



Ing. Johnny Cuevas Campos, Lima , Febrero 2013

# TECNOLOGÍAS APLICADAS PARA EL DISEÑO, MONTAJE Y OPERACIÓN DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

Soluciones en Subestaciones de Alta Tensión Mediante  
Coordinación del Aislamiento para altitudes mayores a 3000 msnm

# INTRODUCCIÓN



- Las subestaciones eléctricas de alta tensión tienen entre sus principales componentes lo siguiente:
  - Equipos de potencia: Transformadores de potencia, banco de condensadores, reactores de potencia, SVC, SC, etc.
  - Equipos de maniobra: Interruptor de potencia, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, etc.
- Este equipamiento debe contar con el nivel de aislamiento externo para la altitud de su instalación (msnm); para soportar sobretensiones de origen atmosférico que ingresan a la subestación a través de las líneas de transmisión.

# METODOLOGÍAS UTILIZADAS



## Metodología Convencional:

- Determinación del aislamiento según las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.

## Metodología propuesta por ABB Perú:

- Está metodología también la recomienda las normas IEC 60071-1 y 60071-2.
- Análisis y simulación de las sobretensiones de origen atmosférico que aparecerán en las líneas de transmisión y que llegarán a las subestaciones eléctrica.
- Selección del pararrayos y distancias de aislamiento en aire

# ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO (según metodología IEC)

## **Definición**

Es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de protección disponibles.



Definición según norma IEC 60071-1 (2006)

# ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO (según metodología IEC)

## **OBJETIVO**

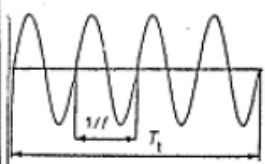
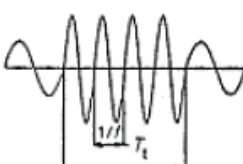
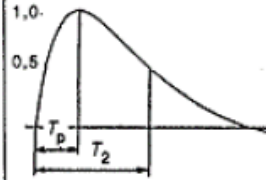
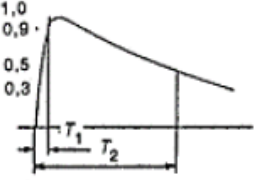
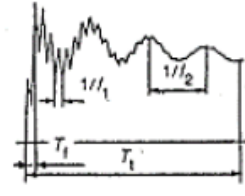
El objetivo de realizar el estudio de coordinación del aislamiento en subestaciones es:

- Seleccionar el nivel de aislamiento normalizado para todos los equipos de la subestación
- Determinar la ubicación óptima de los pararrayos dentro del patio de llaves de la subestación eléctrica.

Con los resultados obtenidos se puede determinar:

- Las distancias en el aire, básicamente fase-fase y fase-tierra.
- Apantallamiento dentro del patio de llaves de la subestación.

# SOBRETENSIONES Y ENSAYOS

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage shape					
Range of voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Standard voltage shape	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1$ *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*)
Standard withstand test	*)	Short-duration power-frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	*)

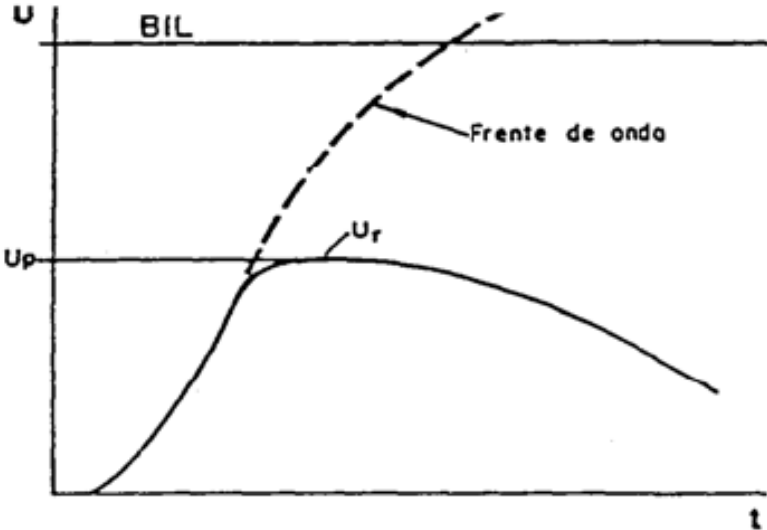
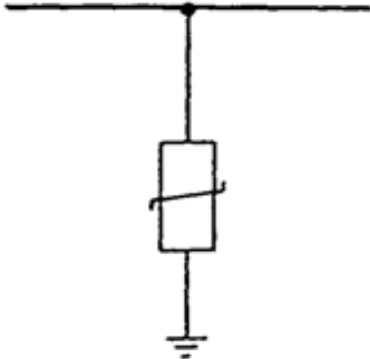
\*) To be specified by the relevant apparatus committees.

# REQUISITOS PARA EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN - PARARRAYOS

- Curva tensión-duración por debajo del aislamiento protegido.
- No actuar con sobretensiones temporales
- Soportar la intensidad de descarga y la posterior, correspondiente a la tensión de servicio.
- “Descebase” una vez desaparecida la sobretensión.
- Tensión residual inferior a la soportada por el aislamiento.



# PROTECCIÓN MEDIANTE PARARRAYOS DE OXIDO METÁLICO





# VENTAJAS DE LOS PARARRAYOS

- No producen interrupciones en el servicio.
- Mayor estabilidad y precisión en sus características (Curva V/I).
- Curva de tensión/tiempo coordinada.
- Aptos para la protección de cables y baterías de condensadores.



# CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS

- $I_n$ : Corriente de descarga nominal: Valor de pico de una onda 8/20  $\mu$ s empleada para clasificar un pararrayos.
  - Recomendaciones generales IEC 60099-5:
    - < 72,5 kV,  $I_n = 5$  kA
    - = 72,5 kV, con distancias entre pararrayos < 5 km, bajas densidades de rayo, o bajas  $R_{pat}$ ,  $I_n = 5$  kA. Si no,  $I_n = 10$  kA
    - $\leq 245$  kV,  $I_n = 10$  kA
    - = 420 kV, normalmente basta con  $I_n = 10$  kA
    - > 420 kV.  $I_n = 20$  kA
- $U_{res}$ : Tensión residual, tensión entre terminales, en kV pico, durante el paso de la corriente de descarga, para diversas ondas.

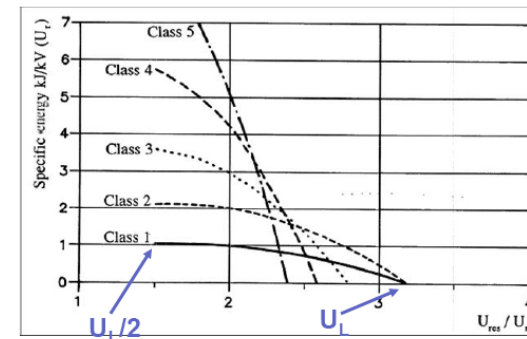
# CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS

- **Energía específica: Capacidad de absorción de energía, a 60° C, sin pérdida de la estabilidad térmica (en kJ/kV( $U_r$ )).**
- **Energía específica absorbida en SIMPLE ensayo de descarga de línea:**

