEG		
Torre 200	2,45			2,40			NEG		
Torre 201	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 202	2,45			2,40			NEG		
Torre 203	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 204	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 205	2,45	1,78	2,23	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 206	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 207	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 208	2,30	1,68	2,06	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 209	2,45			2,40			NEG		
Torre 210	2,75			2,75			OK		
Torre 211	2,75			2,75			OK		
Torre 212	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 213	2,75			2,75			OK		
Torre 214	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 215	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 216	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 217	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 218	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 219	2,75			2,75			OK		
Torre 220	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 221	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 222	2,75			2,75			OK		
Torre 223	2,75			2,75			OK		
Torre 224	2,75			2,75			OK		
Torre 225	2,75			2,75			OK		
Torre 226	2,75			2,75			OK		
Torre 227	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 228	2,75			2,75			OK		
Torre 229	2,75			2,75			OK		
Torre 230	2,75			2,75			OK		
Torre 231	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 232	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 233	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 234	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 235	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 236	2,75			2,75			OK		
Torre 237	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 238	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 239	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 240	2,75			2,75			OK		
Torre 241	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 242	2,75			2,75			OK		
Torre 243	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 244	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 245	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 246	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 247	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 248	2,75			2,75			OK		
Torre 249	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 250	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 251	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 252	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 253	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 254	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 255	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 256	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 257	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 258	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 259	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 260	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 261	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 262	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 263	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 264	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 265	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 266	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 267	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 268	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 269	2,75			2,75			OK		
Torre 270	2,75			2,75			OK		
Torre 271	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 272	2,75			2,75			OK		
Poste PI 272	2,90			2,75			NEG		
Torre 273	2,75			2,75			OK		
Torre 274	2,75			2,75			OK		
Torre 275	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 276	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 277	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 278	2,75			2,75			OK		
Torre 279	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 280	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 281	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 282	2,75	1,98	2,51	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 283	2,75			2,75			OK		
Torre 284	2,75			2,75			OK		
Torre 285	2,60	1,88	2,34	2,75	1,30	2,63	OK	NEG	OK
Torre 286	2,75			2,75			OK		
Torre 287	2,75			2,75			OK		

Estructura	e1 tabla	e2 tabla	e3 tabla	e1 diseño	e2 diseño	e3 diseño	verificación e1	verificación e2	verificación e3
Torre 288	2,75			2,75			OK		
Torre 289	2,75			2,75			OK		
Poste 1l	2,90			2,75			NEG		
Poste 2	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 3	2,90			2,75			NEG		
Poste 4	2,90			2,75			NEG		
Poste 5	2,90			2,75			NEG		
Poste 6	2,90			2,75			NEG		
Poste 7	2,90			2,75			NEG		
Poste 8	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 9	2,90			2,75			NEG		
Poste 10	2,90			2,75			NEG		
Poste 11	2,90			2,75			NEG		
Poste 12	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 13	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 14	2,90			2,75			NEG		
Poste 15	2,90			2,75			NEG		
Poste 16	2,90	2,08	2,62	2,75	1,30	2,63	NEG	NEG	OK
Poste 17	2,90			2,75			NEG		
Poste 18	2,90			2,75			NEG		
Poste 19l	2,90			2,75			NEG		
Poste 20l	2,90			2,75			NEG		
Pórtico Tunal	2,90			2,75			NEG		

ANEXO 18. Determinación del número de salidas de la línea en los vanos por año debido a la falla del apantallamiento

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
1	Pórtico Guavio	Torre 1E	0,0234	154,3	2,77	483,42	4,34	84,64	0,055
2	Torre 1E	Torre 1D	0,0468	167,3	6,77	483,22	4,35	84,64	0,268
3	Torre 1D	Torre 1C	0,0540	186,2	7,00	494,91	4,24	84,97	0,321
4	Torre 1C	Torre 1B	0,0422	168,8	9,47	490,44	4,28	84,85	0,339
5	Torre 1B	Torre 1A	0,0386	157,7	13,05	483,17	4,35	84,64	0,426
6	Torre 1A	Torre 1	0,0498	169,8	11,35	485,70	4,32	84,71	0,479
7	Torre 1	Torre 2	0,0291	1125,5	848,34	620,27	3,39	87,82	21,684
8	Torre 2	Torre 3	0,0556	237,9	35,43	515,30	4,08	85,52	1,683
9	Torre 3	Torre 4	0,0579	395,3	114,38	553,76	3,79	86,46	5,723
10	Torre 4	Torre 5	0,0530	194,7	12,48	498,41	4,21	85,07	0,563
11	Torre 5	Torre 6	0,0278	556,3	337,61	569,89	3,68	86,81	8,144
12	Torre 6	Torre 7	0,0419	200,2	40,09	496,96	4,23	85,03	1,427
13	Torre 7	Torre 8	0,0620	290,0	106,50	525,80	3,99	85,79	5,663
14	Torre 8	Torre 9	0,1078	330,5	93,95	540,63	3,88	86,15	8,726
15	Torre 9	Torre 10	0,2657	326,0	32,95	543,59	3,86	86,22	7,549
16	Torre 10	Torre 11	1,0748	457,6	91,73	568,21	3,70	86,78	85,555
17	Torre 11	Torre 12	0,3095	522,2	121,23	576,53	3,64	86,95	32,627
18	Torre 12	Torre 13	0,0997	364,2	112,47	548,93	3,83	86,35	9,678
19	Torre 13	Torre 14	0,1481	234,4	61,62	516,87	4,06	85,56	7,808
20	Torre 14	Torre 15	0,1102	376,6	112,25	551,86	3,81	86,41	10,686
21	Torre 15	Torre 16	0,0781	538,6	249,89	573,70	3,66	86,89	16,954
22	Torre 16	Torre 17	0,1497	392,0	152,06	553,01	3,80	86,44	19,680
23	Torre 17	Torre 18	0,2830	276,1	57,59	532,24	3,95	85,95	14,009
24	Torre 18	Torre 19	0,0704	248,7	72,27	517,74	4,06	85,59	4,357
25	Torre 19	Torre 20	0,0818	244,2	62,07	517,79	4,06	85,59	4,346
26	Torre 20	Torre 21	0,2669	288,8	71,68	533,63	3,94	85,98	16,446
27	Torre 21	Torre 22	0,1584	481,9	212,13	566,63	3,71	86,74	29,143
28	Torre 22	Torre 23	0,1002	585,1	321,81	577,88	3,63	86,98	28,055
29	Torre 23	Torre 24	0,3017	279,3	62,69	531,69	3,95	85,94	16,254
30	Torre 24	Torre 25	0,1150	384,7	113,51	553,56	3,79	86,45	11,289
31	Torre 25	Torre 26	0,0836	214,4	52,24	504,87	4,16	85,25	3,722
32	Torre 26	Torre 27	0,6407	388,6	82,42	557,12	3,77	86,53	45,696
33	Torre 27	Torre 28	0,2711	299,1	76,00	536,24	3,92	86,05	17,731
34	Torre 28	Torre 29	0,0762	373,6	182,11	544,59	3,86	86,24	11,963
35	Torre 29	Torre 30	0,1921	165,1	20,05	491,33	4,27	84,87	3,269
36	Torre 30	Torre 31	0,1599	439,7	176,50	561,46	3,74	86,63	24,444
37	Torre 31	Torre 32	0,7719	279,8	23,11	534,66	3,93	86,01	15,344

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
38	Torre 32	Torre 33	0,0703	345,5	168,15	537,74	3,91	86,08	10,178
39	Torre 33	Torre 34	0,1635	260,6	75,92	523,48	4,01	85,73	10,641
40	Torre 34	Torre 35	0,1303	215,2	56,71	509,35	4,12	85,37	6,308
41	Torre 35	Torre 36	0,2069	406,6	134,90	558,32	3,76	86,56	24,159
42	Torre 36	Torre 37	0,1120	333,6	89,12	543,28	3,87	86,21	8,609
43	Torre 37	Torre 38	0,0263	574,6	370,72	571,20	3,68	86,84	8,480
44	Torre 38	Torre 39	0,0692	296,9	99,34	531,22	3,95	85,92	5,911
45	Torre 39	Torre 40	0,1978	196,8	34,18	505,35	4,16	85,26	5,765
46	Torre 40	Torre 41	0,2405	331,9	90,09	544,70	3,86	86,25	18,690
47	Torre 41	Torre 42	0,2543	238,4	44,48	521,14	4,03	85,67	9,690
48	Torre 42	Torre 43	0,1653	164,6	25,05	489,89	4,29	84,83	3,512
49	Torre 43	Torre 44	0,3113	357,5	98,72	549,48	3,82	86,36	26,541
50	Torre 44	Torre 45	0,1328	442,3	189,76	560,98	3,74	86,62	21,825
51	Torre 45	Torre 46	0,1485	274,6	44,18	530,58	3,96	85,91	5,634
52	Torre 46	Torre 47	0,0676	198,3	48,32	498,95	4,21	85,08	2,781
53	Torre 47	Torre 48	0,2355	225,4	41,30	516,62	4,06	85,56	8,321
54	Torre 48	Torre 49	0,2413	330,3	95,94	542,94	3,87	86,21	19,958
55	Torre 49	Torre 50	0,1767	444,9	173,60	562,72	3,73	86,66	26,588
56	Torre 50	Torre 51	0,1751	186,2	33,32	500,23	4,20	85,12	4,967
57	Torre 51	Torre 52	0,1558	169,5	29,29	491,81	4,27	84,89	3,873
58	Torre 52	Torre 53	0,1852	232,0	52,69	517,50	4,06	85,58	8,350
59	Torre 53	Torre 54	0,1860	178,7	31,83	494,68	4,25	84,97	5,030
60	Torre 54	Torre 55	0,0782	399,0	205,77	547,98	3,83	86,32	13,899
61	Torre 55	Torre 56	0,1636	225,1	58,13	512,20	4,10	85,44	8,126
62	Torre 56	Torre 57	0,0753	149,0	18,05	475,73	4,41	84,42	1,147
63	Torre 57	Torre 58	0,0286	624,1	391,72	578,85	3,63	87,00	9,754
64	Torre 58	Torre 59	0,0672	259,3	80,54	520,48	4,03	85,66	4,632
65	Torre 59	Torre 60	0,1897	280,8	75,02	531,74	3,95	85,94	12,232
66	Torre 60	Torre 61	0,1374	236,4	65,29	517,00	4,06	85,57	7,677
67	Torre 61	Torre 62	0,1461	248,1	73,64	518,96	4,05	85,62	9,213
68	Torre 62	Torre 63	0,1868	332,6	108,03	542,30	3,87	86,19	17,395
69	Torre 63	Torre 64	0,1365	198,1	50,68	500,51	4,20	85,13	5,888
70	Torre 64	Torre 65	0,1215	373,7	152,77	548,37	3,83	86,33	16,026
71	Torre 65	Torre 66	0,1370	152,2	25,09	481,65	4,36	84,59	2,907
72	Torre 66	Torre 67	0,1743	248,6	62,64	522,30	4,02	85,70	9,357
73	Torre 67	Torre 68	0,1209	221,6	66,60	508,46	4,13	85,34	6,870
74	Torre 68	Torre 69	0,1940	304,5	97,33	534,36	3,93	86,00	16,236
75	Torre 69	Torre 70	0,1461	253,5	80,93	518,46	4,05	85,60	10,119
76	Torre 70	Torre 71	0,1797	272,8	83,53	525,60	4,00	85,78	12,874
77	Torre 71	Torre 72	0,0939	428,5	213,14	554,98	3,78	86,48	17,315

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
78	Torre 72	Torre 73	0,2884	207,7	36,18	507,13	4,14	85,31	8,901
79	Torre 73	Torre 74	0,2757	262,1	58,45	526,64	3,99	85,81	13,830
80	Torre 74	Torre 75	0,1628	188,1	36,55	500,49	4,20	85,13	5,065
81	Torre 75	Torre 76	0,0758	143,9	14,65	472,65	4,44	84,32	0,936
82	Torre 76	Torre 77	0,0872	182,7	28,38	495,18	4,24	84,98	2,102
83	Torre 77	Torre 78	0,1412	264,4	78,36	525,63	4,00	85,79	9,489
84	Torre 78	Torre 79	0,2274	285,0	70,04	533,65	3,94	85,98	13,693
85	Torre 79	Torre 80	0,1481	238,0	67,98	515,82	4,07	85,54	8,609
86	Torre 80	Torre 81	0,1361	270,5	88,15	525,08	4,00	85,77	10,289
87	Torre 81	Torre 82	0,0671	206,9	53,05	502,35	4,18	85,18	3,031
88	Torre 82	Torre 83	0,0799	192,0	37,34	498,33	4,21	85,07	2,537
89	Torre 83	Torre 84	0,1583	203,9	44,81	506,60	4,15	85,29	6,049
90	Torre 84	Torre 85	0,1605	253,3	72,86	521,17	4,03	85,67	10,016
91	Torre 85	Torre 86	0,1800	293,5	94,46	531,18	3,95	85,92	14,605
92	Torre 86	Torre 87	0,1246	208,0	58,55	503,62	4,17	85,21	6,217
93	Torre 87	Torre 88	0,1407	225,7	59,19	513,62	4,09	85,48	7,119
94	Torre 88	Torre 89	0,1699	227,3	53,45	515,44	4,07	85,53	7,767
95	Torre 89	Torre 90	0,1510	242,4	64,84	519,54	4,04	85,63	8,383
96	Torre 90	Torre 91	0,1510	176,6	33,58	494,87	4,24	84,97	4,309
97	Torre 91	Torre 92	0,1161	224,4	69,52	509,11	4,12	85,36	6,889
98	Torre 92	Torre 93	0,1227	437,9	200,72	558,44	3,76	86,56	21,317
99	Torre 93	Torre 94	0,2608	212,7	41,77	508,47	4,13	85,34	9,297
100	Torre 94	Torre 95	0,1230	213,6	62,20	505,66	4,15	85,27	6,523
101	Torre 95	Torre 96	0,1169	230,0	67,92	513,61	4,09	85,48	6,787
102	Torre 96	Torre 97	0,1628	244,4	63,14	520,65	4,03	85,66	8,802
103	Torre 97	Torre 98	0,1315	159,0	29,56	484,93	4,33	84,69	3,292
104	Torre 98	Torre 99	0,1148	220,2	63,56	510,04	4,12	85,38	6,232
105	Torre 99	Torre 100	0,1293	230,4	64,49	514,56	4,08	85,50	7,129
106	Torre 100	Torre 101	0,1978	200,3	35,82	506,73	4,14	85,30	6,044
107	Torre 101	Torre 102	0,1215	187,2	45,36	497,62	4,22	85,05	4,687
108	Torre 102	Torre 103	0,1259	226,6	67,79	510,64	4,11	85,40	7,292
109	Torre 103	Torre 104	0,0672	241,5	77,32	512,06	4,10	85,44	4,436
110	Torre 104	Torre 105	0,0847	272,2	74,44	526,42	3,99	85,81	5,409
111	Torre 105	Torre 106	0,1746	217,7	48,02	512,32	4,10	85,44	7,164
112	Torre 106	Torre 107	0,1338	230,1	67,48	512,37	4,10	85,45	7,715
113	Torre 107	Torre 108	0,1033	260,3	93,78	519,80	4,04	85,64	8,295
114	Torre 108	Torre 109	0,0746	149,9	19,02	476,13	4,41	84,43	1,199
115	Torre 109	Torre 110	0,1033	231,9	44,01	515,73	4,07	85,53	3,888
116	Torre 110	Torre 111	0,1731	186,6	33,91	500,33	4,20	85,12	4,995
117	Torre 111	Torre 112	0,1487	179,4	35,37	496,00	4,23	85,00	4,470

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
118	Torre 112	Torre 113	0,0861	236,6	83,27	512,82	4,09	85,46	6,130
119	Torre 113	Torre 114	0,1721	175,1	28,71	495,22	4,24	84,98	4,199
120	Torre 114	Torre 115	0,1298	181,0	40,37	495,54	4,24	84,99	4,453
121	Torre 115	Torre 116	0,1188	255,9	85,61	519,72	4,04	85,64	8,707
122	Torre 116	Torre 117	0,1126	210,4	63,15	503,54	4,17	85,21	6,061
123	Torre 117	Torre 118	0,1245	232,1	66,70	514,82	4,08	85,51	7,098
124	Torre 118	Torre 119	0,1091	213,2	61,82	507,02	4,14	85,30	5,751
125	Torre 119	Torre 120	0,0613	220,9	0,00	506,53	4,15	85,29	0,000
126	Torre 120	Torre 121	0,0742	180,3	0,00	492,17	4,27	84,90	0,000
127	Torre 121	Torre 122	0,1888	242,2	0,00	520,81	4,03	85,66	0,000
128	Torre 122	Torre 123	0,0974	214,7	0,00	506,41	4,15	85,29	0,000
129	Torre 123	Torre 124	0,1121	218,6	0,00	509,26	4,12	85,36	0,000
130	Torre 124	Torre 125	0,1210	202,9	0,00	504,07	4,17	85,22	0,000
131	Torre 125	Torre 126	0,1084	197,0	0,00	500,61	4,19	85,13	0,000
132	Torre 126	Torre 127	0,1403	189,7	0,00	500,01	4,20	85,11	0,000
133	Torre 127	Torre 128	0,0743	219,9	0,00	508,57	4,13	85,35	0,000
134	Torre 128	Torre 129	0,0772	189,9	3,16	497,02	4,23	85,03	0,207
135	Torre 129	Torre 130	0,1767	182,1	2,92	495,82	4,24	85,00	0,438
136	Torre 130	Torre 131	0,1620	450,6	15,91	561,98	3,74	86,64	2,233
137	Torre 131	Torre 132	0,1857	393,1	12,39	552,87	3,80	86,44	1,989
138	Torre 132	Torre 133	0,1409	268,3	4,43	526,67	3,99	85,81	0,536
139	Torre 133	Torre 134	0,0917	388,9	11,83	551,51	3,81	86,40	0,938
140	Torre 134	Torre 135	0,0978	260,9	8,03	519,42	4,04	85,63	0,673
141	Torre 135	Torre 136	0,0779	212,2	4,04	506,21	4,15	85,28	0,269
142	Torre 136	Torre 137	0,0819	319,7	33,78	538,19	3,90	86,09	2,381
143	Torre 137	Torre 138	0,1444	224,3	19,20	513,33	4,09	85,47	2,370
144	Torre 138	Torre 139	0,1276	170,8	12,01	490,60	4,28	84,85	1,301
145	Torre 139	Torre 140	0,0978	226,6	24,26	510,77	4,11	85,40	2,027
146	Torre 140	Torre 141	0,1692	203,6	14,16	506,95	4,14	85,30	2,044
147	Torre 141	Torre 142	0,0752	147,4	5,72	474,70	4,42	84,39	0,363
148	Torre 142	Torre 143	0,1123	301,7	24,42	536,02	3,92	86,04	2,360
149	Torre 143	Torre 144	0,1238	290,8	34,42	529,87	3,96	85,89	3,659
150	Torre 144	Torre 145	0,0718	294,0	34,43	528,55	3,97	85,86	2,122
151	Torre 145	Torre 146	0,1021	267,3	20,60	526,45	3,99	85,81	1,805
152	Torre 146	Torre 147	0,1211	282,9	19,94	531,72	3,95	85,94	2,075
153	Torre 147	Torre 148	0,0289	1017,0	249,88	613,27	3,42	87,69	6,322
154	Torre 148	Torre 149	0,0480	653,7	100,97	587,64	3,57	87,18	4,226
155	Torre 149	Torre 150	0,0968	301,3	27,22	535,00	3,93	86,02	2,266
156	Torre 150	Torre 151	0,1666	146,1	5,14	480,13	4,37	84,55	0,724
157	Torre 151	Torre 152	0,1298	333,3	41,76	540,40	3,89	86,15	4,669

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
158	Torre 152	Torre 153	0,1229	416,5	262,59	558,04	3,76	86,55	27,940
159	Torre 153	Torre 154	0,0434	949,0	1029,25	612,14	3,43	87,66	39,149
160	Torre 154	Torre 155	0,0900	159,6	28,94	480,36	4,37	84,55	2,201
161	Torre 155	Torre 156	0,0593	392,3	335,62	548,54	3,83	86,34	17,191
162	Torre 156	Torre 157	0,1361	435,2	256,49	561,59	3,74	86,63	30,237
163	Torre 157	Torre 158	0,0427	481,3	530,45	559,81	3,75	86,59	19,616
164	Torre 158	Torre 159	0,0508	189,6	28,70	495,56	4,24	84,99	1,238
165	Torre 159	Torre 160	0,0326	413,4	375,94	550,67	3,81	86,39	10,603
166	Torre 160	Torre 161	0,0944	414,6	287,04	556,30	3,77	86,51	23,454
167	Torre 161	Torre 162	0,1305	705,0	567,43	594,42	3,53	87,32	64,644
168	Torre 162	Torre 163	0,0419	188,1	72,38	491,55	4,27	84,88	2,576
169	Torre 163	Torre 164	0,0633	267,0	87,36	525,50	4,00	85,78	4,741
170	Torre 164	Torre 165	0,0408	1064,2	1242,09	619,37	3,39	87,80	44,526
171	Torre 165	Torre 166	0,1005	368,1	69,40	551,75	3,81	86,41	6,024
172	Torre 166	Torre 167	0,0847	592,1	330,92	583,75	3,60	87,11	24,427
173	Torre 167	Torre 168	0,0383	1133,4	1391,90	623,13	3,37	87,87	46,832
174	Torre 168	Torre 169	0,1139	911,2	853,18	611,01	3,44	87,64	85,140
175	Torre 169	Torre 170	0,0638	365,9	289,84	544,07	3,86	86,23	15,942
176	Torre 170	Torre 171	0,0279	584,8	690,56	573,69	3,66	86,89	16,770
177	Torre 171	Torre 172	0,0962	198,6	2,72	500,04	4,20	85,11	0,223
178	Torre 172	Torre 173	0,1317	667,3	22,37	590,77	3,55	87,25	2,570
179	Torre 173	Torre 174	0,0447	868,9	38,70	606,43	3,46	87,56	1,515
180	Torre 174	Torre 175	0,0249	993,1	66,28	609,47	3,45	87,61	1,444
181	Torre 175	Torre 176	0,0939	478,9	8,54	569,75	3,69	86,81	0,697
182	Torre 176	Torre 177	0,1642	617,8	18,11	586,27	3,58	87,16	2,592
183	Torre 177	Torre 178	0,0700	852,6	40,43	604,63	3,47	87,52	2,478
184	Torre 178	Torre 179	0,0794	333,3	3,10	543,53	3,86	86,22	0,213
185	Torre 179	Torre 180	0,0422	633,6	25,14	584,52	3,59	87,12	0,924
186	Torre 180	Torre 181	0,0572	250,4	2,65	519,61	4,04	85,63	0,130
187	Torre 181	Torre 182	0,0954	500,7	8,41	572,84	3,67	86,88	0,697
188	Torre 182	Torre 183	0,0649	894,3	32,37	610,17	3,44	87,63	1,842
189	Torre 183	Torre 184	0,0369	910,4	45,78	608,20	3,45	87,59	1,481
190	Torre 184	Torre 185	0,0600	245,0	1,78	518,42	4,05	85,60	0,091
191	Torre 185	Torre 186	0,0420	168,3	1,25	481,58	4,36	84,59	0,044
192	Torre 186	Torre 187	0,0333	1275,8	76,20	629,96	3,33	87,99	2,235
193	Torre 187	Torre 188	0,1657	598,2	17,14	584,12	3,60	87,11	2,473
194	Torre 188	Torre 189	0,1562	423,7	14,30	557,41	3,77	86,54	1,934
195	Torre 189	Torre 190	0,2842	338,9	7,85	543,98	3,86	86,23	1,923
196	Torre 190	Torre 191	0,0937	455,1	14,51	562,92	3,73	86,66	1,178
197	Torre 191	Torre 192	0,1011	185,8	1,99	494,96	4,24	84,97	0,171

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
198	Torre 192	Torre 193	0,1033	452,3	13,76	563,01	3,73	86,66	1,232
199	Torre 193	Torre 194	0,0246	1279,4	92,78	626,81	3,35	87,94	2,007
200	Torre 194	Torre 195	0,2049	438,9	8,94	563,65	3,73	86,68	1,589
201	Torre 195	Torre 196	0,1050	268,8	85,99	524,92	4,00	85,77	7,746
202	Torre 196	Torre 197	0,1589	562,5	251,43	579,84	3,62	87,02	34,768
203	Torre 197	Torre 198	0,1796	299,5	54,63	536,04	3,92	86,04	8,442
204	Torre 198	Torre 199	0,1312	677,4	196,02	593,99	3,54	87,31	22,448
205	Torre 199	Torre 200	0,1146	451,3	84,45	566,39	3,71	86,74	8,392
206	Torre 200	Torre 201	0,0467	687,3	576,88	586,83	3,58	87,17	23,468
207	Torre 201	Torre 202	0,0430	453,5	338,56	555,40	3,78	86,49	12,580
208	Torre 202	Torre 203	0,1102	224,1	51,33	511,09	4,11	85,41	4,833
209	Torre 203	Torre 204	0,1197	718,8	530,07	593,09	3,54	87,29	55,394
210	Torre 204	Torre 205	0,1543	272,3	114,12	524,47	4,00	85,76	15,097
211	Torre 205	Torre 206	0,1488	175,9	49,48	488,40	4,30	84,79	6,242
212	Torre 206	Torre 207	0,1603	375,4	188,28	548,79	3,83	86,34	26,061
213	Torre 207	Torre 208	0,2768	361,9	142,82	548,61	3,83	86,34	34,128
214	Torre 208	Torre 209	0,0872	609,3	371,55	582,89	3,60	87,09	28,230
215	Torre 209	Torre 210	0,0312	1673,6	1796,46	647,33	3,24	88,29	49,479
216	Torre 210	Torre 211	0,0605	284,1	59,33	529,84	3,96	85,89	3,083
217	Torre 211	Torre 212	0,1055	216,1	43,76	507,82	4,14	85,33	3,940
218	Torre 212	Torre 213	0,1175	282,5	80,58	529,47	3,97	85,88	8,132
219	Torre 213	Torre 214	0,0657	420,3	239,97	554,64	3,79	86,48	13,631
220	Torre 214	Torre 215	0,3146	380,2	143,00	552,57	3,80	86,43	38,886
221	Torre 215	Torre 216	0,2202	331,9	131,92	541,39	3,88	86,17	25,030
222	Torre 216	Torre 217	0,2211	505,9	259,75	571,38	3,68	86,85	49,866
223	Torre 217	Torre 218	0,2637	913,3	580,06	611,60	3,43	87,65	134,079
224	Torre 218	Torre 219	0,1542	559,9	246,26	579,43	3,62	87,02	33,041
225	Torre 219	Torre 220	0,1009	176,3	13,74	490,44	4,28	84,85	1,176
226	Torre 220	Torre 221	0,5102	506,5	194,46	573,73	3,66	86,90	86,203
227	Torre 221	Torre 222	0,0787	497,2	282,60	568,12	3,70	86,77	19,290
228	Torre 222	Torre 223	0,0293	553,5	424,76	570,53	3,68	86,83	10,817
229	Torre 223	Torre 224	0,0624	848,8	485,03	606,58	3,46	87,56	26,521
230	Torre 224	Torre 225	0,0464	368,9	158,09	546,83	3,84	86,30	6,331
231	Torre 225	Torre 226	0,0607	381,4	127,31	551,53	3,81	86,41	6,677
232	Torre 226	Torre 227	0,0501	672,6	537,08	585,98	3,58	87,15	23,433
233	Torre 227	Torre 228	0,0556	458,1	297,08	559,39	3,75	86,58	14,300
234	Torre 228	Torre 229	0,0440	255,4	81,43	517,99	4,05	85,59	3,065
235	Torre 229	Torre 230	0,0282	1701,1	1944,48	647,56	3,24	88,30	48,421
236	Torre 230	Torre 231	0,1936	386,4	105,77	554,58	3,79	86,47	17,711
237	Torre 231	Torre 232	0,2128	492,0	253,80	569,31	3,69	86,80	46,879

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
238	Torre 232	Torre 233	0,3195	377,7	138,56	552,16	3,80	86,42	38,254
239	Torre 233	Torre 234	0,2895	506,9	237,30	572,37	3,67	86,87	59,669
240	Torre 234	Torre 235	0,1180	235,3	97,02	510,56	4,11	85,40	9,775
241	Torre 235	Torre 236	0,0660	430,9	248,61	556,51	3,77	86,52	14,193
242	Torre 236	Torre 237	0,0954	233,5	63,63	513,12	4,09	85,47	5,190
243	Torre 237	Torre 238	0,2509	221,0	52,23	511,24	4,11	85,42	11,192
244	Torre 238	Torre 239	0,1869	196,7	50,43	499,88	4,20	85,11	8,021
245	Torre 239	Torre 240	0,0664	304,0	143,67	530,31	3,96	85,90	8,200
246	Torre 240	Torre 241	0,0962	307,7	113,01	534,56	3,93	86,01	9,349
247	Torre 241	Torre 242	0,0651	310,6	149,59	531,76	3,95	85,94	8,374
248	Torre 242	Torre 243	0,1943	353,7	83,96	548,34	3,83	86,33	14,086
249	Torre 243	Torre 244	0,3408	322,9	100,26	541,17	3,88	86,16	29,439
250	Torre 244	Torre 245	0,0838	510,8	367,60	566,92	3,70	86,75	26,710
251	Torre 245	Torre 246	0,3989	281,6	64,72	531,75	3,95	85,94	22,187
252	Torre 246	Torre 247	0,3334	381,0	139,89	552,92	3,80	86,44	40,309
253	Torre 247	Torre 248	0,0691	437,2	248,25	557,94	3,76	86,55	14,837
254	Torre 248	Torre 249	0,0885	173,5	25,99	487,53	4,31	84,76	1,949
255	Torre 249	Torre 250	0,2045	426,8	206,43	559,17	3,76	86,58	36,543
256	Torre 250	Torre 251	0,4609	767,1	386,53	601,23	3,49	87,46	155,817
257	Torre 251	Torre 252	0,2407	193,7	34,04	500,46	4,20	85,13	6,977
258	Torre 252	Torre 253	0,2006	317,7	128,88	537,70	3,91	86,08	22,252
259	Torre 253	Torre 254	0,2189	267,2	89,45	525,17	4,00	85,77	16,793
260	Torre 254	Torre 255	0,3334	265,8	66,58	526,79	3,99	85,81	19,052
261	Torre 255	Torre 256	0,2936	293,1	90,94	533,50	3,94	85,98	22,959
262	Torre 256	Torre 257	0,4582	296,9	68,65	536,07	3,92	86,04	27,063
263	Torre 257	Torre 258	0,2542	334,2	126,46	542,53	3,87	86,20	27,711
264	Torre 258	Torre 259	0,3206	287,9	82,84	532,54	3,94	85,96	22,825
265	Torre 259	Torre 260	0,4129	308,4	81,95	538,50	3,90	86,10	29,135
266	Torre 260	Torre 261	0,1709	219,7	69,92	508,24	4,13	85,34	10,197
267	Torre 261	Torre 262	0,2374	295,2	103,87	533,08	3,94	85,97	21,197
268	Torre 262	Torre 263	0,3394	397,6	149,92	555,99	3,78	86,51	44,016
269	Torre 263	Torre 264	0,2668	271,0	80,08	527,23	3,98	85,83	18,334
270	Torre 264	Torre 265	0,3836	232,0	35,80	517,08	4,06	85,57	11,751
271	Torre 265	Torre 266	0,1797	224,7	70,91	510,44	4,11	85,39	10,884
272	Torre 266	Torre 267	0,2161	313,0	119,87	536,98	3,91	86,06	22,291
273	Torre 267	Torre 268	0,1793	293,3	116,84	531,12	3,95	85,92	18,004
274	Torre 268	Torre 269	0,1092	321,1	112,99	538,58	3,90	86,10	10,621
275	Torre 269	Torre 270	0,0304	1124,4	1086,25	620,69	3,38	87,82	29,044
276	Torre 270	Torre 271	0,0756	226,7	75,92	508,33	4,13	85,34	4,898
277	Torre 271	Torre 272	0,1089	221,0	44,50	509,87	4,12	85,38	4,139

VANO	TORRES		P(θs) %	W (m)	Nv x 10^-2 (desc/año)	Zc (Ω)	Ic (kA)	P(Ic) %	n x 10^-4 (sal / año)
278	Torre 272	Poste PI 272	0,0555	179,4	6,00	501,46	4,19	85,15	0,284
279	Poste PI 272	Torre 273	0,0421	131,5	4,42	472,79	4,44	84,33	0,157
280	Torre 273	Torre 274	0,0476	275,4	85,84	525,01	4,00	85,77	3,506
281	Torre 274	Torre 275	0,0782	215,1	65,44	504,41	4,16	85,23	4,362
282	Torre 275	Torre 276	0,2343	236,2	65,62	516,07	4,07	85,54	13,149
283	Torre 276	Torre 277	0,1590	244,9	90,59	516,36	4,07	85,55	12,320
284	Torre 277	Torre 278	0,1069	236,2	56,66	515,00	4,08	85,51	5,181
285	Torre 278	Torre 279	0,1090	229,9	50,94	513,02	4,09	85,46	4,743
286	Torre 279	Torre 280	0,2630	222,7	50,98	512,12	4,10	85,44	11,455
287	Torre 280	Torre 281	0,2437	242,1	67,52	518,21	4,05	85,60	14,082
288	Torre 281	Torre 282	0,1905	197,8	50,31	500,52	4,20	85,13	8,160
289	Torre 282	Torre 283	0,0589	255,5	116,20	514,88	4,08	85,51	5,852
290	Torre 283	Torre 284	0,0306	478,3	334,18	560,48	3,75	86,61	8,860
291	Torre 284	Torre 285	0,0682	281,5	122,82	524,60	4,00	85,76	7,188
292	Torre 285	Torre 286	0,0690	337,5	165,42	538,75	3,90	86,11	9,833
293	Torre 286	Torre 287	0,0421	317,0	132,51	534,31	3,93	86,00	4,802
294	Torre 287	Torre 288	0,0635	430,7	155,33	560,49	3,75	86,61	8,537
295	Torre 288	Torre 289	0,0600	449,4	177,85	563,13	3,73	86,67	9,244
296	Torre 289	Poste 1l	0,0459	153,5	15,23	486,98	4,31	84,75	0,592
297	Poste 1l	Poste 2	0,0395	105,1	14,11	467,66	4,49	84,17	0,469
298	Poste 2	Poste 3	0,0383	111,2	19,13	471,42	4,45	84,29	0,618
299	Poste 3	Poste 4	0,0411	114,3	16,97	474,95	4,42	84,39	0,589
300	Poste 4	Poste 5	0,0391	111,9	18,66	472,61	4,44	84,32	0,615
301	Poste 5	Poste 6	0,0389	109,6	17,62	470,97	4,46	84,27	0,578
302	Poste 6	Poste 7	0,0386	114,1	20,42	473,81	4,43	84,36	0,665
303	Poste 7	Poste 8	0,0387	113,5	19,80	473,06	4,44	84,34	0,646
304	Poste 8	Poste 9	0,0380	110,4	19,21	470,68	4,46	84,26	0,615
305	Poste 9	Poste 10	0,0405	112,2	16,73	473,35	4,44	84,35	0,572
306	Poste 10	Poste 11	0,0387	108,3	17,25	470,03	4,47	84,24	0,563
307	Poste 11	Poste 12	0,0394	115,5	19,75	474,68	4,42	84,39	0,657
308	Poste 12	Poste 13	0,0384	119,8	23,24	476,63	4,41	84,44	0,753
309	Poste 13	Poste 14	0,0406	122,3	21,60	479,35	4,38	84,52	0,742
310	Poste 14	Poste 15	0,0410	113,1	16,47	474,13	4,43	84,37	0,570
311	Poste 15	Poste 16	0,0402	109,8	15,66	471,26	4,46	84,28	0,531
312	Poste 16	Poste 17	0,0395	108,8	16,12	470,30	4,47	84,25	0,537
313	Poste 17	Poste 18	0,0386	106,4	16,46	468,62	4,48	84,20	0,535
314	Poste 18	Poste 19l	0,0386	104,9	15,54	467,53	4,49	84,17	0,505
315	Poste 19l	Poste 20l	0,0433	100,3	2,32	466,04	4,51	84,12	0,085
316	Poste 20l	Pórtico Tunal	0,0233	142,4	3,30	491,95	4,27	84,89	0,065

ANEXO 19. Determinación del número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año, debido a la falla del apantallamiento

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Pórtico Guavio	57,92	0,005792	6,52	77,88	0,005
Torre 1E	172,12	0,104100	4,84	83,06	0,086
Torre 1D	158,92	0,089579	4,91	82,81	0,074
Torre 1C	151,51	0,081985	4,96	82,66	0,068
Torre 1B	124,52	0,047748	5,06	82,36	0,039
Torre 1A	151,97	0,082448	4,96	82,67	0,068
Torre 1	232,64	0,188532	4,58	83,88	0,158
Torre 2	210,87	0,154572	4,66	83,63	0,129
Torre 3	202,64	0,142829	4,69	83,52	0,119
Torre 4	144,15	0,074834	5,02	82,49	0,062
Torre 5	147,45	0,077997	4,99	82,57	0,064
Torre 6	197,90	0,136308	4,71	83,46	0,114
Torre 7	150,00	0,080490	4,97	82,63	0,067
Torre 8	218,40	0,726838	4,62	83,74	0,609
Torre 9	254,25	0,226568	4,52	84,09	0,191
Torre 10	148,32	0,266457	4,97	82,63	0,220
Torre 11	174,73	0,401698	4,81	83,14	0,334
Torre 12	142,93	0,073688	5,03	82,46	0,061
Torre 13	208,78	0,448858	4,66	83,62	0,375
Torre 14	198,36	0,394615	4,70	83,48	0,329
Torre 15	196,22	0,134046	4,72	83,44	0,112
Torre 16	251,93	1,086820	4,52	84,08	0,914
Torre 17	282,39	1,001033	4,44	84,34	0,844
Torre 18	178,44	0,304270	4,80	83,19	0,253
Torre 19	150,87	0,081350	4,97	82,64	0,067
Torre 20	145,71	0,189069	5,00	82,55	0,156
Torre 21	171,08	0,380578	4,83	83,07	0,316
Torre 22	283,78	1,542210	4,43	84,35	1,301
Torre 23	260,85	1,202138	4,49	84,16	1,012
Torre 24	202,59	0,416007	4,69	83,54	0,348
Torre 25	226,16	0,177970	4,60	83,81	0,149
Torre 26	201,31	0,582518	4,69	83,53	0,487
Torre 27	169,11	0,267507	4,85	83,03	0,222
Torre 28	278,46	1,457288	4,45	84,31	1,229
Torre 29	226,56	0,553576	4,60	83,82	0,464
Torre 30	151,68	0,207301	4,95	82,69	0,171
Torre 31	200,68	0,577588	4,69	83,52	0,482
Torre 32	199,69	0,401267	4,70	83,50	0,335
Torre 33	257,43	1,156900	4,50	84,13	0,973

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 34	247,47	0,698457	4,53	84,04	0,587
Torre 35	287,26	1,049922	4,43	84,37	0,886
Torre 36	291,66	1,095694	4,42	84,41	0,925
Torre 37	228,59	0,181885	4,60	83,83	0,152
Torre 38	258,01	0,233662	4,50	84,12	0,197
Torre 39	181,04	0,315151	4,78	83,23	0,262
Torre 40	176,99	0,298341	4,80	83,16	0,248
Torre 41	173,51	0,284445	4,82	83,11	0,236
Torre 42	168,82	0,266418	4,85	83,02	0,221
Torre 43	231,54	0,585861	4,58	83,88	0,491
Torre 44	174,09	0,397950	4,82	83,12	0,331
Torre 45	150,23	0,202769	4,96	82,66	0,168
Torre 46	198,19	0,136700	4,71	83,46	0,114
Torre 47	229,92	0,575202	4,59	83,86	0,482
Torre 48	228,47	0,565805	4,59	83,84	0,474
Torre 49	260,39	1,195926	4,49	84,16	1,006
Torre 50	146,52	0,191480	4,99	82,57	0,158
Torre 51	147,68	0,194960	4,98	82,60	0,161
Torre 52	176,47	0,296227	4,81	83,15	0,246
Torre 53	163,78	0,247964	4,88	82,93	0,206
Torre 54	224,36	0,783049	4,60	83,81	0,656
Torre 55	172,88	0,390867	4,82	83,10	0,325
Torre 56	165,29	0,253382	4,87	82,96	0,210
Torre 57	201,72	0,141542	4,70	83,51	0,118
Torre 58	250,19	0,219086	4,53	84,05	0,184
Torre 59	215,10	0,484215	4,64	83,69	0,405
Torre 60	255,81	0,763440	4,51	84,11	0,642
Torre 61	210,87	0,460321	4,65	83,64	0,385
Torre 62	179,13	0,428298	4,79	83,21	0,356
Torre 63	250,71	0,723218	4,52	84,07	0,608
Torre 64	296,47	1,759884	4,40	84,45	1,486
Torre 65	177,57	0,300703	4,80	83,17	0,250
Torre 66	260,15	0,799017	4,50	84,15	0,672
Torre 67	228,07	0,563195	4,59	83,84	0,472
Torre 68	282,45	1,520628	4,44	84,34	1,283
Torre 69	280,19	1,484571	4,44	84,32	1,252
Torre 70	300,17	1,827816	4,40	84,47	1,544
Torre 71	271,91	1,357996	4,46	84,26	1,144
Torre 72	205,95	0,619317	4,67	83,59	0,518
Torre 73	198,07	0,557745	4,70	83,49	0,466
Torre 74	172,53	0,280593	4,83	83,09	0,233
Torre 75	147,63	0,194785	4,98	82,60	0,161

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 76	150,75	0,081235	4,97	82,64	0,067
Torre 77	202,12	0,413623	4,69	83,53	0,346
Torre 78	173,22	0,283308	4,82	83,10	0,235
Torre 79	279,50	0,972762	4,45	84,31	0,820
Torre 80	255,35	1,129948	4,51	84,12	0,950
Torre 81	281,93	0,996469	4,44	84,33	0,840
Torre 82	174,56	0,106917	4,82	83,10	0,089
Torre 83	145,13	0,187360	5,00	82,54	0,155
Torre 84	282,97	1,006761	4,44	84,34	0,849
Torre 85	171,25	0,381565	4,83	83,08	0,317
Torre 86	283,20	1,532798	4,44	84,35	1,293
Torre 87	250,48	0,721428	4,52	84,07	0,606
Torre 88	229,40	0,571806	4,59	83,85	0,479
Torre 89	201,60	0,410952	4,69	83,52	0,343
Torre 90	197,49	0,390320	4,71	83,47	0,326
Torre 91	146,64	0,191826	4,99	82,58	0,158
Torre 92	243,13	0,981507	4,54	84,00	0,824
Torre 93	190,77	0,504869	4,74	83,38	0,421
Torre 94	276,02	1,419748	4,45	84,29	1,197
Torre 95	278,92	0,967181	4,45	84,31	0,815
Torre 96	241,33	0,653318	4,55	83,98	0,549
Torre 97	147,05	0,193040	4,99	82,58	0,159
Torre 98	198,47	0,395191	4,70	83,48	0,330
Torre 99	280,77	0,985126	4,44	84,32	0,831
Torre 100	228,47	0,565805	4,59	83,84	0,474
Torre 101	163,73	0,247758	4,88	82,93	0,205
Torre 102	254,42	0,752309	4,51	84,10	0,633
Torre 103	277,76	1,446485	4,45	84,31	1,219
Torre 104	250,83	0,220251	4,53	84,06	0,185
Torre 105	163,78	0,247964	4,88	82,93	0,206
Torre 106	267,74	0,864115	4,48	84,22	0,728
Torre 107	279,32	1,470880	4,44	84,32	1,240
Torre 108	175,60	0,292727	4,81	83,14	0,243
Torre 109	175,83	0,108411	4,82	83,12	0,090
Torre 110	179,71	0,309556	4,79	83,21	0,258
Torre 111	149,07	0,199193	4,97	82,63	0,165
Torre 112	256,62	0,769989	4,51	84,12	0,648
Torre 113	207,22	0,440397	4,67	83,60	0,368
Torre 114	161,24	0,238980	4,89	82,88	0,198
Torre 115	268,90	0,874393	4,47	84,23	0,736
Torre 116	276,83	1,432177	4,45	84,30	1,207
Torre 117	277,88	0,957196	4,45	84,30	0,807