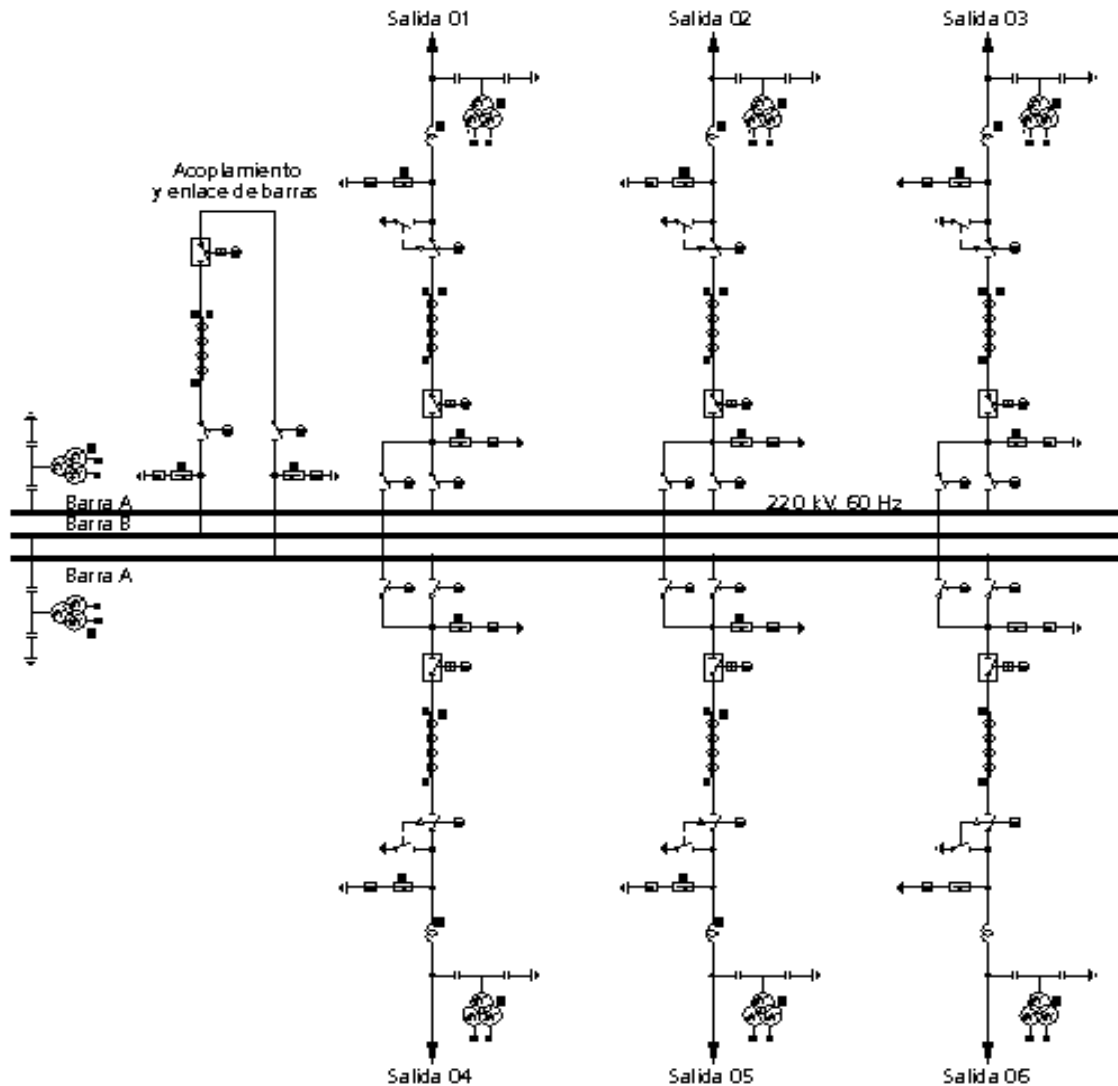
$$\frac{W}{U_r} = \frac{U_{res}}{U_r} \times [U_L - U_{res}] \times \frac{T}{Z}$$

- $U_{res}$ , es la tensión residual del ensayo de descarga
- $U_L$ , es la tensión del ensayo, según tabla adjunta
- $Z_L$ , es la impedancia de línea del ensayo, según tabla adjunta
- $T$ , tiempo efectivo de la descarga, según tabla adjunta

Arrester classification	Line discharge class	Surge impedance of the line Z $\Omega$	Virtual duration of peak T $\mu s$	Charging voltage $U_L$ kV d.c.
10 000 A	1	4,9 $U_r$	2 000	3,2 $U_r$
10 000 A	2	2,4 $U_r$	2 000	3,2 $U_r$
10 000 A	3	1,3 $U_r$	2 400	2,8 $U_r$
20 000 A	1	0,8 $U_r$	2 800	2,0 $U_r$
20 000 A	5	0,5 $U_r$	3 200	2,4 $U_r$



# COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 KV EN ALTURA



## Subestación 220 kV

- Altitud: 4000 msnm
- Configuración: Doble barra
- Equipamiento convencional
- Pararrayos adicionales

# COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO (según metodología IEC)

## PROCEDIMIENTO SEGÚN IEC

- Etapa 1: Determinación de las sobretensiones representativas ( $U_{rp}$ ).
- Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación ( $U_{cw}$ ).
- Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas ( $U_{rw}$ ).
- Etapa 4: Determinación de las tensiones soportadas ( $U_w$ ).
- Etapa Final: Selección del nivel de aislamiento normalizado y cálculo de distancias al aire.

# Etapa 1: Determinación de las Sobretensiones Representativas (Urp)

## CARACTERÍSTICAS DE LA RED

Tensión Nominal	220.0 kV
Tensión Máxima	245.0 kV

## TENSIONES REPRESENTATIVAS

TOV			1.5 inusual para 220 kV
Falla fase - tierra (Urp)	$1,5 \cdot U_m / \sqrt{3}$	212.0 kV	1.3 valor esperado para 220 kV
Rechazo de carga (Urp)			
Sobre tensión fase-fase	$1,4 \cdot U_m$	343.0 kV	
Sobre tensión fase-tierra	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3}$	198.0 kV	

## **Sobretensiones Representativas**

Fase-Fase	Urp	<b>343.0 kV</b>
Fase-Tierra	Urp	<b>212.0 kV</b>

# Etapa 1: Determinación de las Sobretensiones Representativas (Urp)

## SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

Uet  $1,25 \cdot U_{e2-0,25}$  pu  
 Upt  $1,25 \cdot U_{p2-0,43}$  pu

Todos los equipos	Ue2	1.9 pu
	Up2	2.9 pu
En la entrada	Ue2	3.0 pu
	Up2	4.5 pu

(Valores sugeridos en el Anexo H de la IEC 60071-2)

**Sobretensiones en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación**

Todos los equipos

Fase - tierra (Uet) 425.1 kV  
 Fase - fase (Upt) 639.1 kV

**Sobretension por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos**

En la entrada

Fase - tierra (Uet) 700.1 kV  
 Fase - fase (Upt) 1039.2 kV

*Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)*  
*Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)*

*Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)*  
*Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)*



# Etapa 1: Determinación de las Sobretensiones Representativas (Urp)

## CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS

Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM (Ups)	400.0
Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR (Upt)	494.0

### **Tensiones Representativas de Frente Lento**

Fase-tierra	(Urp=NPM)	400.0 kV	<i>Para cualquier equipo</i>
Fase-fase	(Urp=2xNPM)	800.0 kV	<i>Para el equipo en entrada de línea</i>
Fase-fase	(Upt)	639.1 kV	<i>Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea</i>



# Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

## ETAPA 2 TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN

### Sobretensiones Temporales

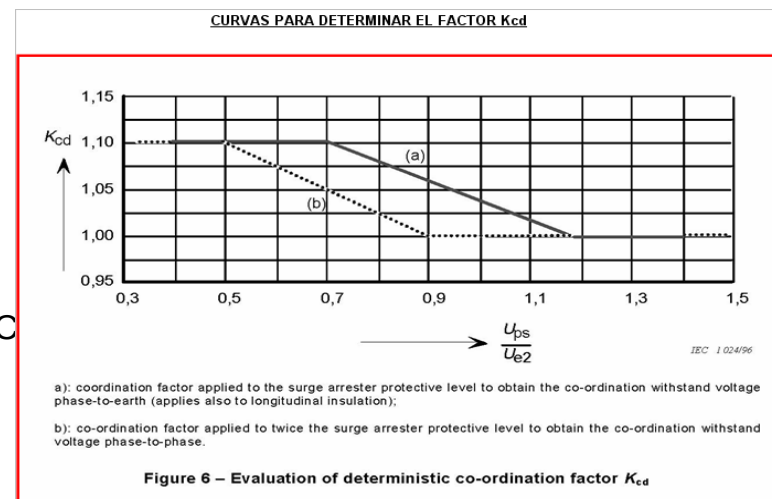
$$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$$