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 118	242,72	0,663343	4,55	83,99	0,557
Torre 119	251,35	0,728157	4,52	84,07	0,612
Torre 120	0,00	0,000000	4,72	83,45	0,000
Torre 121	0,00	0,000000	4,99	82,59	0,000
Torre 122	0,00	0,000000	4,44	84,32	0,000
Torre 123	0,00	0,000000	4,45	84,29	0,000
Torre 124	0,00	0,000000	4,51	84,10	0,000
Torre 125	0,00	0,000000	4,51	84,11	0,000
Torre 126	0,00	0,000000	4,41	84,42	0,000
Torre 127	0,00	0,000000	4,52	84,07	0,000
Torre 128	0,00	0,000000	4,84	83,05	0,000
Torre 129	13,61	0,020509	4,88	82,92	0,017
Torre 130	18,01	0,058821	4,63	83,71	0,049
Torre 131	19,69	0,075439	4,56	83,93	0,063
Torre 132	18,22	0,060747	4,62	83,74	0,051
Torre 133	11,39	0,005663	5,08	82,30	0,005
Torre 134	11,98	0,020595	5,01	82,52	0,017
Torre 135	18,61	0,044469	4,61	83,79	0,037
Torre 136	14,33	0,008658	4,84	83,06	0,007
Torre 137	98,78	0,382043	4,41	84,44	0,323
Torre 138	67,18	0,136886	4,69	83,52	0,114
Torre 139	94,83	0,340590	4,43	84,35	0,287
Torre 140	83,26	0,238693	4,53	84,06	0,201
Torre 141	51,31	0,071503	4,94	82,74	0,059
Torre 142	54,00	0,030946	4,89	82,88	0,026
Torre 143	93,92	0,331587	4,44	84,33	0,280
Torre 144	100,23	0,612510	4,40	84,48	0,517
Torre 145	75,83	0,060036	4,60	83,82	0,050
Torre 146	86,37	0,263456	4,50	84,14	0,222
Torre 147	54,15	0,031112	4,89	82,88	0,026
Torre 148	64,83	0,043910	4,73	83,41	0,037
Torre 149	72,88	0,055396	4,63	83,72	0,046
Torre 150	63,59	0,119409	4,74	83,38	0,100
Torre 151	79,11	0,208373	4,56	83,94	0,175
Torre 152	86,29	0,391969	4,50	84,15	0,330
Torre 153	379,85	0,262008	4,71	83,46	0,219
Torre 154	408,49	0,302639	4,65	83,66	0,253
Torre 155	488,97	2,160051	4,51	84,11	1,817
Torre 156	508,06	0,474114	4,49	84,19	0,399
Torre 157	485,75	2,119195	4,51	84,10	1,782
Torre 158	377,86	0,259308	4,71	83,45	0,216
Torre 159	330,68	0,200418	4,83	83,07	0,166

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 160	427,81	0,332134	4,61	83,77	0,278
Torre 161	443,90	1,639912	4,58	83,88	1,376
Torre 162	487,64	0,434877	4,52	84,09	0,366
Torre 163	487,75	0,435085	4,51	84,09	0,366
Torre 164	310,70	0,178181	4,89	82,88	0,148
Torre 165	361,87	0,238320	4,75	83,33	0,199
Torre 166	530,15	0,519073	4,46	84,28	0,437
Torre 167	487,08	0,433842	4,52	84,09	0,365
Torre 168	510,28	0,478513	4,48	84,20	0,403
Torre 169	393,29	1,175343	4,67	83,58	0,982
Torre 170	531,71	0,522337	4,45	84,29	0,440
Torre 171	523,05	0,504322	4,47	84,25	0,425
Torre 172	23,97	0,133789	4,43	84,38	0,113
Torre 173	18,51	0,014297	4,62	83,76	0,012
Torre 174	13,72	0,007972	4,88	82,93	0,007
Torre 175	21,19	0,018890	4,52	84,09	0,016
Torre 176	15,20	0,009690	4,78	83,23	0,008
Torre 177	15,29	0,037983	4,77	83,28	0,032
Torre 178	13,10	0,007319	4,92	82,78	0,006
Torre 179	16,99	0,012051	4,69	83,54	0,010
Torre 180	15,03	0,009490	4,79	83,20	0,008
Torre 181	20,14	0,016991	4,55	83,97	0,014
Torre 182	13,40	0,007628	4,90	82,85	0,006
Torre 183	12,04	0,006259	5,01	82,50	0,005
Torre 184	18,09	0,013650	4,64	83,70	0,011
Torre 185	12,74	0,006943	4,95	82,69	0,006
Torre 186	14,62	0,009000	4,82	83,12	0,007
Torre 187	12,58	0,006789	4,97	82,65	0,006
Torre 188	15,09	0,036687	4,78	83,24	0,031
Torre 189	15,20	0,037423	4,77	83,26	0,031
Torre 190	21,77	0,100633	4,49	84,17	0,085
Torre 191	17,22	0,012365	4,68	83,57	0,010
Torre 192	12,50	0,022825	4,96	82,66	0,019
Torre 193	16,77	0,011742	4,70	83,50	0,010
Torre 194	20,55	0,017707	4,54	84,02	0,015
Torre 195	23,92	0,133060	4,43	84,38	0,112
Torre 196	246,56	0,159249	4,77	83,27	0,133
Torre 197	349,65	1,627899	4,49	84,18	1,370
Torre 198	356,45	0,335802	4,48	84,21	0,283
Torre 199	221,70	0,130010	4,87	82,96	0,108
Torre 200	339,30	0,302667	4,51	84,09	0,255
Torre 201	268,80	0,779691	4,69	83,53	0,651

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 202	275,44	0,197840	4,68	83,57	0,165
Torre 203	376,76	2,029994	4,44	84,34	1,712
Torre 204	383,09	2,134138	4,43	84,38	1,801
Torre 205	267,26	0,767738	4,69	83,52	0,641
Torre 206	191,66	0,329199	5,01	82,52	0,272
Torre 207	192,74	0,333718	5,00	82,54	0,275
Torre 208	374,98	2,001505	4,44	84,33	1,688
Torre 209	266,10	0,184790	4,70	83,48	0,154
Torre 210	338,38	0,300940	4,52	84,09	0,253
Torre 211	351,43	0,325868	4,49	84,17	0,274
Torre 212	271,58	0,801556	4,68	83,56	0,670
Torre 213	304,25	0,241638	4,60	83,83	0,203
Torre 214	281,31	0,881702	4,65	83,65	0,738
Torre 215	301,70	1,068978	4,60	83,83	0,896
Torre 216	255,06	0,678023	4,73	83,39	0,565
Torre 217	302,55	1,077381	4,59	83,83	0,903
Torre 218	284,02	0,904991	4,64	83,68	0,757
Torre 219	211,35	0,118871	4,92	82,81	0,098
Torre 220	244,02	0,603731	4,77	83,27	0,503
Torre 221	217,22	0,448328	4,88	82,93	0,372
Torre 222	202,93	0,110240	4,96	82,67	0,091
Torre 223	274,13	0,195974	4,68	83,56	0,164
Torre 224	310,35	0,251632	4,58	83,88	0,211
Torre 225	235,83	0,146190	4,81	83,14	0,122
Torre 226	191,04	0,098686	5,02	82,47	0,081
Torre 227	232,12	0,530600	4,82	83,12	0,441
Torre 228	308,03	0,247806	4,59	83,86	0,208
Torre 229	279,30	0,203395	4,66	83,61	0,170
Torre 230	267,41	0,186590	4,70	83,50	0,156
Torre 231	291,74	0,974078	4,62	83,74	0,816
Torre 232	348,88	1,617426	4,49	84,17	1,361
Torre 233	314,75	1,203690	4,56	83,93	1,010
Torre 234	274,52	0,825128	4,67	83,59	0,690
Torre 235	319,38	1,254488	4,55	83,97	1,053
Torre 236	222,86	0,131294	4,86	82,97	0,109
Torre 237	240,62	0,582128	4,78	83,23	0,484
Torre 238	195,68	0,346205	4,98	82,59	0,286
Torre 239	304,48	1,096665	4,59	83,85	0,920
Torre 240	357,61	0,338123	4,48	84,21	0,285
Torre 241	260,85	0,719580	4,71	83,45	0,601
Torre 242	293,13	0,224077	4,63	83,74	0,188
Torre 243	277,30	0,847934	4,66	83,61	0,709

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 244	377,22	2,037478	4,44	84,35	1,719
Torre 245	198,15	0,356975	4,97	82,63	0,295
Torre 246	200,69	0,368328	4,96	82,68	0,305
Torre 247	313,44	1,189586	4,57	83,92	0,998
Torre 248	272,82	0,194118	4,68	83,55	0,162
Torre 249	207,49	0,399864	4,92	82,78	0,331
Torre 250	201,70	0,372871	4,95	82,69	0,308
Torre 251	365,64	1,856699	4,46	84,28	1,565
Torre 252	275,37	0,832047	4,67	83,60	0,696
Torre 253	238,84	0,571065	4,79	83,21	0,475
Torre 254	233,90	0,541087	4,81	83,15	0,450
Torre 255	200,15	0,365899	4,96	82,67	0,302
Torre 256	234,44	0,544309	4,81	83,15	0,453
Torre 257	377,84	2,047489	4,44	84,35	1,727
Torre 258	308,49	1,137611	4,58	83,88	0,954
Torre 259	199,46	0,362792	4,96	82,66	0,300
Torre 260	230,81	0,522945	4,82	83,11	0,435
Torre 261	345,33	1,569916	4,50	84,15	1,321
Torre 262	397,99	2,395713	4,40	84,46	2,023
Torre 263	249,19	0,637749	4,75	83,33	0,531
Torre 264	310,04	1,153665	4,58	83,89	0,968
Torre 265	223,17	0,479950	4,85	83,01	0,398
Torre 266	329,27	1,368305	4,53	84,04	1,150
Torre 267	254,13	0,671543	4,74	83,38	0,560
Torre 268	268,80	0,779691	4,69	83,53	0,651
Torre 269	329,27	0,284288	4,54	84,02	0,239
Torre 270	265,10	0,183421	4,71	83,47	0,153
Torre 271	266,80	0,764178	4,69	83,51	0,638
Torre 272	158,30	0,070572	5,25	81,74	0,058
Poste PI 272	243,24	0,132150	4,72	83,44	0,110
Torre 273	269,34	0,189258	4,69	83,51	0,158
Torre 274	219,00	0,127044	4,88	82,92	0,105
Torre 275	232,59	0,533322	4,81	83,13	0,443
Torre 276	239,38	0,574415	4,79	83,21	0,478
Torre 277	231,43	0,526538	4,82	83,12	0,438
Torre 278	229,34	0,138622	4,84	83,06	0,115
Torre 279	196,83	0,351224	4,98	82,61	0,290
Torre 280	194,90	0,342887	4,99	82,58	0,283
Torre 281	195,60	0,345872	4,98	82,59	0,286
Torre 282	233,59	0,539253	4,81	83,14	0,448
Torre 283	342,16	0,308035	4,51	84,11	0,259
Torre 284	269,19	0,189043	4,69	83,51	0,158

Estructura	NL (100 km / año)	Nfa (100 km / año)	Ic (kA)	P (Ic) %	N (100 km / año)
Torre 285	375,21	2,005204	4,44	84,33	1,691
Torre 286	215,98	0,123786	4,89	82,88	0,103
Torre 287	358,22	0,339364	4,48	84,22	0,286
Torre 288	264,02	0,181953	4,71	83,46	0,152
Torre 289	206,10	0,113442	4,94	82,73	0,094
Poste 1l	243,24	0,132150	4,72	83,44	0,110
Poste 2	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 3	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 4	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 5	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 6	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 7	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 8	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 9	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 10	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 11	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 12	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 13	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 14	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 15	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 16	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 17	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 18	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 19l	281,85	0,174276	4,61	83,79	0,146
Poste 20l	243,24	0,132150	4,72	83,44	0,110
Pórtico Tunal	77,22	0,018701	6,52	77,88	0,015

ANEXO 20. Determinación del número de salidas de la línea por 100 kilómetros por año

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Pórtico Guavio	0,72	0,00	0,88	0,30	0,000
Torre 1E	0,72	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 1D	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 1C	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 1B	0,72	0,00	1,00	0,66	0,000
Torre 1A	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 1	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 2	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 3	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 4	0,72	0,00	0,99	0,66	0,000
Torre 5	0,72	0,00	0,99	0,66	0,000
Torre 6	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 7	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 8	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 9	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 10	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 11	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 12	0,72	0,00	0,99	0,66	0,000
Torre 13	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 14	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 15	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 16	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 17	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 18	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 19	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 20	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 21	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 22	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 23	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 24	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 25	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 26	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 27	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 28	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 29	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 30	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 31	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 32	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 33	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 34	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 35	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 36	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 37	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 38	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 39	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 40	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 41	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 42	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 43	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 44	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 45	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 46	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 47	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 48	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 49	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 50	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 51	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 52	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 53	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 54	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 55	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 56	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 57	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 58	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 59	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 60	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 61	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 62	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 63	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 64	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 65	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 66	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 67	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 68	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 69	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 70	0,72	91,62	1,00	0,75	8.121
Torre 71	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 72	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 73	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 74	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 75	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 76	0,72	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 77	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 78	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 79	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 80	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 81	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 82	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 83	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 84	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 85	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 86	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 87	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 88	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 89	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 90	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 91	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 92	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 93	0,72	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 94	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 95	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 96	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 97	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 98	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 99	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 100	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 101	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 102	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 103	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 104	0,72	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 105	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 106	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 107	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 108	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 109	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 110	0,72	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 111	0,72	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 112	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 113	0,72	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 114	0,72	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 115	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 116	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 117	0,72	0,00	1,00	0,75	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 118	0,72	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 119	0,00	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 120	0,00	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 121	0,00	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 122	0,00	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 123	0,00	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 124	0,00	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 125	0,00	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 126	0,00	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 127	0,00	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 128	0,06	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 129	0,06	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 130	0,06	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 131	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 132	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 133	0,06	0,00	0,99	0,65	0,000
Torre 134	0,06	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 135	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 136	0,24	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 137	0,24	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 138	0,24	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 139	0,24	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 140	0,24	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 141	0,24	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 142	0,24	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 143	0,24	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 144	0,24	98,13	1,00	0,75	2.898
Torre 145	0,24	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 146	0,24	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 147	0,24	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 148	0,24	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 149	0,24	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 150	0,24	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 151	0,24	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 152	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 153	1,38	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 154	1,38	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 155	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 156	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 157	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 158	1,38	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 159	1,38	0,00	0,99	0,69	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 160	1,38	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 161	1,38	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 162	1,38	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 163	1,38	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 164	1,38	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 165	1,38	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 166	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 167	1,38	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 168	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 169	1,38	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 170	1,38	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 171	0,06	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 172	0,06	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 173	0,06	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 174	0,06	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 175	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 176	0,06	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 177	0,06	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 178	0,06	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 179	0,06	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 180	0,06	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 181	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 182	0,06	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 183	0,06	0,00	0,99	0,66	0,000
Torre 184	0,06	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 185	0,06	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 186	0,06	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 187	0,06	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 188	0,06	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 189	0,06	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 190	0,06	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 191	0,06	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 192	0,06	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 193	0,06	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 194	0,06	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 195	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 196	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 197	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 198	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 199	0,96	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 200	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 201	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 202	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 203	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 204	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 205	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 206	0,96	0,00	1,00	0,67	0,000
Torre 207	0,96	0,00	1,00	0,67	0,000
Torre 208	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 209	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 210	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 211	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 212	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 213	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 214	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 215	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 216	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 217	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 218	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 219	0,96	0,00	0,99	0,67	0,000
Torre 220	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 221	0,96	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 222	0,96	0,00	0,99	0,66	0,000
Torre 223	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 224	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 225	0,96	0,00	0,99	0,69	0,000
Torre 226	0,96	0,00	0,98	0,65	0,000
Torre 227	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 228	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 229	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 230	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 231	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 232	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 233	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 234	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 235	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 236	0,96	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 237	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 238	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 239	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 240	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 241	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 242	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 243	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000

Estructura	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 244	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 245	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 246	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 247	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 248	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 249	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 250	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 251	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 252	0,96	0,00	1,00	0,72	0,000
Torre 253	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 254	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 255	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 256	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 257	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 258	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 259	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 260	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 261	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 262	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 263	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 264	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 265	0,96	0,00	1,00	0,69	0,000
Torre 266	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 267	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 268	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 269	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 270	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 271	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 272	0,96	0,00	0,96	0,61	0,000
Poste PI 272	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 273	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Torre 274	0,96	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 275	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 276	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 277	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 278	0,96	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 279	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 280	0,96	0,00	1,00	0,67	0,000
Torre 281	0,96	0,00	1,00	0,68	0,000
Torre 282	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 283	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Torre 284	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000

ESTRUCTURA	N	Xs (m)	Pmáx	Pmín	Nsf
Torre 285	0,96	0,00	1,00	0,75	0,000
Torre 286	0,96	0,00	0,99	0,68	0,000
Torre 287	0,96	0,00	1,00	0,74	0,000
Torre 288	0,96	0,00	1,00	0,70	0,000
Torre 289	0,96	0,00	0,99	0,67	0,000
Poste 1l	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Poste 2	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 3	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 4	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 5	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 6	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 7	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 8	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 9	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 10	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 11	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 12	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 13	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 14	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 15	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 16	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 17	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 18	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 19l	0,96	0,00	1,00	0,73	0,000
Poste 20l	0,96	0,00	1,00	0,71	0,000
Pórtico Tunal	0,96	0,00	0,98	0,48	0,000

ANEXO 21. Determinación del número de salidas de la línea por el fenómeno de flameo inverso, para una resistencia de puesta a tierra de 30 Ω

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Pórtico Guavio	151,77	0,008	0,01	1294,14	56,06	11,63	0,0005
Torre 1E	176,77	0,031	0,20	1954,41	61,27	9,52	0,0015
Torre 1D	179,37	0,042	0,16	1824,78	60,78	9,71	0,0020
Torre 1C	165,09	0,046	0,14	1764,31	60,99	9,63	0,0022
Torre 1B	160,06	0,067	0,12	1818,99	64,93	8,28	0,0028
Torre 1A	647,66	0,291	0,14	1769,18	61,01	9,62	0,0140
Torre 1	681,68	1,679	0,32	2466,55	62,82	8,97	0,0753
Torre 2	316,57	0,858	0,32	2387,14	61,59	9,41	0,0403
Torre 3	294,98	0,388	0,30	2321,23	61,52	9,44	0,0183
Torre 4	375,48	0,398	0,11	1671,05	60,08	9,97	0,0199
Torre 5	378,23	0,762	0,12	1706,13	60,25	9,91	0,0377
Torre 6	245,16	0,594	0,29	2281,53	61,45	9,46	0,0281
Torre 7	310,30	0,528	0,16	1810,84	60,10	9,96	0,0263
Torre 8	328,18	0,642	0,32	2472,97	63,69	8,68	0,0278
Torre 9	391,89	0,453	0,38	2679,96	61,52	9,43	0,0214
Torre 10	489,87	0,443	0,14	1815,29	62,23	9,18	0,0203
Torre 11	444,82	0,577	0,22	2097,24	63,22	8,84	0,0255
Torre 12	302,70	0,491	0,14	1746,22	60,29	9,89	0,0243
Torre 13	303,81	0,521	0,34	2642,27	65,06	8,24	0,0215
Torre 14	454,26	0,765	0,32	2554,56	64,94	8,27	0,0316
Torre 15	467,04	1,068	0,25	2189,50	62,45	9,10	0,0486
Torre 16	337,35	0,862	0,37	2733,45	64,35	8,46	0,0365
Torre 17	260,70	0,467	0,44	3106,22	64,51	8,41	0,0196
Torre 18	244,73	0,367	0,28	2369,04	64,54	8,40	0,0154
Torre 19	268,24	0,439	0,17	1836,80	60,67	9,75	0,0214
Torre 20	382,03	0,576	0,20	2010,00	63,28	8,82	0,0254
Torre 21	533,46	1,102	0,21	2077,52	63,63	8,70	0,0479
Torre 22	433,83	1,289	0,41	2908,69	63,91	8,61	0,0555
Torre 23	333,59	0,775	0,38	2786,62	64,26	8,49	0,0329
Torre 24	296,18	0,462	0,33	2590,88	65,00	8,25	0,0191
Torre 25	303,23	0,490	0,34	2523,34	62,22	9,18	0,0225
Torre 26	345,48	0,473	0,28	2362,41	64,28	8,48	0,0200
Torre 27	334,72	0,468	0,26	2273,75	64,27	8,49	0,0199
Torre 28	272,68	0,607	0,40	2882,12	64,01	8,57	0,0260
Torre 29	300,75	0,549	0,37	2778,07	65,13	8,21	0,0226
Torre 30	358,09	0,562	0,21	2080,59	63,57	8,72	0,0245
Torre 31	314,31	0,457	0,28	2356,92	64,28	8,49	0,0194
Torre 32	301,42	0,515	0,33	2566,11	64,96	8,27	0,0213
Torre 33	241,23	0,563	0,38	2766,65	64,30	8,48	0,0239
Torre 34	310,95	0,518	0,40	2917,22	65,03	8,25	0,0213
Torre 35	368,43	0,658	0,44	3128,70	64,41	8,44	0,0278
Torre 36	450,69	0,810	0,45	3148,29	64,31	8,48	0,0343

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 37	437,43	1,198	0,35	2540,48	62,22	9,18	0,0550
Torre 38	250,23	0,736	0,39	2726,23	62,04	9,25	0,0340
Torre 39	264,33	0,403	0,29	2394,69	64,61	8,38	0,0169
Torre 40	285,16	0,381	0,28	2354,60	64,50	8,41	0,0160
Torre 41	201,51	0,277	0,27	2319,42	64,41	8,44	0,0117
Torre 42	259,41	0,264	0,26	2270,70	64,26	8,49	0,0112
Torre 43	398,28	0,512	0,38	2813,15	65,12	8,22	0,0210
Torre 44	360,04	0,762	0,22	2108,16	63,72	8,67	0,0330
Torre 45	234,73	0,416	0,21	2063,66	63,50	8,74	0,0182
Torre 46	215,26	0,261	0,29	2304,71	62,02	9,26	0,0121
Torre 47	276,24	0,354	0,38	2801,87	65,12	8,22	0,0145
Torre 48	385,98	0,549	0,37	2791,68	65,13	8,21	0,0225
Torre 49	318,85	0,651	0,38	2783,94	64,27	8,49	0,0276
Torre 50	177,86	0,304	0,20	2019,72	63,32	8,80	0,0134
Torre 51	200,76	0,212	0,20	2033,55	63,38	8,78	0,0093
Torre 52	203,72	0,244	0,28	2349,37	64,49	8,42	0,0103
Torre 53	285,58	0,347	0,25	2216,79	64,08	8,55	0,0148
Torre 54	313,73	0,653	0,33	2546,81	64,45	8,43	0,0275
Torre 55	188,68	0,438	0,22	2095,84	63,69	8,68	0,0190
Torre 56	383,15	0,436	0,25	2233,07	64,13	8,53	0,0186
Torre 57	443,38	0,996	0,30	2334,59	62,06	9,24	0,0460
Torre 58	273,46	0,770	0,38	2680,60	62,12	9,22	0,0355
Torre 59	258,63	0,448	0,35	2692,43	65,10	8,22	0,0184
Torre 60	240,63	0,392	0,41	2967,03	64,94	8,27	0,0162
Torre 61	288,73	0,496	0,35	2659,08	65,08	8,23	0,0204
Torre 62	267,02	0,498	0,23	2158,30	63,86	8,62	0,0215
Torre 63	284,26	0,495	0,40	2936,96	65,00	8,26	0,0204
Torre 64	266,23	0,531	0,42	2967,81	63,66	8,69	0,0231
Torre 65	200,35	0,345	0,28	2360,39	64,52	8,41	0,0145
Torre 66	233,41	0,292	0,41	2991,76	64,88	8,29	0,0121
Torre 67	259,71	0,431	0,37	2788,81	65,13	8,21	0,0177
Torre 68	278,99	0,519	0,41	2902,14	63,94	8,60	0,0223
Torre 69	263,15	0,505	0,40	2890,90	63,98	8,58	0,0217
Torre 70	350,64	0,658	0,42	2984,04	63,58	8,72	0,0287
Torre 71	318,10	0,767	0,39	2848,04	64,11	8,54	0,0328
Torre 72	236,53	0,477	0,29	2401,68	64,34	8,47	0,0202
Torre 73	228,37	0,272	0,28	2339,70	64,39	8,45	0,0115
Torre 74	164,30	0,206	0,27	2309,31	64,38	8,45	0,0087
Torre 75	161,60	0,144	0,20	2032,86	63,37	8,79	0,0063
Torre 76	226,96	0,175	0,17	1835,50	60,67	9,75	0,0085
Torre 77	274,74	0,372	0,33	2586,95	64,99	8,26	0,0154
Torre 78	259,87	0,423	0,27	2316,45	64,40	8,45	0,0179
Torre 79	252,62	0,403	0,43	3092,42	64,57	8,39	0,0169
Torre 80	240,30	0,441	0,37	2754,22	64,32	8,47	0,0187

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 81	197,74	0,346	0,44	3104,03	64,52	8,41	0,0145
Torre 82	201,34	0,272	0,24	2086,95	61,53	9,43	0,0128
Torre 83	226,91	0,282	0,19	2003,02	63,25	8,83	0,0125
Torre 84	270,08	0,411	0,44	3108,94	64,50	8,42	0,0173
Torre 85	252,39	0,462	0,21	2079,30	63,64	8,70	0,0201
Torre 86	220,14	0,399	0,41	2905,85	63,92	8,60	0,0171
Torre 87	226,51	0,370	0,40	2935,56	65,00	8,25	0,0153
Torre 88	234,85	0,351	0,37	2798,21	65,12	8,21	0,0144
Torre 89	209,49	0,316	0,33	2582,51	64,99	8,26	0,0130
Torre 90	198,86	0,273	0,32	2546,97	64,93	8,28	0,0113
Torre 91	327,85	0,492	0,20	2021,11	63,32	8,80	0,0216
Torre 92	325,31	0,750	0,36	2677,62	64,42	8,44	0,0316
Torre 93	214,81	0,422	0,26	2268,78	64,12	8,54	0,0180
Torre 94	225,09	0,329	0,40	2876,47	64,20	8,51	0,0140
Torre 95	237,23	0,418	0,43	3089,62	64,58	8,39	0,0175
Torre 96	201,71	0,335	0,39	2878,53	65,07	8,23	0,0138
Torre 97	189,58	0,253	0,20	2025,95	63,34	8,80	0,0111
Torre 98	225,29	0,321	0,32	2555,57	64,95	8,27	0,0133
Torre 99	215,37	0,367	0,44	3098,53	64,54	8,40	0,0154
Torre 100	193,76	0,267	0,37	2791,68	65,13	8,21	0,0110
Torre 101	205,25	0,259	0,25	2216,16	64,08	8,55	0,0111
Torre 102	230,71	0,375	0,41	2958,94	64,96	8,27	0,0155
Torre 103	258,45	0,480	0,40	2878,58	64,02	8,57	0,0206
Torre 104	248,34	0,442	0,38	2684,41	62,11	9,22	0,0204
Torre 105	222,25	0,329	0,25	2216,79	64,08	8,55	0,0141
Torre 106	243,56	0,376	0,42	3033,04	64,77	8,33	0,0156
Torre 107	206,73	0,405	0,40	2886,53	63,99	8,58	0,0174
Torre 108	189,21	0,277	0,28	2340,62	64,47	8,42	0,0117
Torre 109	212,67	0,202	0,24	2099,50	61,56	9,42	0,0095
Torre 110	183,02	0,204	0,29	2381,63	64,58	8,39	0,0086
Torre 111	208,01	0,236	0,21	2050,02	63,45	8,76	0,0104
Torre 112	205,86	0,339	0,41	2971,71	64,93	8,28	0,0140
Torre 113	178,08	0,276	0,34	2629,51	65,05	8,24	0,0114
Torre 114	216,82	0,252	0,24	2188,90	63,98	8,58	0,0108
Torre 115	231,48	0,387	0,42	3039,14	64,75	8,33	0,0161
Torre 116	224,51	0,428	0,40	2873,83	64,04	8,57	0,0183
Torre 117	222,64	0,393	0,43	3084,55	64,60	8,38	0,0165
Torre 118	215,34	0,373	0,39	2887,44	65,06	8,23	0,0154
Torre 119	198,90	0,000	0,40	2940,78	64,99	8,26	0,0000
Torre 120	214,64	0,000	0,29	2294,76	62,00	9,26	0,0000
Torre 121	228,41	0,000	0,20	2027,34	63,35	8,79	0,0000
Torre 122	216,63	0,000	0,44	3097,70	64,54	8,40	0,0000
Torre 123	210,77	0,000	0,43	3077,73	64,62	8,37	0,0000
Torre 124	199,94	0,000	0,41	2958,60	64,96	8,27	0,0000

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 125	193,36	0,000	0,41	2967,36	64,94	8,27	0,0000
Torre 126	203,14	0,000	0,45	3155,09	64,27	8,49	0,0000
Torre 127	203,21	0,000	0,40	2937,65	64,99	8,26	0,0000
Torre 128	187,76	0,021	0,23	2055,75	61,44	9,46	0,0010
Torre 129	313,04	0,031	0,25	2211,12	64,06	8,56	0,0013
Torre 130	421,80	0,065	0,31	2483,68	64,42	8,44	0,0027
Torre 131	330,61	0,066	0,35	2631,88	64,45	8,43	0,0028
Torre 132	328,55	0,047	0,32	2503,47	64,43	8,44	0,0020
Torre 133	326,65	0,046	0,12	1672,73	59,96	10,02	0,0023
Torre 134	238,15	0,044	0,13	1778,03	62,52	9,08	0,0020
Torre 135	264,28	0,040	0,37	2754,97	65,13	8,21	0,0016
Torre 136	275,42	0,150	0,23	2060,99	61,45	9,46	0,0071
Torre 137	197,54	0,113	0,45	3168,42	64,20	8,51	0,0048
Torre 138	198,71	0,093	0,33	2582,02	64,99	8,26	0,0038
Torre 139	215,09	0,114	0,44	3115,96	64,47	8,43	0,0048
Torre 140	173,77	0,092	0,40	2931,37	65,00	8,25	0,0038
Torre 141	222,86	0,073	0,22	2106,72	63,68	8,68	0,0031
Torre 142	298,02	0,107	0,20	1958,16	61,12	9,58	0,0051
Torre 143	289,07	0,173	0,44	3103,21	64,52	8,41	0,0073
Torre 144	282,27	0,199	0,42	2986,28	63,57	8,72	0,0087
Torre 145	276,79	0,161	0,35	2532,76	62,22	9,18	0,0074
Torre 146	646,55	0,286	0,41	2985,90	64,90	8,29	0,0119
Torre 147	835,38	0,793	0,20	1963,07	61,14	9,57	0,0379
Torre 148	479,24	0,575	0,28	2272,62	61,96	9,28	0,0267
Torre 149	227,14	0,167	0,33	2468,45	62,20	9,19	0,0077
Torre 150	238,06	0,090	0,31	2486,75	64,82	8,31	0,0037
Torre 151	371,54	0,179	0,39	2852,40	65,10	8,22	0,0074
Torre 152	682,64	2,767	0,38	2775,17	64,28	8,48	0,1174
Torre 153	554,36	2,853	0,29	2304,71	62,02	9,26	0,1320
Torre 154	276,00	1,048	0,32	2404,63	61,61	9,40	0,0493
Torre 155	413,69	1,287	0,37	2729,87	63,79	8,65	0,0557
Torre 156	458,30	1,987	0,40	2740,06	61,39	9,48	0,0942
Torre 157	335,36	1,702	0,37	2710,97	63,60	8,71	0,0741
Torre 158	301,53	1,134	0,29	2275,12	61,44	9,46	0,0537
Torre 159	414,05	1,318	0,23	2048,33	60,92	9,65	0,0636
Torre 160	559,83	2,691	0,34	2479,51	61,65	9,39	0,1263
Torre 161	446,47	2,006	0,34	2569,32	63,71	8,67	0,0870
Torre 162	227,55	0,812	0,35	2604,55	62,77	8,99	0,0365
Torre 163	665,56	1,422	0,35	2604,89	62,77	8,99	0,0639
Torre 164	716,12	3,211	0,17	1873,42	61,46	9,46	0,1518
Torre 165	480,08	1,953	0,27	2202,08	61,31	9,51	0,0929
Torre 166	862,72	1,935	0,41	2798,94	61,22	9,54	0,0923
Torre 167	1022,31	5,482	0,35	2579,20	62,20	9,19	0,2519
Torre 168	638,60	4,148	0,40	2746,21	61,38	9,49	0,1967

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 169	475,27	2,465	0,29	2367,96	63,59	8,71	0,1074
Torre 170	391,76	2,319	0,41	2802,89	61,21	9,55	0,1107
Torre 171	433,03	0,085	0,41	2780,56	61,28	9,52	0,0040
Torre 172	768,02	0,109	0,41	2893,08	63,10	8,88	0,0048
Torre 173	931,03	0,218	0,30	2370,97	62,21	9,19	0,0100
Torre 174	736,02	0,246	0,21	1967,92	60,67	9,75	0,0120
Torre 175	548,41	0,139	0,38	2680,29	61,52	9,43	0,0066
Torre 176	735,25	0,104	0,26	2143,14	61,17	9,56	0,0050
Torre 177	592,86	0,137	0,24	2175,35	63,24	8,83	0,0060
Torre 178	483,48	0,082	0,19	1874,26	59,89	10,04	0,0041
Torre 179	442,00	0,065	0,30	2311,75	61,00	9,62	0,0031
Torre 180	375,52	0,057	0,25	2106,57	60,61	9,77	0,0028
Torre 181	697,46	0,057	0,37	2581,60	61,08	9,59	0,0027
Torre 182	902,32	0,144	0,20	1911,63	60,02	9,99	0,0072
Torre 183	577,70	0,150	0,14	1748,04	59,83	10,06	0,0075
Torre 184	206,66	0,036	0,33	2413,63	61,10	9,59	0,0017
Torre 185	722,05	0,032	0,17	1826,76	59,71	10,11	0,0016
Torre 186	937,05	0,189	0,24	2059,73	60,48	9,82	0,0093
Torre 187	511,05	0,136	0,17	1821,80	60,14	9,95	0,0067
Torre 188	381,29	0,071	0,24	2152,18	63,18	8,85	0,0032
Torre 189	396,96	0,068	0,24	2165,46	63,21	8,84	0,0030
Torre 190	320,45	0,053	0,38	2756,68	63,51	8,74	0,0023
Torre 191	319,14	0,041	0,31	2353,24	61,56	9,42	0,0019
Torre 192	865,75	0,107	0,15	1834,28	62,31	9,15	0,0049
Torre 193	859,21	0,265	0,26	2211,43	61,98	9,27	0,0123
Torre 194	353,91	0,099	0,37	2634,24	61,58	9,41	0,0046
Torre 195	415,59	0,806	0,41	2900,10	63,32	8,80	0,0355
Torre 196	431,05	0,992	0,26	2166,78	61,23	9,54	0,0473
Torre 197	488,35	0,922	0,38	2752,34	63,27	8,82	0,0407
Torre 198	564,38	0,799	0,37	2630,23	61,56	9,42	0,0376
Torre 199	569,38	0,814	0,21	1985,24	60,73	9,73	0,0396
Torre 200	570,46	1,757	0,35	2581,23	62,20	9,19	0,0807
Torre 201	338,77	1,612	0,28	2337,85	63,55	8,73	0,0703
Torre 202	471,55	1,380	0,27	2254,10	62,06	9,24	0,0638
Torre 203	495,55	1,437	0,41	2869,01	63,19	8,85	0,0636
Torre 204	224,14	0,778	0,41	2891,73	63,11	8,88	0,0345
Torre 205	275,65	0,579	0,28	2335,50	63,74	8,66	0,0251
Torre 206	368,63	0,866	0,13	1757,33	61,82	9,33	0,0404
Torre 207	485,54	1,306	0,13	1766,65	61,86	9,31	0,0608
Torre 208	1141,31	3,440	0,40	2862,49	63,22	8,84	0,1520
Torre 209	978,83	4,944	0,29	2295,71	61,48	9,45	0,2336
Torre 210	250,17	0,963	0,35	2554,95	61,67	9,38	0,0451
Torre 211	249,35	0,308	0,40	2708,34	60,88	9,67	0,0149
Torre 212	351,32	0,514	0,29	2347,05	63,35	8,79	0,0226

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 213	400,31	1,029	0,35	2493,05	61,12	9,58	0,0493
Torre 214	356,04	1,012	0,30	2395,80	63,14	8,87	0,0449
Torre 215	418,91	0,972	0,33	2522,42	63,49	8,75	0,0425
Torre 216	709,62	1,940	0,26	2229,73	62,89	8,95	0,0868
Torre 217	736,57	2,539	0,33	2515,71	63,20	8,84	0,1122
Torre 218	368,05	1,187	0,31	2411,76	63,15	8,86	0,0526
Torre 219	341,47	0,531	0,16	1805,34	60,25	9,90	0,0263
Torre 220	501,79	0,695	0,24	2163,28	63,00	8,91	0,0310
Torre 221	525,27	1,501	0,19	1953,79	62,14	9,21	0,0691
Torre 222	701,17	2,811	0,17	1819,80	59,69	10,12	0,1422
Torre 223	608,85	2,446	0,31	2325,26	61,02	9,62	0,1176
Torre 224	375,11	1,126	0,35	2524,01	61,12	9,58	0,0539
Torre 225	527,05	1,206	0,24	2073,10	60,52	9,80	0,0591
Torre 226	565,44	1,921	0,14	1720,19	59,27	10,28	0,0988
Torre 227	356,67	1,549	0,22	2067,69	62,50	9,09	0,0704
Torre 228	978,26	2,839	0,35	2512,37	61,12	9,58	0,1360
Torre 229	1043,81	4,579	0,31	2355,92	61,05	9,60	0,2199
Torre 230	439,31	1,868	0,30	2284,27	60,96	9,64	0,0900
Torre 231	434,85	1,030	0,32	2467,23	63,47	8,75	0,0451
Torre 232	442,27	1,171	0,38	2736,72	63,00	8,91	0,0522
Torre 233	371,05	0,930	0,35	2579,11	63,19	8,85	0,0411
Torre 234	333,02	0,880	0,29	2354,76	63,09	8,88	0,0391
Torre 235	332,12	0,986	0,35	2602,17	63,18	8,85	0,0436
Torre 236	227,31	0,579	0,22	1977,26	60,24	9,91	0,0287
Torre 237	208,81	0,319	0,24	2139,03	62,94	8,93	0,0142
Torre 238	250,28	0,370	0,14	1785,52	61,75	9,35	0,0173
Torre 239	305,83	0,669	0,33	2537,34	63,49	8,75	0,0293
Torre 240	309,22	0,779	0,40	2732,66	60,82	9,69	0,0378
Torre 241	332,09	0,846	0,27	2268,12	62,96	8,93	0,0377
Torre 242	338,40	0,730	0,33	2434,05	61,11	9,58	0,0350
Torre 243	416,86	0,685	0,30	2382,31	63,40	8,78	0,0301
Torre 244	396,21	1,225	0,41	2847,45	62,68	9,02	0,0553
Torre 245	331,32	0,944	0,14	1798,54	61,56	9,42	0,0445
Torre 246	409,03	0,733	0,15	1827,88	61,92	9,29	0,0340
Torre 247	305,25	0,856	0,34	2572,47	63,20	8,85	0,0379
Torre 248	300,21	0,647	0,30	2317,36	61,01	9,62	0,0311
Torre 249	596,94	1,135	0,17	1884,15	62,14	9,21	0,0523
Torre 250	480,42	1,424	0,15	1828,21	61,68	9,37	0,0667
Torre 251	255,70	0,521	0,40	2804,25	62,82	8,97	0,0234
Torre 252	292,44	0,510	0,29	2370,50	63,38	8,78	0,0224
Torre 253	266,52	0,592	0,23	2126,22	62,91	8,94	0,0265
Torre 254	279,45	0,491	0,22	2090,04	62,81	8,98	0,0220
Torre 255	294,99	0,496	0,15	1823,35	61,90	9,30	0,0231
Torre 256	315,58	0,513	0,22	2094,03	62,82	8,97	0,0230

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Torre 257	311,05	0,569	0,41	2862,58	62,95	8,93	0,0254
Torre 258	298,15	0,596	0,34	2558,53	63,49	8,75	0,0261
Torre 259	264,06	0,439	0,15	1817,51	61,88	9,30	0,0204
Torre 260	257,43	0,451	0,22	2067,05	62,75	9,00	0,0203
Torre 261	346,41	0,697	0,38	2733,88	63,31	8,81	0,0307
Torre 262	334,30	0,731	0,42	2931,46	62,65	9,03	0,0330
Torre 263	251,48	0,508	0,25	2189,79	62,81	8,98	0,0228
Torre 264	228,37	0,308	0,34	2566,57	63,49	8,75	0,0135
Torre 265	268,88	0,379	0,20	2008,89	62,57	9,06	0,0172
Torre 266	303,17	0,635	0,36	2661,51	63,42	8,77	0,0279
Torre 267	307,17	0,720	0,26	2223,49	62,88	8,95	0,0322
Torre 268	722,64	1,627	0,28	2329,55	63,33	8,80	0,0716
Torre 269	675,57	2,672	0,37	2613,96	61,05	9,61	0,1283
Torre 270	223,88	0,874	0,29	2269,83	60,94	9,64	0,0421
Torre 271	206,30	0,332	0,28	2316,77	63,31	8,81	0,0146
Torre 272	161,64	0,114	0,02	1381,08	57,93	10,83	0,0062
Poste PI 272	191,06	0,040	0,68	4828,13	65,18	8,20	0,0016
Torre 273	245,34	0,256	0,27	2198,64	61,46	9,45	0,0121
Torre 274	225,78	0,417	0,21	1947,71	60,15	9,94	0,0207
Torre 275	240,54	0,420	0,22	2080,30	62,78	8,99	0,0189
Torre 276	240,47	0,467	0,23	2130,13	62,92	8,94	0,0209
Torre 277	233,00	0,426	0,22	2071,67	62,76	9,00	0,0192
Torre 278	226,42	0,314	0,23	2025,85	60,39	9,85	0,0154
Torre 279	232,43	0,314	0,14	1795,35	61,79	9,34	0,0147
Torre 280	219,98	0,335	0,13	1778,95	61,72	9,36	0,0157
Torre 281	226,63	0,363	0,14	1784,86	61,74	9,35	0,0170
Torre 282	366,80	0,780	0,22	2087,75	62,81	8,98	0,0350
Torre 283	379,96	1,315	0,36	2571,29	61,65	9,39	0,0617
Torre 284	309,58	1,054	0,26	2197,71	61,46	9,45	0,0498
Torre 285	327,16	0,909	0,40	2840,16	62,70	9,01	0,0410
Torre 286	373,87	1,019	0,17	1839,96	60,39	9,85	0,0502
Torre 287	440,08	1,028	0,40	2735,05	60,81	9,69	0,0498
Torre 288	307,65	0,698	0,29	2263,03	60,93	9,65	0,0337
Torre 289	141,39	0,210	0,15	1765,48	60,08	9,97	0,0105
Poste 1l	107,87	0,077	0,68	4828,13	65,18	8,20	0,0031
Poste 2	113,37	0,109	0,70	4850,60	63,51	8,74	0,0047
Poste 3	113,12	0,109	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0048
Poste 4	110,77	0,105	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0046
Poste 5	111,83	0,110	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0048
Poste 6	113,48	0,116	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0051
Poste 7	111,64	0,118	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0052
Poste 8	111,89	0,117	0,70	4850,60	63,51	8,74	0,0051
Poste 9	110,26	0,107	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0047
Poste 10	111,61	0,103	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0045