(Kc=1) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC

Fase-tierra 212 kV

Fase-fase 343 kV

### Sobretensiones de Frente Lento



Equipo de entrada		Relación	Kcd		
fase-tierra	Ups/Ue2	0.67	1.100	curva a	(Ver figura 6)
fase-fase	2Ups/Up2	0.89	1.000	curva b	
<b>Para todos los equipos</b>					
fase-tierra	Ups/Ue2	1.05	1.027	curva a	(Ver figura 6)
fase-fase	2Ups/Up2	1.38	1.000	curva b	

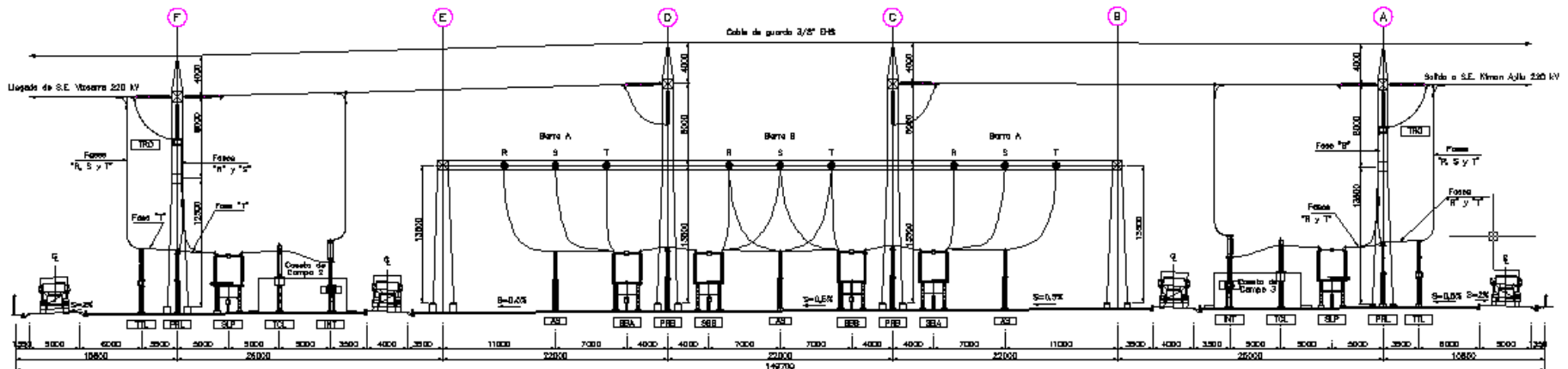
Fase-tierra	$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp}$	440.0 kV - Para equipos de entrada 411.0 kV - Para todos los equipos
Fase-fase	$U_{p2}$	800.0 kV - Para equipos de entrada 639.0 kV - Para todos los equipos

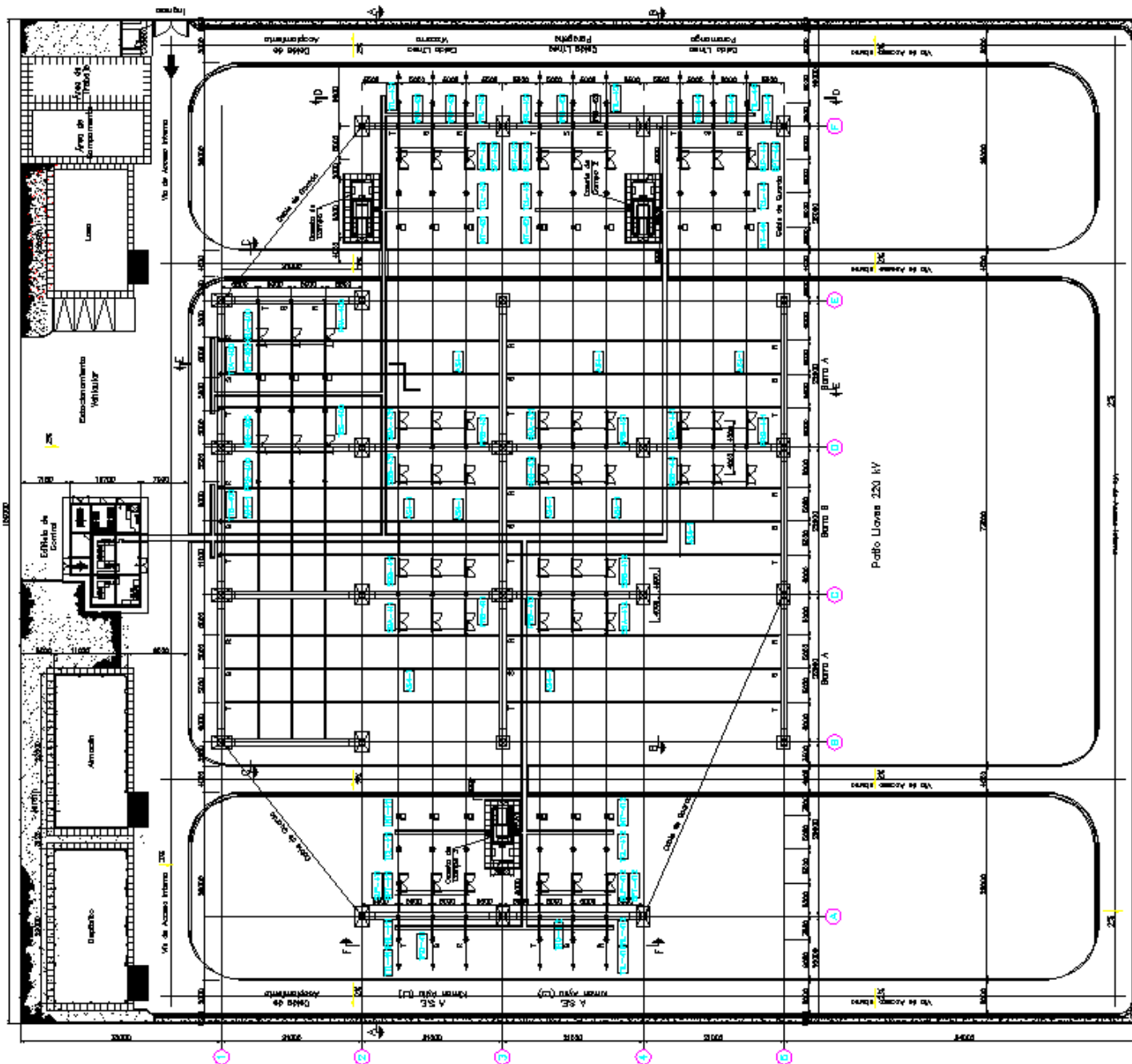
# Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

## Sobretensiones de Frente Rápido

### Aislamiento Externo

NPR (Upl)	494.0 kV
Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2)	4500.0 kV
Cant. de líneas conectadas a la subestación n=	2.0
Distancia del primer pararrayo al equipo que protege-interruptor ( L1 )	<b>27 m</b>
Distancia del pararrayo al equipo más cercano ( L2 )	30 m
Vano típico de la línea	Lsp= 300 m
Indice de fallas (salidas)	R <sub>km</sub> = 1.0 /100km año
Tasa de falla aceptable	R <sub>a</sub> = 1.0 /400 años
Longitud equivalente de tasa de fallas	La=R <sub>a</sub> /R <sub>km</sub> 250.0 m
	Factor reducción= 1.0





*Aislamiento Externo*

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a}$$

**U<sub>cw</sub> = 604.0 kV**

*Aislamiento Interno*

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a}$$

**U<sub>cw</sub> = 617.0 kV**

# Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas (Urw)

## DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECÍFICAS

Factor de seguridad

Aislamiento interno

$K_s = 1.15$

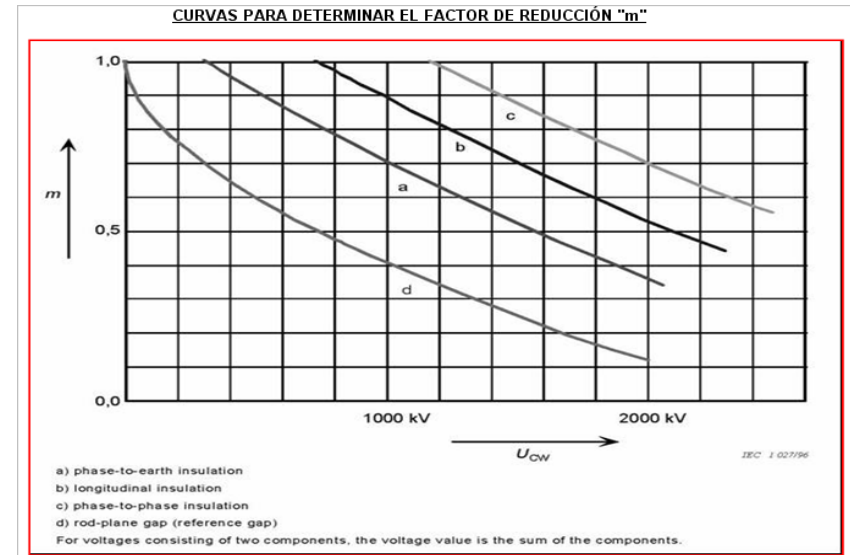
Aislamiento externo

$K_s = 1.05$

Factor de corrección por altura

$H = 4100 \text{ msnm}$

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



Para la tensión soportada a frecuencia industrial:

$m = 0.5$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de "m" es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo a la figura N° 09

- Fase - tierra

$U_{cw} = 440.0 \text{ kV}$

$m = 0.94$

- Fase - fase

$U_{cw} = 800.0 \text{ kV}$

$m = 1$

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo:

$m = 1$

## Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas (Urw)

La subestación se encuentra a una altura H= 4100 msnm, por lo que los valores de Ka son:

H= 4100 msnm

Para la tensión soportada a frecuencia industrial: Ka= 1.286

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra  
 Ka= 1.605 Fase - tierra  
 Ka= 1.654 Fase - fase

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo: Ka= 1.654

		<b>Externo (kV)</b>	<b>Interno (kV)</b>	
TOV (FI)	fase-tierra	286.0	244.0	
	fase-fase	463.0	394.0	
BSL	fase-tierra	742.0		Para equipos de entrada
		693.0	473.0	Para todos los equipos
	fase-fase	1389.0		Para equipos de entrada
		980.0	735.0	Para todos los equipos
BIL	fase-tierra	1049.0	710.0	
	fase-fase	1049.0	710.0	

## Etapa 4: Determinación de las tensiones soportadas ( $U_w$ )

**Table 2 – Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages**

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage <sup>1)</sup>	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
– phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
– phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
– clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
– GIS	0,7	1,25
– liquid-immersed insulation	0,5	1,10
– solid insulation	0,5	1,00
NOTE – $U_{rw}$ is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
<sup>1)</sup> The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

# RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO (según metodología IEC)

Los valores de la tensión para <b>Corta Duración a Frecuencia industrial</b> están en valor eficaz (kV)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO	
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS			
Los valores de la tensión para <b>Impulsos Tipo Rayo y Tipo Maniobra</b> están en valor pico (kVp)		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
		<b>Corta Duración a Frecuencia industrial</b>	fase-tierra	<b>286.0</b>	510.0	<b>286.0</b>	472.0
fase-fase	<b>463.0</b>		985.0	<b>463.0</b>	664.0	<b>394.0</b>	368.0
<b>Sobretensiones de Frente Lento</b>	fase-tierra	742.0	---	693.0	----	473.0	---
	fase-fase	1389.0	---	980.0	----	735.0	---
<b>Sobretensiones de Frente Rápido</b>	fase-tierra	<b>1049.0</b>	871.0	<b>1049.0</b>	808.0	<b>710.0</b>	520.0
	fase-fase	1049.0	<b>1673.0</b>	<b>1049.0</b>	1136.0	710.0	<b>809.0</b>

# COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO-CON PARARRAYOS ADICIONALES (Aislamiento Optimizado)

Sobretensiones a los que estarán sometidos los equipos de la subestación

<b>Equipo a proteger</b>	<b>Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra</b>	<b>Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL</b>
Transformador de Tensión	1198 kV	1300
Seccionador de línea	964 kV	1175
Transformador de Corriente	986 kV	1300
Interruptor de potencia	1049 kV	1175
Seccionador de barra	964 kV	1175



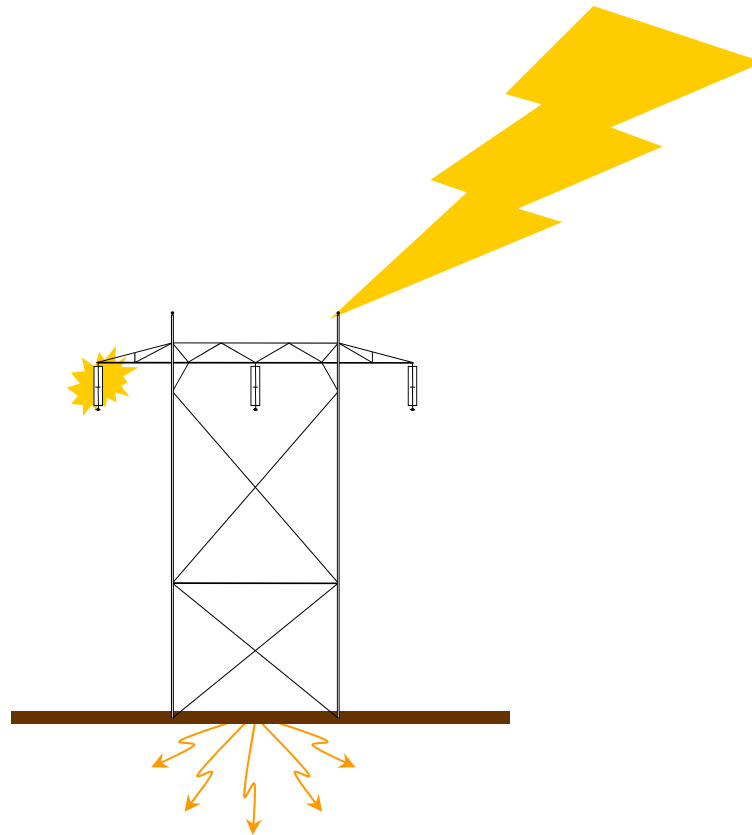
# COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO (Metodología Convencional)

Sobretensiones a los que estarán sometidos los equipos de la subestación; sin pararrayos adicionales

Equipo a proteger	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL
Transformador de Tensión	1198 kV	1300
Seccionador de línea	1214 kV	1300
Transformador de Corriente	1249 kV	1300
Interruptor de potencia	1283 kV	1300
Seccionador de barra	1425 kV	1425

# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

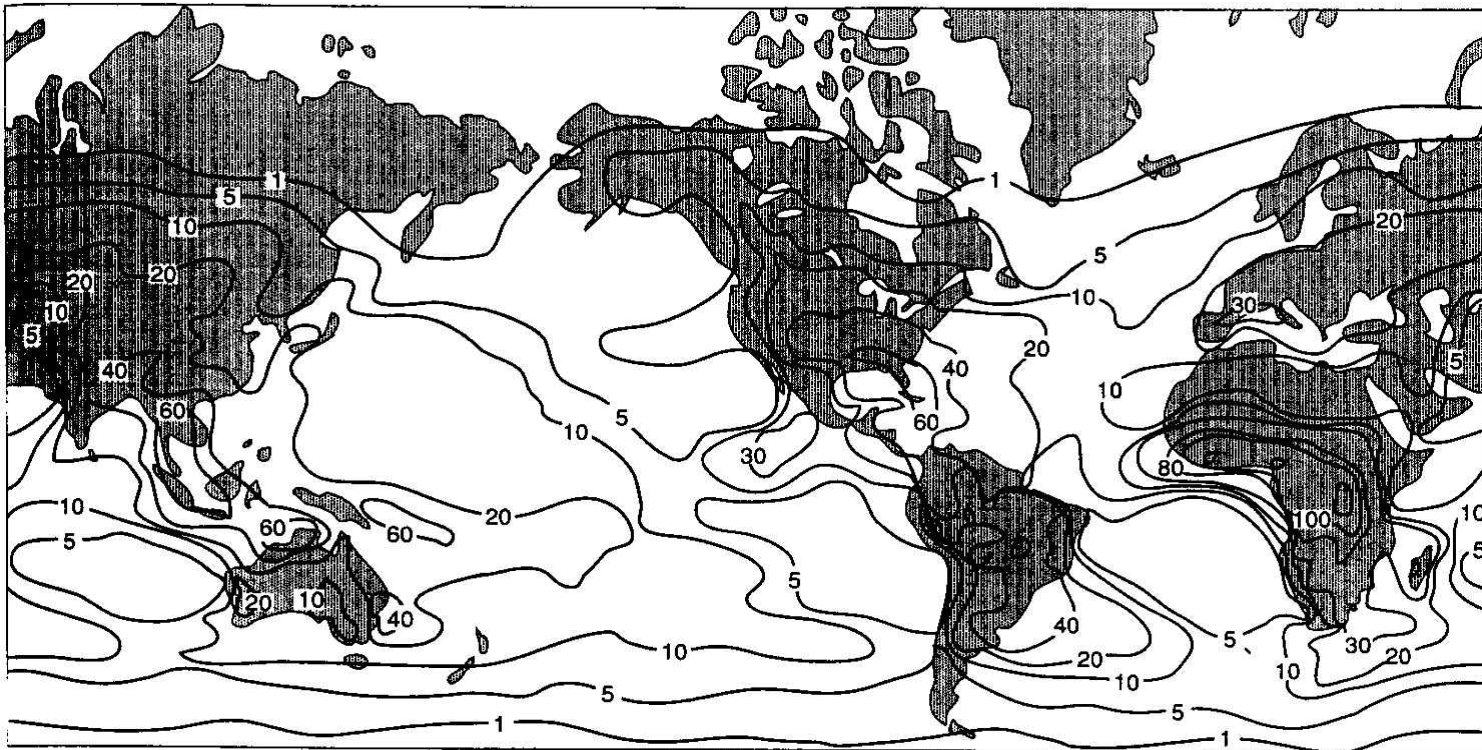
- Back flashovers en líneas de transmisión



# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Numero de descargas a tierra,  $N_g$  (descarga/km<sup>2</sup>/año)

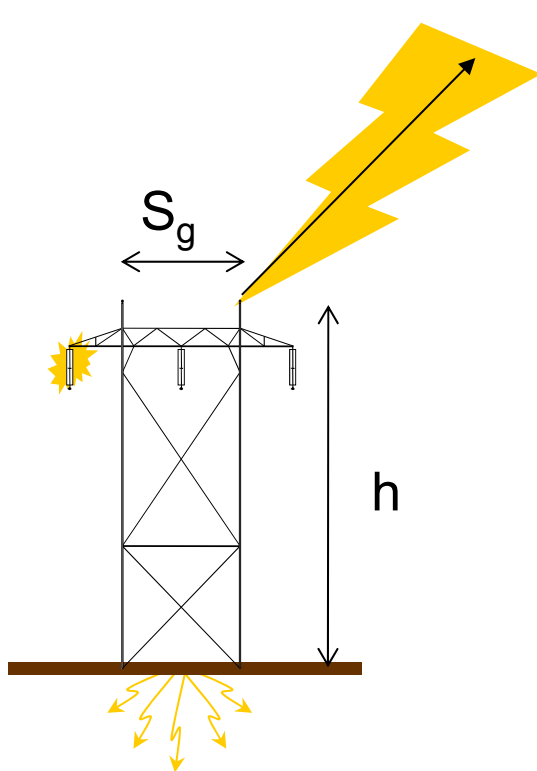
$$N_g = 0.04 T_d^{1.25}$$



$T_d$ : Número de rayos por día

# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Number of flashes to ground wires,  $N_L$



$$R_A = 14 h^{0.6}$$

$$N_L = N_g(2R_A + S_g)$$

Descripción	Característica
Tower height, h (m)	42.0
Distance between ground wires, Sg (m)	11.0
Ground flash density, Ng (flashes/km <sup>2</sup> /year)	4.0
Attractive radius, RA(m)	131.8
Attractive width, 2RA + Sg (m)	274.7
Number of flashes, NL (flashes/100km/year)	111

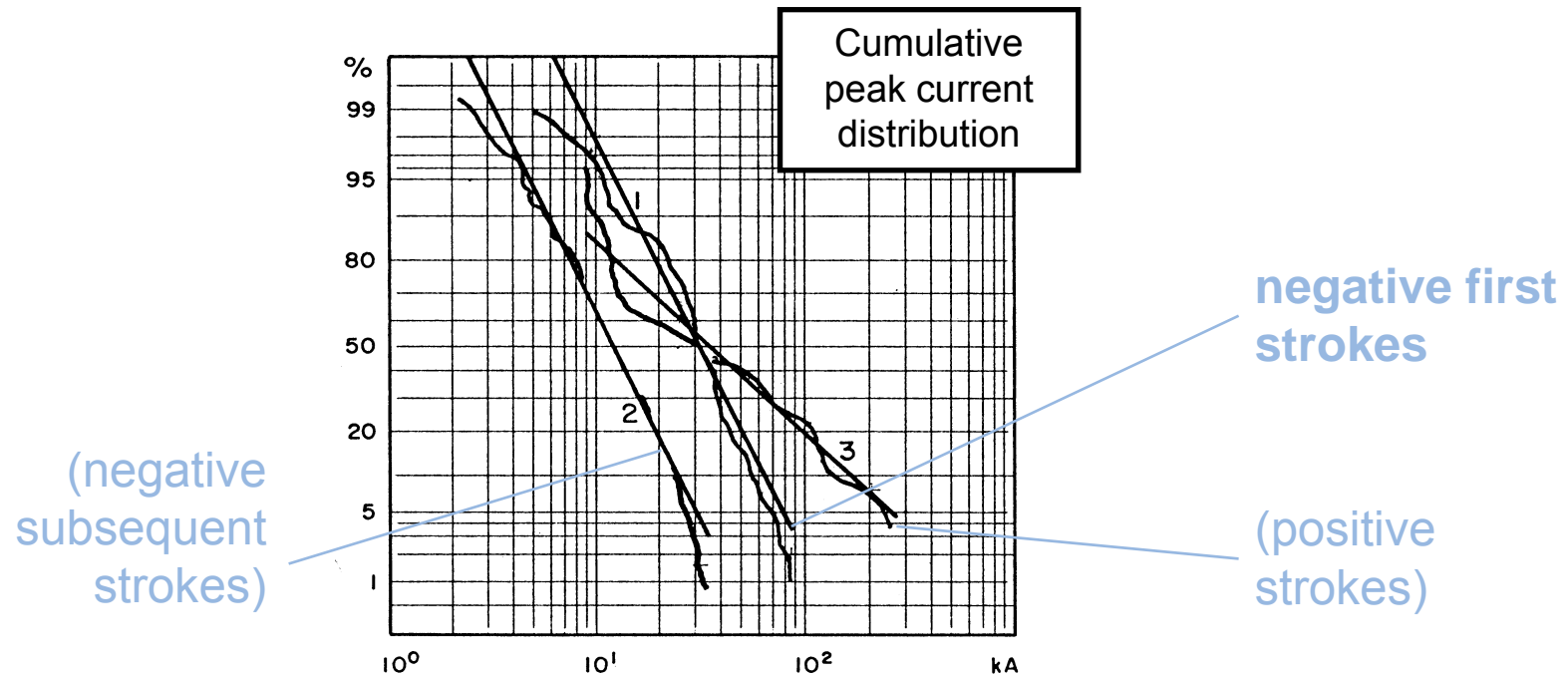
# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Iterative calculation of the critical current,  $I_c$

Descripción	Característica
Nominal system voltage ( $kV_{rms}$ )	245
CFO of the line insulators (kV)	1305
Surge impedance of ground wire(s), $Z_g$ (Ohm)	350
Capcitive coupling factor	0,35
Power frequency factor	0,7
Low current tower footing resistance, $R_0$ (Ohm)	20
Soil resistivity (Ohmm)	670
Span length (m)	350
Trial current value for calculating $R_i$ (kA)	157
Span travel time, $T_s$ ( $\mu s$ )	1,2
Tail time constant ( $\mu s$ )	32
Non-standard $CFO_{NS}$ (kV)	1360
Current limit for ionization, $I_g$ , (kA)	107
High current resistance, $R_i$ (Ohm)	13
Resulting resistance, $R_e$ (Ohm)	12
<b>Critical current, <math>I_c</math> (kA)</b>	<b>157</b>

# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

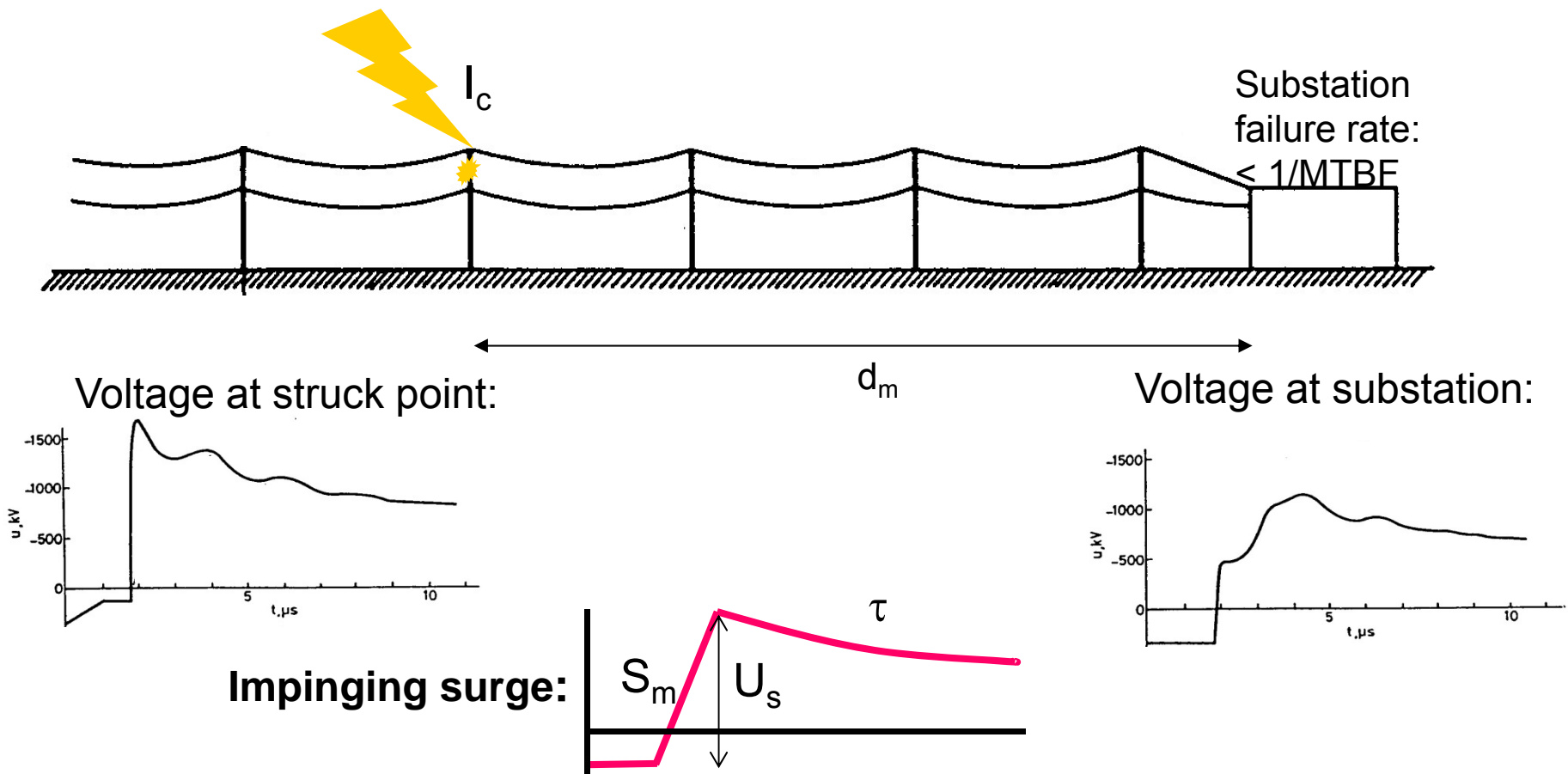
Determination of the back flashover rate, BFR



Descripción	Característica
Number of flashes to the line, $N_L$ (flashes/100 km/year)	111
Critical current, $I_c$ (kA)	157
Corresponding probability to be exceeded, $P(I > I_c)$	0,005
BFR = $0.6 N_L P(I > I_c)$ (1/100 km/year)	0,34

# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Voltage waveforms on phase conductor and "impinging surge" at substation



# ANÁLISIS DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Determinación del frente de onda

$$S_m = \frac{1}{K_{CO} \cdot d_m} \quad (\text{kV}/\mu\text{s})$$

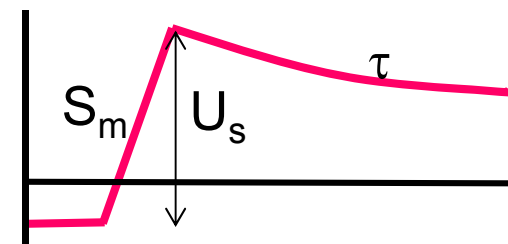
$$U_s = \frac{(1-c) \cdot R_0 \cdot I_c}{\sqrt{1 + \frac{I_c}{I_g}}}$$

$$T_s = \frac{d_s}{3 \cdot 10^8}$$

$$\tau = \frac{Z_g}{R_i} \cdot T_s$$

No. of subconductors	$K_{CO}$
1	$1.5 \cdot 10^{-6}$
2	$1.0 \cdot 10^{-6}$
3-4	$0.6 \cdot 10^{-6}$
6-8	$0.4 \cdot 10^{-6}$

Descripción	Característica
Modified BFR with regard to no. of lines (1/100 km/year)	0,34
Acceptable MTBF for substation insulation failure (yrs)	200
Calculated value of $d_m$ (m)	1000
Modified value of $d_m$ with regard to span length (m)	1000
Corona damping coefficient, $K_{\infty}$	1,00E-06
Steepness of impinging surge, $S_m$ (kV/ $\mu$ s)	1000
Amplitude of impinging surge, $U_s$ (kV)	1308
Equivalent front time of impinging surge, $t_f$ ( $\mu$ s)	1,31
Tail time constant of impinging surge, $\tau$ ( $\mu$ s)	32





# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Modelamiento de los componentes de la subestación

Líneas transmisión

Cables

Interruptores de potencia y seccionadores

Transformadores de medida

Barras AIS o GIS

Transformadores de potencia

Pararrayos

# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Modelamiento de los componentes de la subestación

1-Transmission line (impinging surge):

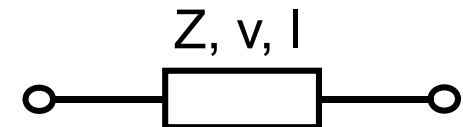
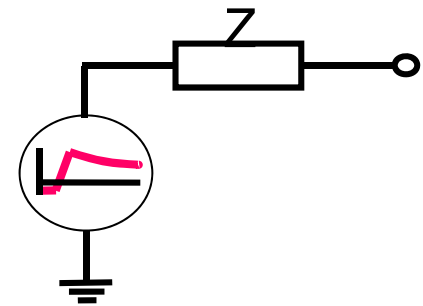
Surge impedance: 300 - 450 Ohms