Estructura	W (m)	Nt (desc / año)	(-βJ)	VT (KV)	IC (KA)	P (IC) %	n (sal / año)
Poste 11	117,06	0,116	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0051
Poste 12	121,35	0,133	0,70	4850,60	63,51	8,74	0,0058
Poste 13	118,27	0,132	0,70	4850,60	63,51	8,74	0,0057
Poste 14	111,16	0,108	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0047
Poste 15	109,03	0,094	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0041
Poste 16	108,23	0,094	0,70	4850,60	63,51	8,74	0,0041
Poste 17	105,64	0,096	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0042
Poste 18	102,57	0,093	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0041
Poste 19l	119,67	0,058	0,70	4951,73	63,43	8,77	0,0025
Poste 20l	106,62	0,015	0,68	4828,13	65,18	8,20	0,0006
Pórtico Tunal	41,83	0,003	0,01	1349,01	58,43	10,62	0,0002

ANEXO 22. Determinación del número de salidas de la línea por el fenómeno de flameo inverso, para diferentes resistencias de puesta a tierra

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Pórtico Guavio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Torre 1E	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002
Torre 1D	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003
Torre 1C	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003
Torre 1B	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004
Torre 1A	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,021
Torre 1	0,000	0,006	0,018	0,036	0,055	0,113
Torre 2	0,000	0,003	0,010	0,019	0,030	0,060
Torre 3	0,000	0,001	0,004	0,009	0,013	0,028
Torre 4	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,030
Torre 5	0,000	0,002	0,008	0,017	0,027	0,057
Torre 6	0,000	0,002	0,006	0,013	0,021	0,042
Torre 7	0,000	0,001	0,005	0,012	0,019	0,040
Torre 8	0,000	0,002	0,006	0,013	0,020	0,042
Torre 9	0,000	0,002	0,006	0,011	0,016	0,031
Torre 10	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,031
Torre 11	0,000	0,001	0,005	0,011	0,018	0,039
Torre 12	0,000	0,001	0,005	0,011	0,018	0,037
Torre 13	0,000	0,001	0,005	0,010	0,015	0,033
Torre 14	0,000	0,002	0,007	0,014	0,023	0,049
Torre 15	0,000	0,003	0,011	0,022	0,035	0,074
Torre 16	0,000	0,003	0,009	0,018	0,027	0,055
Torre 17	0,000	0,002	0,006	0,010	0,015	0,029
Torre 18	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,024
Torre 19	0,000	0,001	0,004	0,010	0,015	0,032
Torre 20	0,000	0,001	0,005	0,011	0,018	0,039
Torre 21	0,000	0,002	0,010	0,021	0,034	0,074
Torre 22	0,001	0,006	0,016	0,028	0,042	0,082
Torre 23	0,000	0,003	0,009	0,016	0,024	0,049
Torre 24	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,029
Torre 25	0,000	0,002	0,006	0,011	0,017	0,034
Torre 26	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,031
Torre 27	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,031
Torre 28	0,000	0,003	0,007	0,013	0,019	0,038
Torre 29	0,000	0,002	0,005	0,010	0,016	0,034
Torre 30	0,000	0,001	0,005	0,011	0,017	0,038
Torre 31	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,030
Torre 32	0,000	0,001	0,005	0,009	0,015	0,033
Torre 33	0,000	0,002	0,006	0,012	0,018	0,036
Torre 34	0,000	0,002	0,005	0,010	0,016	0,032
Torre 35	0,001	0,003	0,008	0,014	0,021	0,041

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 36	0,001	0,004	0,010	0,018	0,026	0,050
Torre 37	0,000	0,004	0,014	0,026	0,041	0,082
Torre 38	0,000	0,003	0,009	0,017	0,025	0,050
Torre 39	0,000	0,001	0,003	0,007	0,012	0,026
Torre 40	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,025
Torre 41	0,000	0,001	0,002	0,005	0,008	0,018
Torre 42	0,000	0,000	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 43	0,000	0,002	0,005	0,010	0,015	0,032
Torre 44	0,000	0,002	0,007	0,014	0,024	0,051
Torre 45	0,000	0,001	0,003	0,008	0,013	0,028
Torre 46	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,018
Torre 47	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,022
Torre 48	0,000	0,002	0,005	0,010	0,016	0,034
Torre 49	0,000	0,003	0,007	0,013	0,020	0,041
Torre 50	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,021
Torre 51	0,000	0,000	0,002	0,004	0,007	0,014
Torre 52	0,000	0,000	0,002	0,004	0,007	0,016
Torre 53	0,000	0,001	0,003	0,006	0,011	0,023
Torre 54	0,000	0,002	0,006	0,013	0,020	0,042
Torre 55	0,000	0,001	0,004	0,008	0,014	0,029
Torre 56	0,000	0,001	0,004	0,008	0,013	0,029
Torre 57	0,000	0,003	0,010	0,021	0,034	0,069
Torre 58	0,000	0,003	0,009	0,018	0,026	0,053
Torre 59	0,000	0,001	0,004	0,008	0,013	0,028
Torre 60	0,000	0,001	0,004	0,008	0,012	0,024
Torre 61	0,000	0,001	0,005	0,009	0,015	0,031
Torre 62	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,033
Torre 63	0,000	0,002	0,005	0,010	0,015	0,031
Torre 64	0,001	0,003	0,007	0,012	0,017	0,034
Torre 65	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,022
Torre 66	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,018
Torre 67	0,000	0,001	0,004	0,008	0,013	0,027
Torre 68	0,000	0,002	0,006	0,011	0,017	0,033
Torre 69	0,000	0,002	0,006	0,011	0,016	0,032
Torre 70	0,001	0,004	0,009	0,015	0,022	0,042
Torre 71	0,000	0,003	0,009	0,016	0,024	0,049
Torre 72	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,031
Torre 73	0,000	0,001	0,002	0,005	0,008	0,018
Torre 74	0,000	0,000	0,002	0,004	0,006	0,013
Torre 75	0,000	0,000	0,001	0,003	0,004	0,010
Torre 76	0,000	0,000	0,002	0,004	0,006	0,013
Torre 77	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,024
Torre 78	0,000	0,001	0,004	0,008	0,013	0,028

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 79	0,000	0,002	0,005	0,008	0,013	0,025
Torre 80	0,000	0,002	0,005	0,009	0,014	0,028
Torre 81	0,000	0,002	0,004	0,007	0,011	0,021
Torre 82	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,019
Torre 83	0,000	0,000	0,002	0,005	0,009	0,019
Torre 84	0,000	0,002	0,005	0,009	0,013	0,026
Torre 85	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,031
Torre 86	0,000	0,002	0,005	0,009	0,013	0,025
Torre 87	0,000	0,001	0,004	0,007	0,011	0,023
Torre 88	0,000	0,001	0,003	0,007	0,010	0,022
Torre 89	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,020
Torre 90	0,000	0,001	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 91	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,034
Torre 92	0,000	0,003	0,008	0,015	0,023	0,048
Torre 93	0,000	0,001	0,004	0,008	0,013	0,028
Torre 94	0,000	0,001	0,004	0,007	0,010	0,021
Torre 95	0,000	0,002	0,005	0,009	0,013	0,026
Torre 96	0,000	0,001	0,003	0,007	0,010	0,021
Torre 97	0,000	0,000	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 98	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,020
Torre 99	0,000	0,002	0,004	0,008	0,012	0,023
Torre 100	0,000	0,001	0,003	0,005	0,008	0,017
Torre 101	0,000	0,000	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 102	0,000	0,001	0,004	0,007	0,011	0,023
Torre 103	0,000	0,002	0,006	0,010	0,015	0,030
Torre 104	0,000	0,002	0,005	0,010	0,015	0,030
Torre 105	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,022
Torre 106	0,000	0,002	0,004	0,008	0,012	0,023
Torre 107	0,000	0,002	0,005	0,009	0,013	0,026
Torre 108	0,000	0,001	0,002	0,005	0,008	0,018
Torre 109	0,000	0,000	0,002	0,004	0,007	0,014
Torre 110	0,000	0,000	0,002	0,004	0,006	0,013
Torre 111	0,000	0,000	0,002	0,004	0,007	0,016
Torre 112	0,000	0,001	0,004	0,007	0,010	0,021
Torre 113	0,000	0,001	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 114	0,000	0,000	0,002	0,005	0,008	0,017
Torre 115	0,000	0,002	0,004	0,008	0,012	0,024
Torre 116	0,000	0,002	0,005	0,009	0,014	0,027
Torre 117	0,000	0,002	0,005	0,008	0,012	0,024
Torre 118	0,000	0,001	0,004	0,007	0,011	0,023
Torre 119	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 120	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 121	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 122	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 123	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 124	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 125	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 126	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 127	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Torre 128	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002
Torre 129	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002
Torre 130	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004
Torre 131	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004
Torre 132	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003
Torre 133	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003
Torre 134	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003
Torre 135	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002
Torre 136	0,000	0,000	0,002	0,003	0,005	0,011
Torre 137	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004	0,007
Torre 138	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006
Torre 139	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004	0,007
Torre 140	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006
Torre 141	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,005
Torre 142	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008
Torre 143	0,000	0,001	0,002	0,004	0,005	0,011
Torre 144	0,000	0,001	0,003	0,005	0,007	0,013
Torre 145	0,000	0,001	0,002	0,004	0,005	0,011
Torre 146	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,018
Torre 147	0,000	0,002	0,008	0,017	0,027	0,058
Torre 148	0,000	0,002	0,006	0,012	0,019	0,040
Torre 149	0,000	0,001	0,002	0,004	0,006	0,012
Torre 150	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006
Torre 151	0,000	0,001	0,002	0,003	0,005	0,011
Torre 152	0,001	0,011	0,030	0,057	0,087	0,176
Torre 153	0,000	0,008	0,030	0,061	0,096	0,199
Torre 154	0,000	0,004	0,012	0,023	0,036	0,074
Torre 155	0,001	0,005	0,014	0,027	0,041	0,083
Torre 156	0,002	0,010	0,027	0,048	0,071	0,138
Torre 157	0,001	0,007	0,019	0,036	0,055	0,111
Torre 158	0,000	0,003	0,012	0,025	0,039	0,081
Torre 159	0,000	0,003	0,014	0,029	0,046	0,096
Torre 160	0,001	0,010	0,031	0,060	0,093	0,188
Torre 161	0,001	0,006	0,021	0,041	0,064	0,131
Torre 162	0,000	0,003	0,009	0,018	0,027	0,054
Torre 163	0,001	0,006	0,017	0,031	0,047	0,095
Torre 164	0,000	0,007	0,031	0,068	0,109	0,231

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 165	0,000	0,006	0,021	0,043	0,068	0,140
Torre 166	0,002	0,011	0,027	0,048	0,070	0,134
Torre 167	0,003	0,023	0,066	0,124	0,187	0,373
Torre 168	0,003	0,022	0,056	0,100	0,148	0,288
Torre 169	0,000	0,006	0,024	0,049	0,078	0,164
Torre 170	0,002	0,013	0,033	0,057	0,084	0,161
Torre 171	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006
Torre 172	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004	0,007
Torre 173	0,000	0,001	0,002	0,005	0,007	0,015
Torre 174	0,000	0,001	0,003	0,005	0,009	0,018
Torre 175	0,000	0,001	0,002	0,003	0,005	0,010
Torre 176	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008
Torre 177	0,000	0,000	0,001	0,003	0,004	0,009
Torre 178	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,006
Torre 179	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,005
Torre 180	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004
Torre 181	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,004
Torre 182	0,000	0,000	0,002	0,003	0,005	0,011
Torre 183	0,000	0,000	0,002	0,003	0,005	0,011
Torre 184	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003
Torre 185	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002
Torre 186	0,000	0,001	0,002	0,004	0,007	0,014
Torre 187	0,000	0,000	0,001	0,003	0,005	0,010
Torre 188	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,005
Torre 189	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,005
Torre 190	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003
Torre 191	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,003
Torre 192	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,008
Torre 193	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,019
Torre 194	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003	0,007
Torre 195	0,001	0,004	0,010	0,018	0,027	0,052
Torre 196	0,000	0,003	0,010	0,022	0,034	0,071
Torre 197	0,001	0,004	0,011	0,020	0,030	0,060
Torre 198	0,001	0,004	0,010	0,019	0,028	0,055
Torre 199	0,000	0,002	0,008	0,018	0,029	0,060
Torre 200	0,001	0,007	0,021	0,040	0,060	0,120
Torre 201	0,000	0,004	0,015	0,032	0,051	0,107
Torre 202	0,000	0,004	0,014	0,030	0,046	0,096
Torre 203	0,001	0,007	0,018	0,032	0,048	0,093
Torre 204	0,001	0,004	0,010	0,018	0,026	0,051
Torre 205	0,000	0,001	0,005	0,011	0,018	0,038
Torre 206	0,000	0,002	0,008	0,018	0,029	0,062
Torre 207	0,000	0,002	0,012	0,027	0,044	0,093

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 208	0,003	0,017	0,043	0,077	0,114	0,224
Torre 209	0,001	0,015	0,054	0,109	0,171	0,351
Torre 210	0,000	0,004	0,012	0,022	0,034	0,067
Torre 211	0,000	0,002	0,004	0,008	0,011	0,022
Torre 212	0,000	0,001	0,005	0,010	0,016	0,034
Torre 213	0,000	0,004	0,013	0,024	0,037	0,073
Torre 214	0,000	0,003	0,010	0,021	0,033	0,068
Torre 215	0,000	0,003	0,010	0,020	0,031	0,064
Torre 216	0,000	0,005	0,019	0,039	0,063	0,132
Torre 217	0,001	0,008	0,027	0,053	0,082	0,169
Torre 218	0,000	0,003	0,012	0,024	0,038	0,080
Torre 219	0,000	0,001	0,006	0,012	0,019	0,040
Torre 220	0,000	0,002	0,006	0,014	0,022	0,047
Torre 221	0,000	0,003	0,014	0,031	0,050	0,106
Torre 222	0,000	0,007	0,030	0,064	0,103	0,214
Torre 223	0,000	0,008	0,028	0,056	0,086	0,176
Torre 224	0,000	0,005	0,014	0,026	0,040	0,080
Torre 225	0,000	0,003	0,013	0,027	0,043	0,089
Torre 226	0,000	0,005	0,021	0,045	0,072	0,149
Torre 227	0,000	0,003	0,015	0,031	0,051	0,107
Torre 228	0,001	0,012	0,035	0,066	0,101	0,202
Torre 229	0,001	0,016	0,053	0,104	0,162	0,329
Torre 230	0,000	0,006	0,021	0,042	0,066	0,135
Torre 231	0,000	0,003	0,010	0,021	0,033	0,068
Torre 232	0,001	0,005	0,014	0,026	0,039	0,077
Torre 233	0,000	0,003	0,010	0,020	0,030	0,062
Torre 234	0,000	0,002	0,009	0,018	0,028	0,059
Torre 235	0,000	0,004	0,011	0,021	0,032	0,065
Torre 236	0,000	0,002	0,006	0,013	0,021	0,043
Torre 237	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,022
Torre 238	0,000	0,001	0,003	0,008	0,012	0,026
Torre 239	0,000	0,002	0,007	0,014	0,021	0,044
Torre 240	0,001	0,004	0,011	0,019	0,029	0,055
Torre 241	0,000	0,002	0,008	0,017	0,027	0,057
Torre 242	0,000	0,003	0,009	0,017	0,026	0,052
Torre 243	0,000	0,002	0,007	0,014	0,022	0,046
Torre 244	0,001	0,006	0,016	0,028	0,042	0,081
Torre 245	0,000	0,002	0,009	0,020	0,032	0,068
Torre 246	0,000	0,001	0,007	0,015	0,024	0,052
Torre 247	0,000	0,003	0,009	0,018	0,028	0,057
Torre 248	0,000	0,002	0,007	0,015	0,023	0,047
Torre 249	0,000	0,002	0,010	0,023	0,037	0,080
Torre 250	0,000	0,003	0,013	0,029	0,048	0,102

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Torre 251	0,000	0,003	0,007	0,012	0,018	0,034
Torre 252	0,000	0,001	0,005	0,010	0,016	0,034
Torre 253	0,000	0,001	0,005	0,012	0,019	0,041
Torre 254	0,000	0,001	0,005	0,010	0,016	0,034
Torre 255	0,000	0,001	0,005	0,010	0,017	0,035
Torre 256	0,000	0,001	0,005	0,010	0,017	0,035
Torre 257	0,001	0,003	0,007	0,013	0,019	0,037
Torre 258	0,000	0,002	0,006	0,012	0,019	0,039
Torre 259	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,031
Torre 260	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,031
Torre 261	0,000	0,003	0,008	0,015	0,023	0,046
Torre 262	0,001	0,004	0,010	0,017	0,025	0,048
Torre 263	0,000	0,001	0,005	0,010	0,016	0,035
Torre 264	0,000	0,001	0,003	0,006	0,010	0,020
Torre 265	0,000	0,001	0,003	0,008	0,012	0,026
Torre 266	0,000	0,002	0,007	0,013	0,021	0,042
Torre 267	0,000	0,002	0,007	0,015	0,023	0,049
Torre 268	0,000	0,004	0,016	0,033	0,052	0,109
Torre 269	0,002	0,012	0,035	0,064	0,096	0,189
Torre 270	0,000	0,003	0,010	0,020	0,031	0,063
Torre 271	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,022
Torre 272	0,000	0,000	0,001	0,003	0,004	0,009
Poste PI 272	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002
Torre 273	0,000	0,001	0,003	0,006	0,009	0,018
Torre 274	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,031
Torre 275	0,000	0,001	0,004	0,008	0,014	0,029
Torre 276	0,000	0,001	0,004	0,009	0,015	0,032
Torre 277	0,000	0,001	0,004	0,009	0,014	0,029
Torre 278	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,023
Torre 279	0,000	0,001	0,003	0,006	0,011	0,022
Torre 280	0,000	0,001	0,003	0,007	0,011	0,024
Torre 281	0,000	0,001	0,003	0,007	0,012	0,026
Torre 282	0,000	0,002	0,007	0,016	0,025	0,054
Torre 283	0,001	0,006	0,016	0,031	0,046	0,091
Torre 284	0,000	0,003	0,011	0,023	0,036	0,075
Torre 285	0,001	0,005	0,012	0,021	0,031	0,060
Torre 286	0,000	0,002	0,011	0,023	0,036	0,076
Torre 287	0,001	0,006	0,014	0,026	0,038	0,073
Torre 288	0,000	0,002	0,008	0,016	0,025	0,051
Torre 289	0,000	0,000	0,002	0,005	0,008	0,016
Poste 1I	0,000	0,000	0,001	0,002	0,002	0,005
Poste 2	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 3	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007

Resistencia	5Ω	10Ω	15Ω	20Ω	25Ω	40Ω
Estructura	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)	n (sal / año)
Poste 4	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 5	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 6	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 7	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 8	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 9	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 10	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006
Poste 11	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 12	0,000	0,001	0,002	0,003	0,005	0,008
Poste 13	0,000	0,001	0,002	0,003	0,005	0,008
Poste 14	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,007
Poste 15	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,006
Poste 16	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,006
Poste 17	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,006
Poste 18	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,006
Poste 19l	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,004
Poste 20l	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Pórtico Tunal	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ANEXO 23. Resultados obtenidos en el cálculo de las variables, en el desarrollo de la metodología simplificada de los dos puntos parte II

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Pórtico Guavio	4436,20	3164,85	0,79	124,83	0,39	1004,50	0,75
Torre 1E	4436,20	3164,85	0,33	138,04	0,36	276,87	0,00
Torre 1D	4436,20	3164,85	0,32	133,25	0,37	275,23	0,00
Torre 1C	4018,00	2866,50	0,31	130,39	0,37	247,45	0,00
Torre 1B	4018,00	2866,50	0,37	139,47	0,35	273,44	0,00
Torre 1A	4018,00	2866,50	0,31	130,57	0,37	247,50	0,00
Torre 1	4018,00	2866,50	0,37	156,12	0,32	257,28	0,00
Torre 2	4436,20	3164,85	0,36	150,22	0,33	281,91	0,00
Torre 3	4436,20	3164,85	0,35	147,84	0,34	280,84	0,00
Torre 4	4436,20	3164,85	0,30	127,40	0,38	273,56	0,00
Torre 5	4436,20	3164,85	0,30	128,76	0,38	273,91	0,00
Torre 6	4436,20	3164,85	0,35	146,41	0,34	280,23	0,00
Torre 7	4436,20	3164,85	0,31	129,79	0,38	274,19	0,00
Torre 8	2714,20	1936,35	0,35	142,53	0,35	169,45	0,01
Torre 9	4436,20	3164,85	0,38	161,45	0,31	287,31	0,00
Torre 10	2583,00	1842,75	0,29	119,31	0,40	155,03	0,01
Torre 11	2583,00	1842,75	0,32	129,14	0,38	157,42	0,01
Torre 12	4018,00	2866,50	0,30	126,89	0,38	246,50	0,00
Torre 13	2164,80	1544,40	0,36	153,11	0,33	135,81	0,01
Torre 14	2164,80	1544,40	0,35	150,04	0,33	135,01	0,01
Torre 15	4018,00	2866,50	0,35	145,90	0,34	252,91	0,00
Torre 16	2255,00	1608,75	0,37	151,10	0,33	142,76	0,01
Torre 17	2164,80	1544,40	0,40	171,23	0,30	140,75	0,01
Torre 18	2164,80	1544,40	0,34	143,69	0,35	133,41	0,01
Torre 19	4018,00	2866,50	0,31	130,13	0,37	247,38	0,00
Torre 20	2164,80	1544,40	0,30	131,53	0,37	130,58	0,01
Torre 21	2255,00	1608,75	0,31	127,88	0,38	136,83	0,01
Torre 22	2255,00	1608,75	0,39	158,24	0,32	144,76	0,01
Torre 23	2255,00	1608,75	0,38	153,19	0,33	143,34	0,01
Torre 24	2164,80	1544,40	0,35	151,31	0,33	135,34	0,01
Torre 25	4018,00	2866,50	0,37	154,42	0,33	256,52	0,00
Torre 26	2255,00	1608,75	0,34	137,64	0,36	139,20	0,01
Torre 27	2164,80	1544,40	0,33	140,47	0,35	132,62	0,01
Torre 28	2255,00	1608,75	0,38	157,10	0,32	144,44	0,01
Torre 29	2164,80	1544,40	0,37	158,02	0,32	137,11	0,01
Torre 30	2164,80	1544,40	0,31	133,94	0,37	131,11	0,01
Torre 31	2255,00	1608,75	0,34	137,45	0,36	139,15	0,01
Torre 32	2164,80	1544,40	0,35	150,44	0,33	135,11	0,01
Torre 33	2255,00	1608,75	0,37	152,39	0,33	143,12	0,01

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 34	2164,80	1544,40	0,38	163,31	0,31	138,55	0,01
Torre 35	2164,80	1544,40	0,40	172,26	0,30	141,04	0,01
Torre 36	2164,80	1544,40	0,40	173,17	0,30	141,30	0,01
Torre 37	4018,00	2866,50	0,37	155,06	0,32	256,80	0,00
Torre 38	4018,00	2866,50	0,38	162,33	0,31	260,14	0,00
Torre 39	2164,80	1544,40	0,34	144,56	0,34	133,62	0,01
Torre 40	2164,80	1544,40	0,33	143,20	0,35	133,29	0,01
Torre 41	2164,80	1544,40	0,33	142,01	0,35	133,00	0,01
Torre 42	2164,80	1544,40	0,33	140,37	0,35	132,60	0,01
Torre 43	2164,80	1544,40	0,37	159,32	0,32	137,47	0,01
Torre 44	2255,00	1608,75	0,32	128,92	0,38	137,07	0,01
Torre 45	2164,80	1544,40	0,31	133,37	0,37	130,98	0,01
Torre 46	4018,00	2866,50	0,35	146,50	0,34	253,15	0,00
Torre 47	2164,80	1544,40	0,37	158,90	0,32	137,35	0,01
Torre 48	2164,80	1544,40	0,37	158,52	0,32	137,25	0,01
Torre 49	2255,00	1608,75	0,37	153,08	0,33	143,31	0,01
Torre 50	2164,80	1544,40	0,30	131,87	0,37	130,65	0,01
Torre 51	2164,80	1544,40	0,31	132,34	0,37	130,75	0,01
Torre 52	2164,80	1544,40	0,33	143,02	0,35	133,24	0,01
Torre 53	2164,80	1544,40	0,32	138,55	0,36	132,17	0,01
Torre 54	2255,00	1608,75	0,35	144,15	0,34	140,88	0,01
Torre 55	2255,00	1608,75	0,31	128,50	0,38	136,97	0,01
Torre 56	2164,80	1544,40	0,32	139,10	0,35	132,30	0,01
Torre 57	4018,00	2866,50	0,35	147,56	0,34	253,58	0,00
Torre 58	4018,00	2866,50	0,38	160,48	0,31	259,27	0,00
Torre 59	2164,80	1544,40	0,36	154,90	0,32	136,28	0,01
Torre 60	2164,80	1544,40	0,39	165,30	0,31	139,10	0,01
Torre 61	2164,80	1544,40	0,36	153,71	0,33	135,97	0,01
Torre 62	2255,00	1608,75	0,32	130,64	0,37	137,47	0,01
Torre 63	2164,80	1544,40	0,38	164,09	0,31	138,77	0,01
Torre 64	2255,00	1608,75	0,39	160,87	0,31	145,51	0,01
Torre 65	2164,80	1544,40	0,33	143,40	0,35	133,34	0,01
Torre 66	2164,80	1544,40	0,39	166,31	0,31	139,38	0,01
Torre 67	2164,80	1544,40	0,37	158,41	0,32	137,22	0,01
Torre 68	2255,00	1608,75	0,39	157,96	0,32	144,68	0,01
Torre 69	2255,00	1608,75	0,38	157,48	0,32	144,55	0,01
Torre 70	2255,00	1608,75	0,39	161,61	0,31	145,72	0,01
Torre 71	2255,00	1608,75	0,38	155,68	0,32	144,04	0,01
Torre 72	2255,00	1608,75	0,34	139,01	0,36	139,54	0,01
Torre 73	2164,80	1544,40	0,34	136,67	0,36	133,32	0,01
Torre 74	2164,80	1544,40	0,33	141,67	0,35	132,91	0,01

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 75	2164,80	1544,40	0,30	132,32	0,37	130,75	0,01
Torre 76	4018,00	2866,50	0,31	130,09	0,37	247,36	0,00
Torre 77	2164,80	1544,40	0,35	151,17	0,33	135,30	0,01
Torre 78	2164,80	1544,40	0,33	141,91	0,35	132,97	0,01
Torre 79	2164,80	1544,40	0,40	170,62	0,30	140,58	0,01
Torre 80	2255,00	1608,75	0,37	151,91	0,33	142,99	0,01
Torre 81	2164,80	1544,40	0,40	171,14	0,30	140,73	0,01
Torre 82	4018,00	2866,50	0,33	138,88	0,36	250,22	0,00
Torre 83	2164,80	1544,40	0,30	131,30	0,37	130,52	0,01
Torre 84	2164,80	1544,40	0,40	171,36	0,30	140,79	0,01
Torre 85	2255,00	1608,75	0,31	127,94	0,38	136,84	0,01
Torre 86	2255,00	1608,75	0,39	158,12	0,32	144,73	0,01
Torre 87	2164,80	1544,40	0,38	164,04	0,31	138,75	0,01
Torre 88	2164,80	1544,40	0,37	158,76	0,32	137,31	0,01
Torre 89	2164,80	1544,40	0,35	151,01	0,33	135,26	0,01
Torre 90	2164,80	1544,40	0,35	149,78	0,33	134,94	0,01
Torre 91	2164,80	1544,40	0,30	131,91	0,37	130,66	0,01
Torre 92	2255,00	1608,75	0,37	148,96	0,34	142,18	0,01
Torre 93	2255,00	1608,75	0,33	134,41	0,36	138,39	0,01
Torre 94	2164,80	1544,40	0,38	156,58	0,32	138,47	0,01
Torre 95	2164,80	1544,40	0,40	170,49	0,30	140,55	0,01
Torre 96	2164,80	1544,40	0,38	161,81	0,31	138,14	0,01
Torre 97	2164,80	1544,40	0,30	132,08	0,37	130,70	0,01
Torre 98	2164,80	1544,40	0,35	150,08	0,33	135,02	0,01
Torre 99	2164,80	1544,40	0,40	170,89	0,30	140,66	0,01
Torre 100	2164,80	1544,40	0,37	158,52	0,32	137,25	0,01
Torre 101	2164,80	1544,40	0,32	138,53	0,36	132,16	0,01
Torre 102	2164,80	1544,40	0,39	164,97	0,31	139,01	0,01
Torre 103	2255,00	1608,75	0,38	156,96	0,32	144,40	0,01
Torre 104	4018,00	2866,50	0,38	160,64	0,31	259,34	0,00
Torre 105	2164,80	1544,40	0,32	138,55	0,36	132,17	0,01
Torre 106	2164,80	1544,40	0,39	168,04	0,30	139,86	0,01
Torre 107	2255,00	1608,75	0,38	157,29	0,32	144,49	0,01
Torre 108	2164,80	1544,40	0,33	142,73	0,35	133,17	0,01
Torre 109	4018,00	2866,50	0,33	139,32	0,35	250,38	0,00
Torre 110	2164,80	1544,40	0,34	144,12	0,34	133,51	0,01
Torre 111	2164,80	1544,40	0,31	132,90	0,37	130,88	0,01
Torre 112	2164,80	1544,40	0,39	165,49	0,31	139,15	0,01
Torre 113	2164,80	1544,40	0,36	152,66	0,33	135,69	0,01
Torre 114	2164,80	1544,40	0,32	137,61	0,36	131,95	0,01
Torre 115	2164,80	1544,40	0,39	168,30	0,30	139,93	0,01

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 116	2255,00	1608,75	0,38	156,75	0,32	144,34	0,01
Torre 117	2164,80	1544,40	0,40	170,27	0,30	140,48	0,01
Torre 118	2164,80	1544,40	0,38	162,15	0,31	138,23	0,01
Torre 119	2164,80	1544,40	0,38	164,25	0,31	138,81	0,01
Torre 120	4018,00	2866,50	0,35	146,15	0,34	253,01	0,00
Torre 121	2164,80	1544,40	0,30	132,13	0,37	130,71	0,01
Torre 122	2164,80	1544,40	0,40	170,85	0,30	140,65	0,01
Torre 123	2164,80	1544,40	0,40	169,97	0,30	140,40	0,01
Torre 124	2164,80	1544,40	0,39	164,96	0,31	139,01	0,01
Torre 125	2164,80	1544,40	0,39	165,32	0,31	139,10	0,01
Torre 126	2164,80	1544,40	0,41	173,49	0,29	141,39	0,01
Torre 127	2164,80	1544,40	0,38	164,12	0,31	138,77	0,01
Torre 128	4018,00	2866,50	0,33	137,80	0,36	249,84	0,00
Torre 129	2164,80	1544,40	0,32	138,36	0,36	132,12	0,01
Torre 130	2255,00	1608,75	0,35	141,89	0,35	140,29	0,01
Torre 131	2255,00	1608,75	0,36	147,25	0,34	141,71	0,01
Torre 132	2255,00	1608,75	0,35	142,59	0,35	140,47	0,01
Torre 133	4018,00	2866,50	0,29	124,21	0,39	245,87	0,00
Torre 134	2255,00	1608,75	0,29	117,46	0,41	134,59	0,01
Torre 135	2164,80	1544,40	0,37	157,17	0,32	136,89	0,01
Torre 136	4018,00	2866,50	0,33	137,98	0,36	249,90	0,00
Torre 137	2164,80	1544,40	0,41	174,13	0,29	141,57	0,01
Torre 138	2164,80	1544,40	0,35	151,00	0,33	135,26	0,01
Torre 139	2164,80	1544,40	0,40	171,67	0,30	140,88	0,01
Torre 140	2164,80	1544,40	0,38	163,87	0,31	138,71	0,01
Torre 141	2164,80	1544,40	0,31	134,83	0,36	131,31	0,01
Torre 142	4018,00	2866,50	0,32	134,40	0,36	248,68	0,00
Torre 143	2164,80	1544,40	0,40	171,10	0,30	140,72	0,01
Torre 144	2255,00	1608,75	0,39	161,72	0,31	145,75	0,01
Torre 145	4018,00	2866,50	0,37	154,78	0,32	256,68	0,00
Torre 146	2164,80	1544,40	0,39	166,07	0,31	139,31	0,01
Torre 147	4018,00	2866,50	0,32	134,57	0,36	248,74	0,00
Torre 148	4018,00	2866,50	0,34	145,37	0,34	252,69	0,00
Torre 149	4018,00	2866,50	0,36	152,39	0,33	255,63	0,00
Torre 150	2164,80	1544,40	0,35	147,70	0,34	134,41	0,01
Torre 151	2164,80	1544,40	0,38	160,80	0,31	137,87	0,01
Torre 152	2255,00	1608,75	0,37	152,73	0,33	143,21	0,01
Torre 153	4018,00	2866,50	0,35	146,50	0,34	253,15	0,00
Torre 154	4436,20	3164,85	0,36	150,86	0,33	282,20	0,00
Torre 155	2583,00	1842,75	0,37	151,85	0,33	163,99	0,01
Torre 156	4436,20	3164,85	0,39	163,95	0,31	288,59	0,00

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 157	2714,20	1936,35	0,37	151,46	0,33	172,28	0,01
Torre 158	4436,20	3164,85	0,35	146,18	0,34	280,13	0,00
Torre 159	4436,20	3164,85	0,33	138,18	0,36	276,93	0,00
Torre 160	4436,20	3164,85	0,36	153,63	0,33	283,49	0,00
Torre 161	2714,20	1936,35	0,36	146,05	0,34	170,55	0,01
Torre 162	4018,00	2866,50	0,38	161,49	0,31	259,74	0,00
Torre 163	4018,00	2866,50	0,38	161,50	0,31	259,75	0,00
Torre 164	4018,00	2866,50	0,32	134,44	0,36	248,70	0,00
Torre 165	4436,20	3164,85	0,34	143,59	0,35	279,04	0,00
Torre 166	4436,20	3164,85	0,39	166,50	0,31	289,91	0,00
Torre 167	4436,20	3164,85	0,38	161,42	0,31	287,30	0,00
Torre 168	4436,20	3164,85	0,39	164,21	0,31	288,72	0,00
Torre 169	2714,20	1936,35	0,34	138,79	0,36	168,31	0,01
Torre 170	4436,20	3164,85	0,39	166,68	0,31	290,00	0,00
Torre 171	4436,20	3164,85	0,39	165,69	0,31	289,49	0,00
Torre 172	2714,20	1936,35	0,39	159,04	0,32	174,80	0,01
Torre 173	4436,20	3164,85	0,36	153,34	0,33	283,35	0,00
Torre 174	4436,20	3164,85	0,32	135,36	0,36	275,92	0,00
Torre 175	4436,20	3164,85	0,38	161,46	0,31	287,32	0,00
Torre 176	4436,20	3164,85	0,34	141,51	0,35	278,20	0,00
Torre 177	2714,20	1936,35	0,33	132,07	0,37	166,37	0,01
Torre 178	4854,40	3463,20	0,31	132,62	0,37	302,20	0,00
Torre 179	4854,40	3463,20	0,35	148,21	0,34	308,33	0,00
Torre 180	4854,40	3463,20	0,34	140,86	0,35	305,14	0,00
Torre 181	4854,40	3463,20	0,38	158,41	0,32	313,40	0,00
Torre 182	4854,40	3463,20	0,32	133,95	0,37	302,62	0,00
Torre 183	4436,20	3164,85	0,30	127,52	0,38	273,59	0,00
Torre 184	4854,40	3463,20	0,36	151,96	0,33	310,12	0,00
Torre 185	4854,40	3463,20	0,31	130,91	0,37	301,70	0,00
Torre 186	4854,40	3463,20	0,33	139,20	0,35	304,48	0,00
Torre 187	4436,20	3164,85	0,31	130,18	0,37	274,30	0,00
Torre 188	2714,20	1936,35	0,32	131,27	0,37	166,14	0,01
Torre 189	2714,20	1936,35	0,32	131,73	0,37	166,27	0,01
Torre 190	2714,20	1936,35	0,38	153,28	0,33	172,88	0,01
Torre 191	4436,20	3164,85	0,35	148,99	0,34	281,36	0,00
Torre 192	2583,00	1842,75	0,29	119,99	0,40	155,18	0,01
Torre 193	4436,20	3164,85	0,35	147,42	0,34	280,66	0,00
Torre 194	4436,20	3164,85	0,38	159,60	0,32	286,38	0,00
Torre 195	2583,00	1842,75	0,39	158,94	0,32	166,24	0,01
Torre 196	4436,20	3164,85	0,34	142,35	0,35	278,53	0,00
Torre 197	2861,80	2041,65	0,38	153,50	0,33	182,47	0,00

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 198	4854,40	3463,20	0,39	164,46	0,31	316,66	0,00
Torre 199	4436,20	3164,85	0,32	135,97	0,36	276,13	0,00
Torre 200	4436,20	3164,85	0,38	161,50	0,31	287,34	0,00
Torre 201	2714,20	1936,35	0,34	137,73	0,36	168,00	0,01
Torre 202	4436,20	3164,85	0,35	148,99	0,34	281,36	0,00
Torre 203	2714,20	1936,35	0,39	157,98	0,32	174,45	0,01
Torre 204	2714,20	1936,35	0,39	158,98	0,32	174,78	0,01
Torre 205	2583,00	1842,75	0,34	137,38	0,36	159,66	0,01
Torre 206	2714,20	1936,35	0,29	117,43	0,41	162,66	0,00
Torre 207	2714,20	1936,35	0,29	117,77	0,41	162,74	0,00
Torre 208	2714,20	1936,35	0,39	157,70	0,32	174,35	0,01
Torre 209	4436,20	3164,85	0,35	146,92	0,34	280,44	0,00
Torre 210	4854,40	3463,20	0,38	161,34	0,31	314,96	0,00
Torre 211	4854,40	3463,20	0,39	163,61	0,31	316,19	0,00
Torre 212	2861,80	2041,65	0,34	138,34	0,36	177,47	0,00
Torre 213	4854,40	3463,20	0,37	154,96	0,32	311,61	0,00
Torre 214	3050,40	2176,20	0,35	140,46	0,35	190,07	0,00
Torre 215	2861,80	2041,65	0,36	144,65	0,34	179,49	0,00
Torre 216	3050,40	2176,20	0,33	134,58	0,36	188,16	0,00
Torre 217	3050,40	2176,20	0,36	144,82	0,34	191,56	0,00
Torre 218	3050,40	2176,20	0,35	141,03	0,35	190,26	0,00
Torre 219	4854,40	3463,20	0,32	133,10	0,37	302,35	0,00
Torre 220	2861,80	2041,65	0,33	131,92	0,37	175,54	0,00
Torre 221	3050,40	2176,20	0,31	124,94	0,39	185,31	0,00
Torre 222	4854,40	3463,20	0,31	130,66	0,37	301,63	0,00
Torre 223	4854,40	3463,20	0,35	148,70	0,34	308,56	0,00
Torre 224	4854,40	3463,20	0,37	156,15	0,32	312,22	0,00
Torre 225	4854,40	3463,20	0,33	139,67	0,35	304,67	0,00
Torre 226	4854,40	3463,20	0,30	127,04	0,38	300,73	0,00
Torre 227	3050,40	2176,20	0,32	128,92	0,38	186,44	0,00
Torre 228	4854,40	3463,20	0,37	155,70	0,32	311,99	0,00
Torre 229	4854,40	3463,20	0,36	149,83	0,33	309,09	0,00
Torre 230	4854,40	3463,20	0,35	147,22	0,34	307,87	0,00
Torre 231	2861,80	2041,65	0,35	142,64	0,35	178,84	0,00
Torre 232	3050,40	2176,20	0,38	153,37	0,33	194,60	0,00
Torre 233	3050,40	2176,20	0,36	147,20	0,34	192,38	0,00
Torre 234	3050,40	2176,20	0,34	138,99	0,36	189,58	0,00
Torre 235	3050,40	2176,20	0,36	148,07	0,34	192,69	0,00
Torre 236	4854,40	3463,20	0,32	136,28	0,36	303,41	0,00
Torre 237	2861,80	2041,65	0,32	131,08	0,37	175,29	0,00
Torre 238	2861,80	2041,65	0,29	118,68	0,40	172,03	0,00