2-Cables:

Surge impedance: 30 - 60 Ohms

Propagation velocity: 100 - 150 m/ $\mu$ s

Length



# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Modelamiento de los componentes de la subestación

## 3- Interruptores de potencia; seccionadores; transformadores de medida:

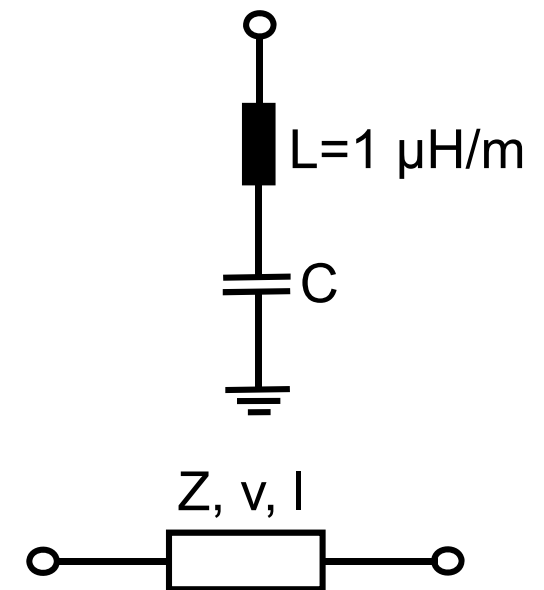
Capacitance: CVT: 4 - 8 nF  
(other IT: 0.2 - 0.5 nF)  
(CB, DS: 0.05 - 0.1 nF)

## 4- Barra en AIS o GIS:

Surge impedance: AIS: 300 - 350 Ohms  
GIS: 50 - 80 Ohms

Propagation velocity: 300 m/ $\mu$ s

Length

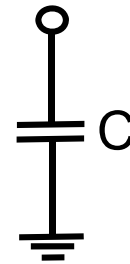


# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

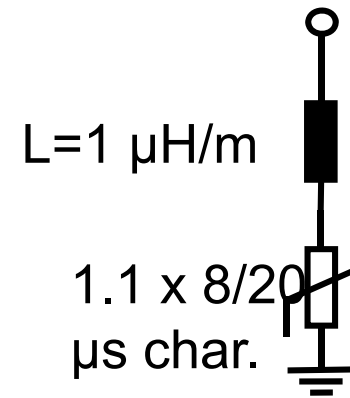
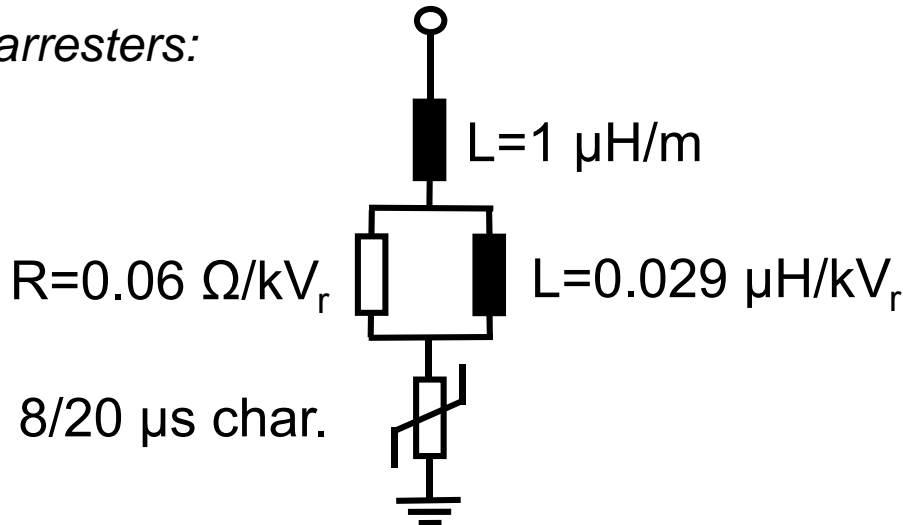
Modelamiento de los componentes de la subestación

## 5- Power transformers:

Capacitance:    2 - 4 nF    (<100 kV:        4 nF)  
    (100 - 300 kV: 3 nF)  
    (>300 kV:        2 nF)