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 239	2861,80	2041,65	0,36	145,20	0,34	179,67	0,00
Torre 240	4854,40	3463,20	0,39	164,65	0,31	316,77	0,00
Torre 241	3050,40	2176,20	0,34	135,93	0,36	188,59	0,00
Torre 242	4854,40	3463,20	0,36	152,72	0,33	310,49	0,00
Torre 243	2861,80	2041,65	0,34	139,59	0,35	177,86	0,00
Torre 244	3050,40	2176,20	0,39	158,06	0,32	196,33	0,00
Torre 245	3050,40	2176,20	0,29	119,43	0,40	183,86	0,00
Torre 246	2861,80	2041,65	0,29	120,20	0,40	172,39	0,00
Torre 247	3050,40	2176,20	0,36	146,94	0,34	192,30	0,00
Torre 248	4854,40	3463,20	0,35	148,42	0,34	308,43	0,00
Torre 249	2861,80	2041,65	0,30	122,19	0,39	172,88	0,00
Torre 250	3050,40	2176,20	0,30	120,50	0,40	184,13	0,00
Torre 251	3050,40	2176,20	0,38	156,19	0,32	195,63	0,00
Torre 252	2861,80	2041,65	0,34	139,17	0,35	177,73	0,00
Torre 253	2861,80	2041,65	0,32	130,64	0,37	175,16	0,00
Torre 254	2861,80	2041,65	0,32	129,38	0,38	174,81	0,00
Torre 255	2861,80	2041,65	0,29	120,03	0,40	172,35	0,00
Torre 256	2861,80	2041,65	0,32	129,52	0,38	174,85	0,00
Torre 257	2861,80	2041,65	0,39	158,16	0,32	184,10	0,00
Torre 258	2861,80	2041,65	0,36	145,99	0,34	179,93	0,00
Torre 259	2861,80	2041,65	0,29	119,83	0,40	172,30	0,00
Torre 260	2861,80	2041,65	0,32	128,58	0,38	174,58	0,00
Torre 261	2861,80	2041,65	0,38	152,76	0,33	182,21	0,00
Torre 262	2861,80	2041,65	0,39	161,27	0,31	185,20	0,01
Torre 263	3050,40	2176,20	0,33	133,18	0,37	187,72	0,00
Torre 264	2861,80	2041,65	0,36	146,29	0,34	180,03	0,00
Torre 265	2861,80	2041,65	0,31	126,56	0,38	174,03	0,00
Torre 266	2861,80	2041,65	0,37	149,90	0,33	181,24	0,00
Torre 267	3050,40	2176,20	0,33	134,36	0,37	188,09	0,00
Torre 268	2861,80	2041,65	0,34	137,73	0,36	177,28	0,00
Torre 269	4854,40	3463,20	0,38	159,70	0,32	314,08	0,00
Torre 270	4854,40	3463,20	0,35	146,69	0,34	307,64	0,00
Torre 271	2861,80	2041,65	0,34	137,28	0,36	177,14	0,00
Torre 272	4854,40	3463,20	0,27	115,76	0,41	299,69	0,00
Poste PI 272	2648,60	1889,55	0,46	0,00	2,00	186,95	0,00
Torre 273	4854,40	3463,20	0,35	0,00	2,00	308,07	0,00
Torre 274	4854,40	3463,20	0,32	0,00	2,00	303,04	0,00
Torre 275	2861,80	2041,65	0,32	0,00	2,00	174,71	0,00
Torre 276	2861,80	2041,65	0,32	0,00	2,00	175,20	0,00
Torre 277	2861,80	2041,65	0,32	0,00	2,00	174,63	0,00
Torre 278	4854,40	3463,20	0,33	0,00	2,00	304,03	0,00

TORRES	(Vi)2 kV	(Vi)6 kV	Kn	ZT Ω	αR	I'cn kA	PI %
Torre 279	2861,80	2041,65	0,29	0,00	2,00	172,11	0,00
Torre 280	2861,80	2041,65	0,29	0,00	2,00	171,97	0,00
Torre 281	2861,80	2041,65	0,29	0,00	2,00	172,02	0,00
Torre 282	2861,80	2041,65	0,32	0,00	2,00	174,79	0,00
Torre 283	4854,40	3463,20	0,38	0,00	2,00	315,32	0,00
Torre 284	4854,40	3463,20	0,35	0,00	2,00	308,05	0,00
Torre 285	3050,40	2176,20	0,39	0,00	2,00	196,21	0,00
Torre 286	4854,40	3463,20	0,32	0,00	2,00	302,76	0,00
Torre 287	4854,40	3463,20	0,39	0,00	2,00	316,83	0,00
Torre 288	4854,40	3463,20	0,35	0,00	2,00	307,52	0,00
Torre 289	4854,40	3463,20	0,31	0,00	2,00	301,89	0,00
Poste 1l	2648,60	1889,55	0,46	0,00	2,00	186,95	0,00
Poste 2	2648,60	1889,55	0,47	0,00	2,00	189,85	0,00
Poste 3	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 4	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 5	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 6	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 7	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 8	2648,60	1889,55	0,47	0,00	2,00	189,85	0,00
Poste 9	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 10	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 11	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 12	2648,60	1889,55	0,47	0,00	2,00	189,85	0,00
Poste 13	2648,60	1889,55	0,47	0,00	2,00	189,85	0,00
Poste 14	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 15	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 16	2648,60	1889,55	0,47	0,00	2,00	189,85	0,00
Poste 17	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 18	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 19l	2648,60	1889,55	0,48	0,00	2,00	190,02	0,00
Poste 20l	2648,60	1889,55	0,46	0,00	2,00	186,95	0,00

ANEXO 24. Número total de flameos por 100 kilómetros de línea por año

TORRES	NL	NSF	NT	NFi	NF
Pórtico Guavio	20,00	0,00	12,00	0,62	0,62
Torre 1E	57,41	0,00	34,44	0,00	0,00
Torre 1D	54,48	0,00	32,69	0,00	0,00
Torre 1C	52,85	0,00	31,71	0,00	0,00
Torre 1B	41,63	0,00	24,98	0,00	0,00
Torre 1A	52,95	0,00	31,77	0,00	0,00
Torre 1	71,06	0,00	42,64	0,00	0,00
Torre 2	66,11	0,00	39,66	0,00	0,00
Torre 3	64,25	0,00	38,55	0,00	0,00
Torre 4	51,23	0,00	30,74	0,00	0,00
Torre 5	51,96	0,00	31,17	0,00	0,00
Torre 6	63,18	0,00	37,91	0,00	0,00
Torre 7	52,52	0,00	31,51	0,00	0,00
Torre 8	67,67	0,00	40,60	0,02	0,02
Torre 9	76,01	0,00	45,61	0,00	0,00
Torre 10	52,00	0,00	31,20	0,01	0,01
Torre 11	57,84	0,00	34,71	0,01	0,01
Torre 12	50,97	0,00	30,58	0,00	0,00
Torre 13	60,74	0,00	36,44	0,03	0,03
Torre 14	58,38	0,00	35,03	0,03	0,03
Torre 15	62,80	0,00	37,68	0,00	0,00
Torre 16	75,34	0,00	45,20	0,03	0,03
Torre 17	77,63	0,00	46,58	0,04	0,04
Torre 18	53,92	0,00	32,35	0,03	0,03
Torre 19	52,71	0,00	31,62	0,00	0,00
Torre 20	46,68	0,00	28,01	0,02	0,02
Torre 21	57,03	0,00	34,22	0,02	0,02
Torre 22	82,70	0,00	49,62	0,04	0,04
Torre 23	77,39	0,00	46,43	0,03	0,03
Torre 24	59,34	0,00	35,60	0,03	0,03
Torre 25	69,58	0,00	41,75	0,00	0,00
Torre 26	63,80	0,00	38,28	0,03	0,03
Torre 27	51,84	0,00	31,11	0,02	0,02
Torre 28	81,47	0,00	48,88	0,04	0,04
Torre 29	64,77	0,00	38,86	0,03	0,03
Torre 30	47,99	0,00	28,79	0,02	0,02
Torre 31	63,66	0,00	38,19	0,03	0,03
Torre 32	58,68	0,00	35,21	0,03	0,03
Torre 33	76,60	0,00	45,96	0,03	0,03
Torre 34	69,56	0,00	41,74	0,04	0,04

TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 35	78,76	0,00	47,26	0,04	0,04
Torre 36	79,79	0,00	47,87	0,04	0,04
Torre 37	70,13	0,00	42,08	0,00	0,00
Torre 38	76,88	0,00	46,13	0,01	0,01
Torre 39	54,50	0,00	32,70	0,03	0,03
Torre 40	53,59	0,00	32,16	0,03	0,03
Torre 41	52,82	0,00	31,69	0,03	0,03
Torre 42	51,78	0,00	31,07	0,02	0,02
Torre 43	65,91	0,00	39,55	0,03	0,03
Torre 44	57,70	0,00	34,62	0,02	0,02
Torre 45	47,67	0,00	28,60	0,02	0,02
Torre 46	63,24	0,00	37,94	0,00	0,00
Torre 47	65,54	0,00	39,32	0,03	0,03
Torre 48	65,21	0,00	39,13	0,03	0,03
Torre 49	77,28	0,00	46,37	0,03	0,03
Torre 50	46,86	0,00	28,11	0,02	0,02
Torre 51	47,11	0,00	28,27	0,02	0,02
Torre 52	53,48	0,00	32,09	0,03	0,03
Torre 53	50,66	0,00	30,40	0,02	0,02
Torre 54	69,03	0,00	41,42	0,03	0,03
Torre 55	57,43	0,00	34,46	0,02	0,02
Torre 56	50,99	0,00	30,60	0,02	0,02
Torre 57	64,04	0,00	38,42	0,00	0,00
Torre 58	75,08	0,00	45,05	0,01	0,01
Torre 59	62,17	0,00	37,30	0,03	0,03
Torre 60	71,48	0,00	42,89	0,04	0,04
Torre 61	61,21	0,00	36,73	0,03	0,03
Torre 62	58,82	0,00	35,29	0,02	0,02
Torre 63	70,30	0,00	42,18	0,04	0,04
Torre 64	85,66	0,00	51,40	0,04	0,04
Torre 65	53,72	0,00	32,23	0,03	0,03
Torre 66	72,48	0,00	43,49	0,04	0,04
Torre 67	65,12	0,00	39,07	0,03	0,03
Torre 68	82,39	0,00	49,44	0,04	0,04
Torre 69	81,87	0,00	49,12	0,04	0,04
Torre 70	86,52	8.121	44,27	8,16	8,16
Torre 71	79,95	0,00	47,97	0,03	0,03
Torre 72	64,85	0,00	38,91	0,03	0,03
Torre 73	63,07	0,00	37,84	0,03	0,03
Torre 74	52,60	0,00	31,56	0,03	0,03
Torre 75	47,10	0,00	28,26	0,02	0,02
Torre 76	52,68	0,00	31,61	0,00	0,00

TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 77	59,23	0,00	35,54	0,03	0,03
Torre 78	52,76	0,00	31,65	0,03	0,03
Torre 79	76,96	0,00	46,17	0,04	0,04
Torre 80	76,12	0,00	45,67	0,03	0,03
Torre 81	77,52	0,00	46,51	0,04	0,04
Torre 82	57,95	0,00	34,77	0,00	0,00
Torre 83	46,55	0,00	27,93	0,02	0,02
Torre 84	77,76	0,00	46,66	0,04	0,04
Torre 85	57,07	0,00	34,24	0,02	0,02
Torre 86	82,57	0,00	49,54	0,04	0,04
Torre 87	70,25	0,00	42,15	0,04	0,04
Torre 88	65,42	0,00	39,25	0,03	0,03
Torre 89	59,12	0,00	35,47	0,03	0,03
Torre 90	58,19	0,00	34,91	0,03	0,03
Torre 91	46,88	0,00	28,13	0,02	0,02
Torre 92	73,31	0,00	43,99	0,03	0,03
Torre 93	61,43	0,00	36,86	0,02	0,02
Torre 94	80,90	0,00	48,54	0,04	0,04
Torre 95	76,82	0,00	46,09	0,04	0,04
Torre 96	68,15	0,00	40,89	0,03	0,03
Torre 97	46,97	0,00	28,18	0,02	0,02
Torre 98	58,41	0,00	35,05	0,03	0,03
Torre 99	77,25	0,00	46,35	0,04	0,04
Torre 100	65,21	0,00	39,13	0,03	0,03
Torre 101	50,65	0,00	30,39	0,02	0,02
Torre 102	71,16	0,00	42,69	0,04	0,04
Torre 103	81,30	0,00	48,78	0,04	0,04
Torre 104	75,23	0,00	45,14	0,01	0,01
Torre 105	50,66	0,00	30,40	0,02	0,02
Torre 106	74,23	0,00	44,54	0,04	0,04
Torre 107	81,67	0,00	49,00	0,04	0,04
Torre 108	53,29	0,00	31,97	0,03	0,03
Torre 109	58,23	0,00	34,94	0,00	0,00
Torre 110	54,20	0,00	32,52	0,03	0,03
Torre 111	47,42	0,00	28,45	0,02	0,02
Torre 112	71,66	0,00	43,00	0,04	0,04
Torre 113	60,38	0,00	36,23	0,03	0,03
Torre 114	50,10	0,00	30,06	0,02	0,02
Torre 115	74,50	0,00	44,70	0,04	0,04
Torre 116	81,09	0,00	48,65	0,04	0,04
Torre 117	76,58	0,00	45,95	0,04	0,04
Torre 118	68,47	0,00	41,08	0,04	0,04

TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 119	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 120	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 121	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 122	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 123	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 124	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 125	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 126	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 127	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Torre 128	4,77	0,00	2,86	0,00	0,00
Torre 129	4,21	0,00	2,53	0,00	0,00
Torre 130	5,60	0,00	3,36	0,00	0,00
Torre 131	5,98	0,00	3,59	0,00	0,00
Torre 132	5,64	0,00	3,39	0,00	0,00
Torre 133	4,13	0,00	2,48	0,00	0,00
Torre 134	4,25	0,00	2,55	0,00	0,00
Torre 135	5,34	0,00	3,20	0,00	0,00
Torre 136	19,12	0,00	11,47	0,00	0,00
Torre 137	26,96	0,00	16,18	0,01	0,01
Torre 138	19,70	0,00	11,82	0,01	0,01
Torre 139	26,04	0,00	15,62	0,01	0,01
Torre 140	23,36	0,00	14,02	0,01	0,01
Torre 141	16,16	0,00	9,70	0,01	0,01
Torre 142	18,39	0,00	11,03	0,00	0,00
Torre 143	25,83	0,00	15,50	0,01	0,01
Torre 144	28,88	2.89	14,62	2,91	2,91
Torre 145	23,29	0,00	13,98	0,00	0,00
Torre 146	24,08	0,00	14,45	0,01	0,01
Torre 147	18,42	0,00	11,05	0,00	0,00
Torre 148	20,80	0,00	12,48	0,00	0,00
Torre 149	22,62	0,00	13,57	0,00	0,00
Torre 150	18,89	0,00	11,34	0,01	0,01
Torre 151	22,41	0,00	13,45	0,01	0,01
Torre 152	147,46	0,00	88,48	0,06	0,06
Torre 153	121,21	0,00	72,73	0,01	0,01
Torre 154	127,68	0,00	76,61	0,01	0,01
Torre 155	145,80	0,00	87,48	0,04	0,04
Torre 156	150,48	0,00	90,29	0,01	0,01
Torre 157	145,06	0,00	87,03	0,03	0,03
Torre 158	120,76	0,00	72,46	0,01	0,01
Torre 159	110,20	0,00	66,12	0,00	0,00
Torre 160	132,07	0,00	79,24	0,01	0,01

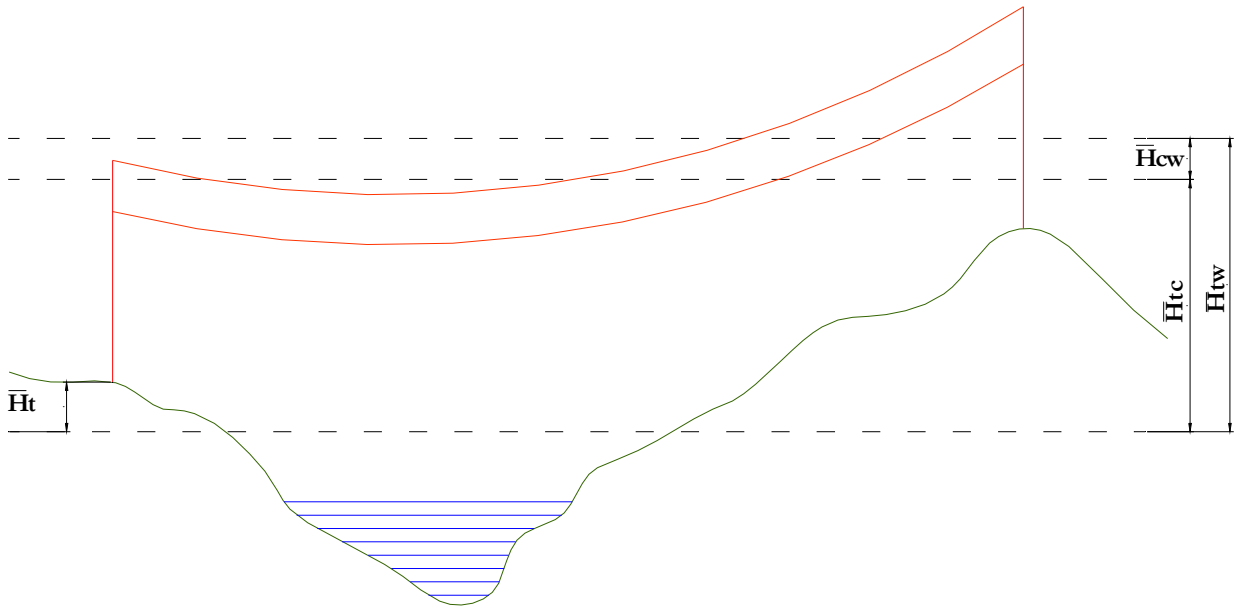
TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 161	135,46	0,00	81,28	0,03	0,03
Torre 162	145,77	0,00	87,46	0,01	0,01
Torre 163	145,79	0,00	87,48	0,01	0,01
Torre 164	105,77	0,00	63,46	0,01	0,01
Torre 165	117,17	0,00	70,30	0,00	0,00
Torre 166	155,59	0,00	93,36	0,01	0,01
Torre 167	145,64	0,00	87,38	0,01	0,01
Torre 168	150,99	0,00	90,60	0,01	0,01
Torre 169	123,97	0,00	74,38	0,03	0,03
Torre 170	155,96	0,00	93,57	0,01	0,01
Torre 171	6,69	0,00	4,02	0,00	0,00
Torre 172	6,97	0,00	4,18	0,00	0,00
Torre 173	5,72	0,00	3,43	0,00	0,00
Torre 174	4,64	0,00	2,79	0,00	0,00
Torre 175	6,34	0,00	3,80	0,00	0,00
Torre 176	4,97	0,00	2,98	0,00	0,00
Torre 177	4,98	0,00	2,99	0,00	0,00
Torre 178	4,51	0,00	2,71	0,00	0,00
Torre 179	5,38	0,00	3,23	0,00	0,00
Torre 180	4,94	0,00	2,96	0,00	0,00
Torre 181	6,09	0,00	3,66	0,00	0,00
Torre 182	4,57	0,00	2,74	0,00	0,00
Torre 183	4,27	0,00	2,56	0,00	0,00
Torre 184	5,63	0,00	3,38	0,00	0,00
Torre 185	4,43	0,00	2,66	0,00	0,00
Torre 186	4,85	0,00	2,91	0,00	0,00
Torre 187	4,39	0,00	2,64	0,00	0,00
Torre 188	4,94	0,00	2,96	0,00	0,00
Torre 189	4,96	0,00	2,98	0,00	0,00
Torre 190	6,46	0,00	3,87	0,00	0,00
Torre 191	5,43	0,00	3,26	0,00	0,00
Torre 192	4,36	0,00	2,62	0,00	0,00
Torre 193	5,33	0,00	3,20	0,00	0,00
Torre 194	6,19	0,00	3,71	0,00	0,00
Torre 195	111,30	0,00	66,78	0,03	0,03
Torre 196	80,35	0,00	48,21	0,00	0,00
Torre 197	103,62	0,00	62,17	0,02	0,02
Torre 198	105,38	0,00	63,23	0,00	0,00
Torre 199	74,81	0,00	44,89	0,00	0,00
Torre 200	101,42	0,00	60,85	0,01	0,01
Torre 201	85,16	0,00	51,09	0,02	0,02
Torre 202	86,85	0,00	52,11	0,00	0,00

TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 203	109,89	0,00	65,94	0,03	0,03
Torre 204	111,37	0,00	66,82	0,03	0,03
Torre 205	84,81	0,00	50,88	0,02	0,02
Torre 206	68,00	0,00	40,80	0,01	0,01
Torre 207	68,24	0,00	40,94	0,01	0,01
Torre 208	109,48	0,00	65,69	0,03	0,03
Torre 209	84,74	0,00	50,84	0,00	0,00
Torre 210	101,21	0,00	60,72	0,00	0,00
Torre 211	104,22	0,00	62,53	0,00	0,00
Torre 212	85,78	0,00	51,47	0,02	0,02
Torre 213	93,39	0,00	56,03	0,00	0,00
Torre 214	87,98	0,00	52,79	0,01	0,01
Torre 215	92,61	0,00	55,57	0,02	0,02
Torre 216	82,06	0,00	49,24	0,01	0,01
Torre 217	92,81	0,00	55,68	0,01	0,01
Torre 218	88,60	0,00	53,16	0,01	0,01
Torre 219	72,52	0,00	43,51	0,00	0,00
Torre 220	79,59	0,00	47,75	0,01	0,01
Torre 221	73,63	0,00	44,18	0,01	0,01
Torre 222	70,67	0,00	42,40	0,00	0,00
Torre 223	86,55	0,00	51,93	0,00	0,00
Torre 224	94,78	0,00	56,87	0,00	0,00
Torre 225	77,95	0,00	46,77	0,00	0,00
Torre 226	68,06	0,00	40,83	0,00	0,00
Torre 227	76,94	0,00	46,16	0,01	0,01
Torre 228	94,25	0,00	56,55	0,00	0,00
Torre 229	87,72	0,00	52,63	0,00	0,00
Torre 230	85,03	0,00	51,02	0,00	0,00
Torre 231	90,35	0,00	54,21	0,02	0,02
Torre 232	103,44	0,00	62,06	0,02	0,02
Torre 233	95,59	0,00	57,36	0,01	0,01
Torre 234	86,45	0,00	51,87	0,01	0,01
Torre 235	96,65	0,00	57,99	0,02	0,02
Torre 236	75,07	0,00	45,04	0,00	0,00
Torre 237	78,83	0,00	47,30	0,01	0,01
Torre 238	68,88	0,00	41,33	0,01	0,01
Torre 239	93,25	0,00	55,95	0,02	0,02
Torre 240	105,65	0,00	63,39	0,00	0,00
Torre 241	83,36	0,00	50,02	0,01	0,01
Torre 242	90,86	0,00	54,51	0,00	0,00
Torre 243	87,07	0,00	52,24	0,02	0,02
Torre 244	110,00	0,00	66,00	0,02	0,02

TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 245	69,42	0,00	41,65	0,01	0,01
Torre 246	69,98	0,00	41,99	0,01	0,01
Torre 247	95,29	0,00	57,18	0,01	0,01
Torre 248	86,25	0,00	51,75	0,00	0,00
Torre 249	71,48	0,00	42,89	0,01	0,01
Torre 250	70,20	0,00	42,12	0,01	0,01
Torre 251	107,31	0,00	64,39	0,02	0,02
Torre 252	86,64	0,00	51,98	0,02	0,02
Torre 253	78,43	0,00	47,06	0,01	0,01
Torre 254	77,33	0,00	46,40	0,01	0,01
Torre 255	69,86	0,00	41,92	0,01	0,01
Torre 256	77,45	0,00	46,47	0,01	0,01
Torre 257	110,15	0,00	66,09	0,02	0,02
Torre 258	94,16	0,00	56,50	0,02	0,02
Torre 259	69,71	0,00	41,83	0,01	0,01
Torre 260	76,64	0,00	45,99	0,01	0,01
Torre 261	102,62	0,00	61,57	0,02	0,02
Torre 262	114,84	0,00	68,91	0,02	0,02
Torre 263	80,75	0,00	48,45	0,01	0,01
Torre 264	94,52	0,00	56,71	0,02	0,02
Torre 265	74,94	0,00	44,97	0,01	0,01
Torre 266	98,92	0,00	59,35	0,02	0,02
Torre 267	81,86	0,00	49,11	0,01	0,01
Torre 268	85,16	0,00	51,09	0,02	0,02
Torre 269	99,11	0,00	59,47	0,00	0,00
Torre 270	84,51	0,00	50,71	0,00	0,00
Torre 271	84,70	0,00	50,82	0,02	0,02
Torre 272	60,95	0,00	36,57	0,00	0,00
Poste PI 272	55,80	0,00	33,48	0,00	0,00
Torre 273	85,47	0,00	51,28	0,00	0,00
Torre 274	74,21	0,00	44,53	0,00	0,00
Torre 275	77,04	0,00	46,22	0,00	0,00
Torre 276	78,55	0,00	47,13	0,00	0,00
Torre 277	76,78	0,00	46,07	0,00	0,00
Torre 278	76,51	0,00	45,91	0,00	0,00
Torre 279	69,13	0,00	41,48	0,00	0,00
Torre 280	68,71	0,00	41,23	0,00	0,00
Torre 281	68,86	0,00	41,32	0,00	0,00
Torre 282	77,26	0,00	46,36	0,00	0,00
Torre 283	102,08	0,00	61,25	0,00	0,00
Torre 284	85,44	0,00	51,26	0,00	0,00
Torre 285	109,54	0,00	65,72	0,00	0,00

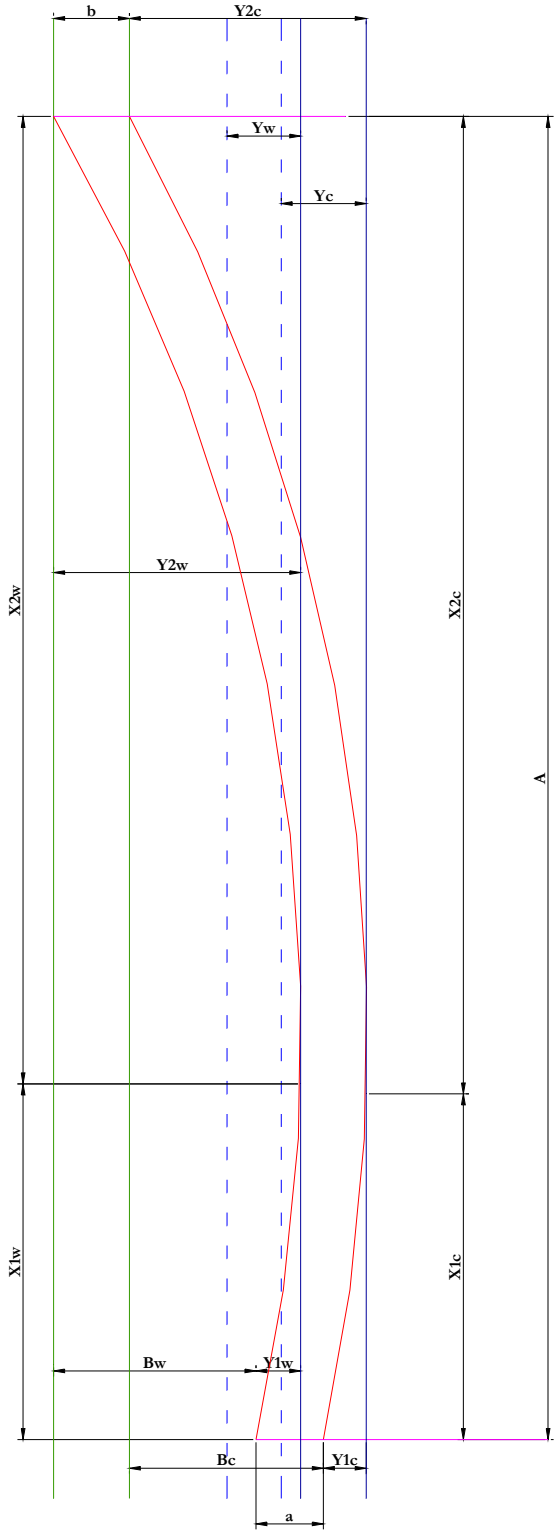
TORRES	NL	NSF	NT	NFI	NF
Torre 286	73,55	0,00	44,13	0,00	0,00
Torre 287	105,79	0,00	63,47	0,00	0,00
Torre 288	84,27	0,00	50,56	0,00	0,00
Torre 289	71,36	0,00	42,82	0,00	0,00
Poste 1l	55,80	0,00	33,48	0,00	0,00
Poste 2	65,64	0,00	39,39	0,00	0,00
Poste 3	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 4	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 5	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 6	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 7	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 8	65,64	0,00	39,39	0,00	0,00
Poste 9	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 10	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 11	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 12	65,64	0,00	39,39	0,00	0,00
Poste 13	65,64	0,00	39,39	0,00	0,00
Poste 14	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 15	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 16	65,64	0,00	39,39	0,00	0,00
Poste 17	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 18	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 19l	64,49	0,00	38,69	0,00	0,00
Poste 20l	55,80	0,00	33,48	0,00	0,00
Pórtico Tunal	20,00	0,00	16,00	1,10	1,10

ANEXO 25. Sistema equivalente cable de guarda, conductor de fase y terreno vista lateral



Fuente: ARTEAGA G. y otros, Tesis UNAL.

ANEXO 26. Sistema de coordenadas horizontales y verticales, y alturas medias en un vano



Fuente: ARTEAGA G. y otros, Tesis UNAL.

ANEXO 27. Cuadro de salidas forzadas en la línea Guavio – Tunal de los últimos 4 años

Evento	Fecha de inicio de evento (día y hora)		Tiempo de indisponibilidad en (horas + min.)		Fecha de finalización del evento (día y hora)		Observaciones
1	29/12/99	14:53	0	12	29/12/99	15:05	Disparo de acercamiento
2	07/05/00	19:52	0	2	07/05/00	19:54	Descarga atmosférica
3	07/05/00	19:52	0	14	07/05/00	20:06	Disparo de acercamiento
4	24/05/00	14:28	0	4	24/05/00	14:32	Descarga atmosférica
5	12/07/00	15:24	0	8	12/07/00	15:32	Disparo de acercamiento
6	24/07/00	13:55	0	5	24/07/00	14:00	Descarga atmosférica
7	09/09/00	21:33	0	2	09/09/00	21:35	Descarga atmosférica
8	12/09/00	14:24	0	9	12/09/00	14:33	Disparo de acercamiento
9	22/10/00	14:34	0	1	22/10/00	14:35	Descarga atmosférica
10	08/11/00	14:19	0	2	08/11/00	14:21	Descarga atmosférica
11	10/11/00	16:10	0	1	10/11/00	16:11	Descarga atmosférica
12	19/11/00	16:36	0	2	19/11/00	16:38	Descarga atmosférica
13	26/01/01	11:49	0	3	26/01/01	11:52	Descarga atmosférica
14	26/01/01	12:07	0	3	26/01/01	12:10	Descarga atmosférica
15	26/01/01	12:21	5	38	26/01/01	17:59	Disparo Forzado
16	09/03/01	14:02	0	5	09/03/01	14:07	Descarga atmosférica
17	10/05/01	16:33	0	3	10/05/01	16:36	Descarga atmosférica
18	23/05/01	22:07	0	3	23/05/01	22:10	Descarga atmosférica
19	06/06/01	16:35	0	6	06/06/01	16:41	Descarga atmosférica
20	04/07/01	20:42	0	17	04/07/01	20:59	Disparo de acercamiento
21	28/08/01	18:17	0	6	28/08/01	18:23	Descarga atmosférica
22	16/11/01	17:40	0	11	16/11/01	17:51	Disparo de acercamiento
23	27/11/01	01:52	0	6	27/11/01	01:58	Descarga atmosférica
24	27/11/01	02:02	11	35	27/11/01	13:37	Disparo
25	27/11/01	15:07	0	2	27/11/01	15:09	Descarga atmosférica
26	18/12/01	17:46	0	10	18/12/01	17:56	Disparo de acercamiento
27	04/01/02	14:25	0	5	04/01/02	14:30	Descarga atmosférica
28	04/03/02	13:34	0	5	04/03/02	13:39	Descarga atmosférica
29	09/03/02	12:43	0	18	09/03/02	13:01	Disparo de acercamiento
30	12/03/02	13:39	0	5	12/03/02	13:44	Descarga atmosférica
31	29/03/02	11:50	0	6	29/03/02	11:56	Descarga atmosférica
32	29/03/02	12:07	1	52	29/03/02	13:59	Disparo Acercamiento
33	22/05/02	20:20	0	1	22/05/02	20:21	Disparo del circuito con recierre en Tunal pero con decisión del CND de indispones el circuito
34	08/08/02	21:15	0	6	08/08/02	21:21	Descarga atmosférica
35	19/08/02	20:20	0	8	19/08/02	20:28	Disparo por Falla trifásica. Tormenta en la zona
36	18/09/02	13:24	0	1	18/09/02	13:25	Descarga atmosférica
37	08/10/02	20:43	0	5	08/10/02	20:48	Descarga atmosférica
38	08/10/02	20:45	0	3	08/10/02	20:48	Descarga atmosférica
39	08/10/02	21:33	0	2	08/10/02	21:35	Descarga atmosférica
40	05/11/02	10:29	0	1	05/11/02	10:30	Descarga atmosférica

Evento	Fecha de inicio de evento (día y hora)		Tiempo de indisponibilidad en (horas + min.)		Fecha de finalización del evento (día y hora)		Observaciones
41	06/11/02	20:08	0	1	06/11/02	20:09	Descarga atmosférica
42	09/12/02	15:27	0	3	09/12/02	15:30	Disparo Forzado con recierre en Tunal
43	16/12/02	20:40	0	5	16/12/02	20:45	Descarga atmosférica
44	05/04/03	21:44	0	5	05/04/03	21:49	Descarga atmosférica
45	12/06/03	20:44	0	5	12/06/03	20:49	Descarga atmosférica
46	03/07/03	12:37	0	6	03/07/03	12:43	Descarga atmosférica
47	19/08/03	14:58	0	4	19/08/03	15:02	Descarga atmosférica
48	08/09/03	19:12	0	6	08/09/03	19:18	Descarga atmosférica
49	14/09/03	15:19	0	3	14/09/03	15:22	Descarga atmosférica
50	08/10/03	23:15	0	6	08/10/03	23:21	Descarga atmosférica

ANEXO 28. Descripción general de la línea Guavio – Tunal

ALTURA MÁXIMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR EN (m)	**3199,13**
ALTURA MÍNIMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR EN (m)	**514,40**
ALTURA MÁXIMA DE TORRE EN (m)	**51,92**
ALTURA MÍNIMA DE TORRE EN (m)	**10,00**
VANO MÁXIMO EN (m)	**1502,96**
VANO MÍNIMO EN (m)	**30,00**
VANO PROMEDIO EN (m)	**489,58**
VANO REGULADOR EN (m)	**1165,17**

LÍNEA		**VOLTAJE BASE**	**# DECIRCUITOS**	**TIPO DE CONDUCTOR DE FASE**
GUAVIO	**TUNAL**	220 kV	1	954 ACSR - RAIL
GUAVIO	**LA REFORMA**	220 kV	1	955 ACSR - RAIL
TUNAL	**LA REFORMA**	220 kV	1	956 ACSR - RAIL

LÍNEA		**CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN (A)**			
		TÉRMICO (6)	**REGULACIÓN (1)**	**ESTABILIDAD (2)**	**EQUIPOS (3)**
GUAVIO	**TUNAL**	1620 A	580 A	680 A	960 A
GUAVIO	**LA REFORMA**	1620 A	990 A	1300 A	1440 A
TUNAL	**LA REFORMA**	1620 A	1090 A	1440 A	960 A

NOTAS
(1) 10 % de caída de tensión
(2) Diferencia angular de 15 grados en estado estable
(3) Capacidad máxima de transformadores de corriente
(6) Corriente para temperatura del conductor de 75 ºC

LÍNEA		**FACTOR DE POTENCIA (1)**	**TRANSPOSICIÓN DE FASES**	**CONDUCTORES POR FASE**
GUAVIO	**TUNAL**	0,95	NINGUNA	2
GUAVIO	**LA REFORMA**	0,95	NINGUNA	2
TUNAL	**LA REFORMA**	0,95	NINGUNA	2

NOTAS
(1) 10 % de caída de tensión

LÍNEA		**LONGUITUD EN (km)**	**FRECUENCIA (Hz)**	**BIL (kV)**
GUAVIO	TUNAL	155,188525 km	60 Hz	1050 kV
GUAVIO	LA REFORMA	80,7 km	60 Hz	1050 kV
TUNAL	LA REFORMA	75 km	60 Hz	1050 kV

LÍNEA		LÍMITE (4)		LÍMITE MÁXIMO EN (A) (7)
		EN (A)	EN (MVA)	
GUAVIO	TUNAL	580 A	221 MVA	840 A
GUAVIO	LA REFORMA	990 A	377 MVA	1440 A
TUNAL	LA REFORMA	960 A	366 MVA	960 A

NOTAS:
(4) Menor valor entre los límites térmico, de regulación, de estabilidad y limitación de equipos
(7) Corriente máxima para un período de 1 hora, para 90 ºC, 20 % de caída de tensión, diferencia angular de 25 º o máxima capacidad de equipos

SECUENCIA POSITIVA EN (P.U)		
R	X	B
0,0109	0,1196	0,3416
0,0056	0,0618	0,1766
0,0053	0,0577	0,1649

SECUENCIA CERO EN (P.U)		
R	X	B
0,0842	0,2554	0,2766
0,0435	0,1321	0,1431
0,0407	0,1233	0,1336

CONFIGURACIÓN
Dos circuitos horizontales de dos conductores por fase con protección de dos cables de guarda en posición superior

TIPO DE APOYOS
Torres diseñadas para una línea de 500 kV, tipo cara de gato de acero galvanizado, auto soportables. Postes metálicos auto soportables de retención y suspensión para una línea de 500 kV

ANEXO 29. Información técnica de subestaciones

NOMBRE	AÑO EN SERVICIO	MUNICIPIO	NIVELES DE TENSIÓN EN (KV)
GUAVIO	1993	UBALÁ	230 / 115 / 13,8 kV
TUNAL	1984	BOGOTÁ	230 / 115 / 11,4 kV

NOMBRE	CAPACIDAD (MVA)	SERVICIO (1)	CAPACIDAD GENERACIÓN (MW)
GUAVIO	1390 MVA	G, SDL	1150 MW
TUNAL	560 MVA	SDL	-

NOTA
(1) G, Generación; SDL, Distribución; T, Transmisión

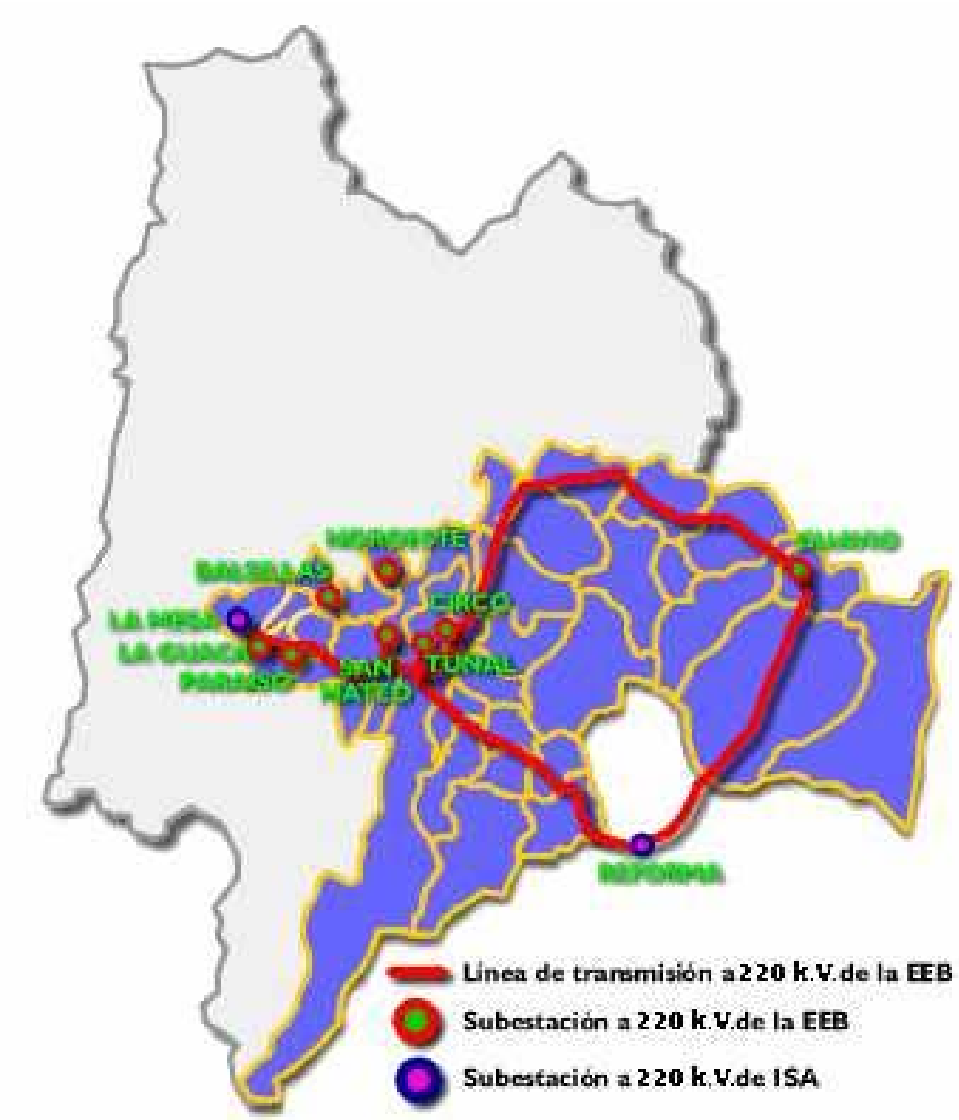
NOMBRE	CAPACIDAD DE AMPLIACIÓN (2)		TIPO (5)	CONFIGURACIÓN BARRAJES (3)
	MÓDULOS	ESPACIO		
GUAVIO	-	0 (4)	E	2B + T
TUNAL	1T	-	I	2B

NOTAS
(2) En el lote actual de la subestación y para 230 kV
(3) 2B: Barraje Doble; 2B + T, Barraje Doble y Transferencia
(5) Tipo de subestación I, Intemperie convencional; E, Encapsulada en SF6

NOMBRE	NÚMERO DE BAHÍAS			MÓDULO COMÚN
	LÍNEA	SECCIONAMIENTO	ACOPLE	
GUAVIO	8	2	1	1
TUNAL	4	0	1	1
TOTALES	12	2	2	2

ANEXO 30. Zonificación por nivel isoceráunico de la línea Guavio – Tunal

TORRES		N.I.
Pórtico Guavio	Torre 119	60
Torre 119	Torre 128	0
Torre 128	Torre 136	5
Torre 136	Torre 152	20
Torre 152	Torre 171	115
Torre 171	Torre 195	5
Torre 195	Pórtico Tunal	80



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá (EEB)

ANEXO 31. Rango de frecuencias de interés en simulaciones con el ATP

CLASE DE FRECUENCIA	EJEMPLO	RANGO DE FRECUENCIAS
Sobretensiones dinámicas	▪ Dinámica de sistemas de control. ▪ Energización de transformadores. ▪ Rechazo de carga.	▪ 0,01 Hz a 5 kHz. ▪ 0,1 Hz a 3 kHz. ▪ 0,1 Hz a 3kHz.
Sobretensiones de maniobra	▪ Energización de líneas. ▪ Recierre de líneas. ▪ Cortocircuitos. ▪ Reencendidos de interruptores.	▪ 3 Hz a 15 kHz ▪ DC a 15 kHz ▪ 10 Hz a 3 kHz ▪ 10 Hz a 30 kHz
Sobretensiones con tiempo de frente rápido	▪ Impulsos atmosféricos ▪ Reencendidos múltiples	▪ 5 kHz a 3 MHz ▪ 10 Hz a 3 MHz
Sobretensiones en GIS	▪ Reencendidos	▪ 50 kHz a 30 MHz

Fuente: ATP para inexpertos, UNAL la Plata Argentina