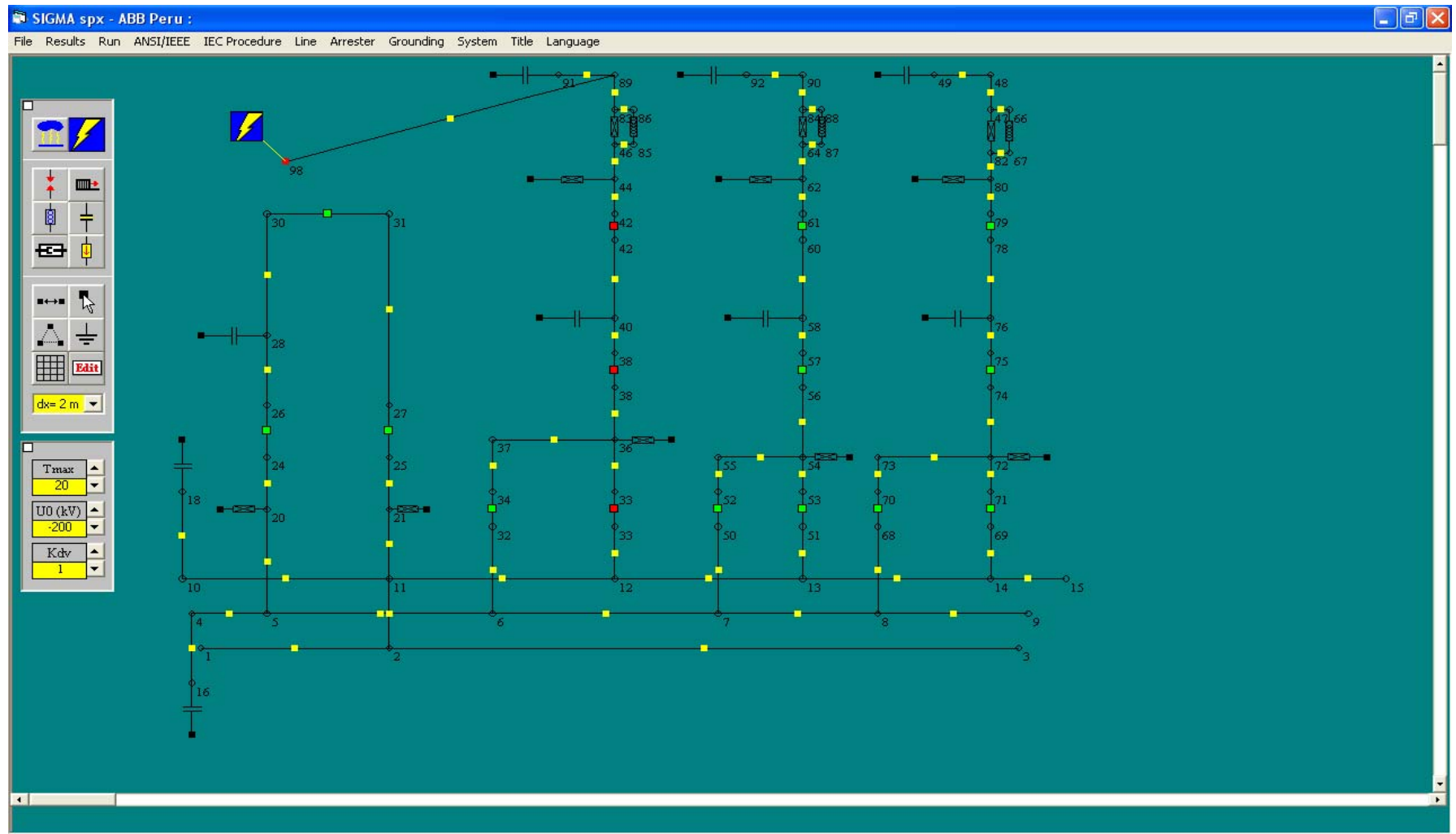


## 6- Surge arresters:

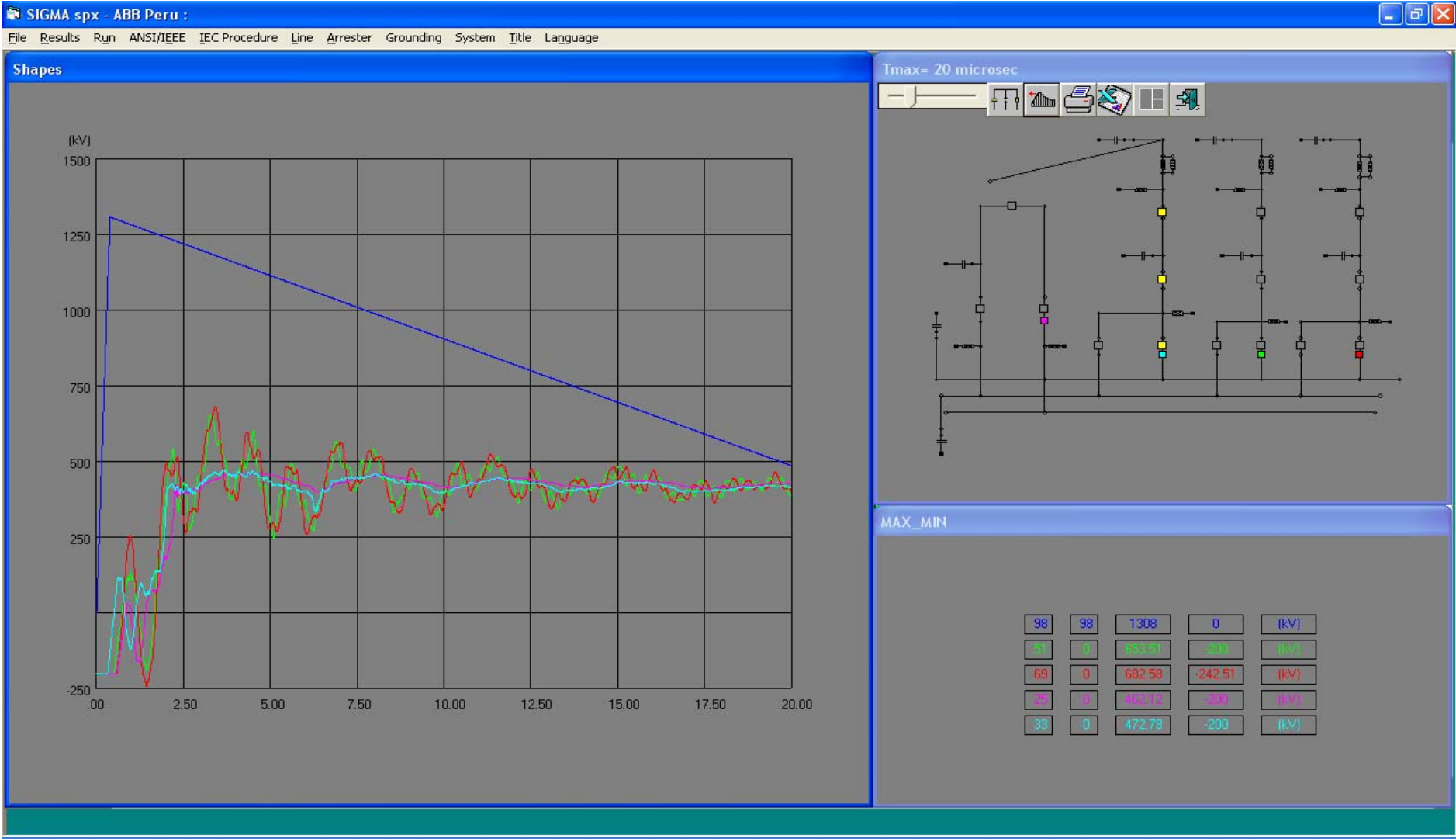


# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

## Modelamiento de la Subestación en el Software Sigma spx

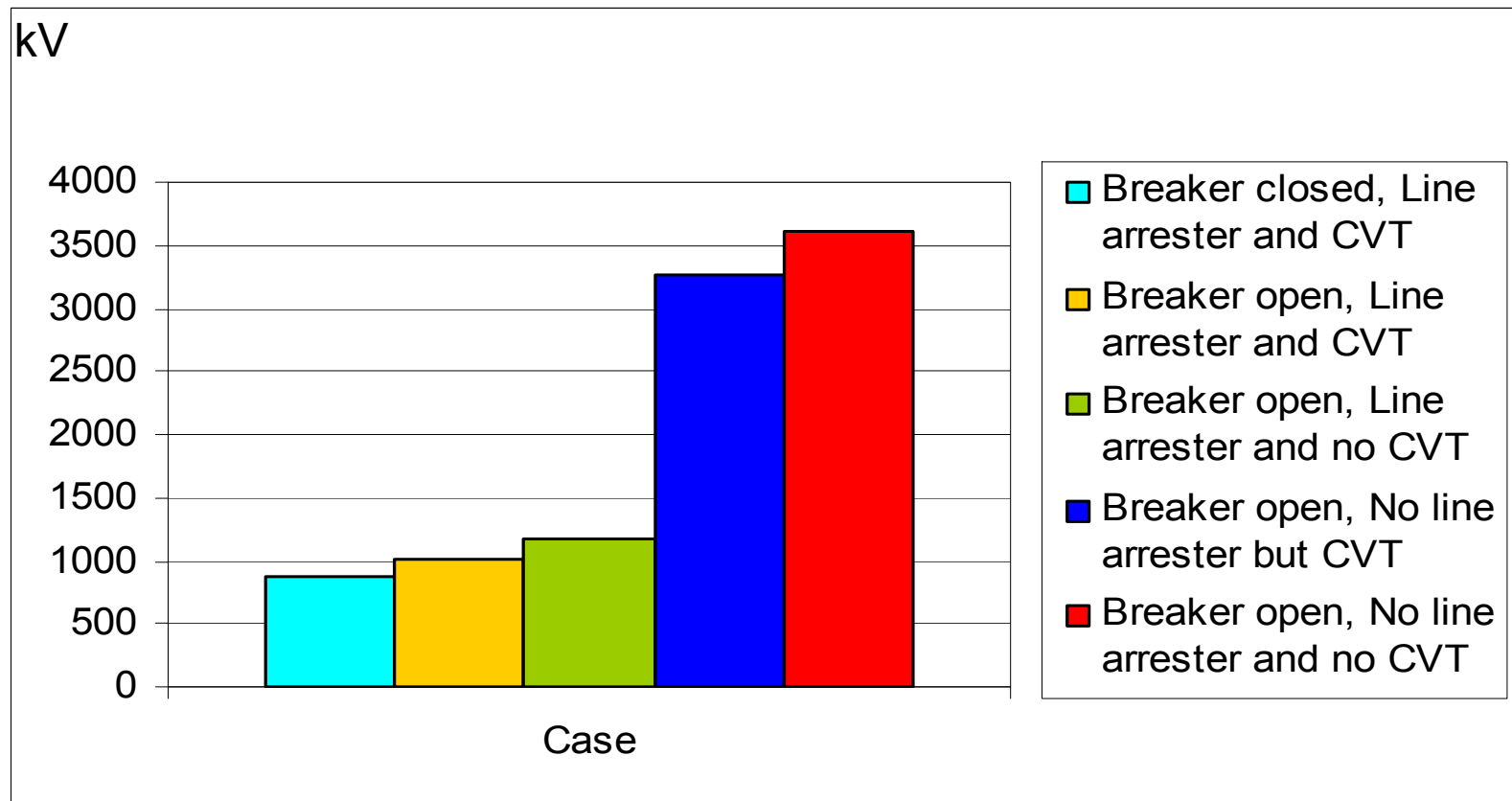


# SIMULACIONES DE LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO



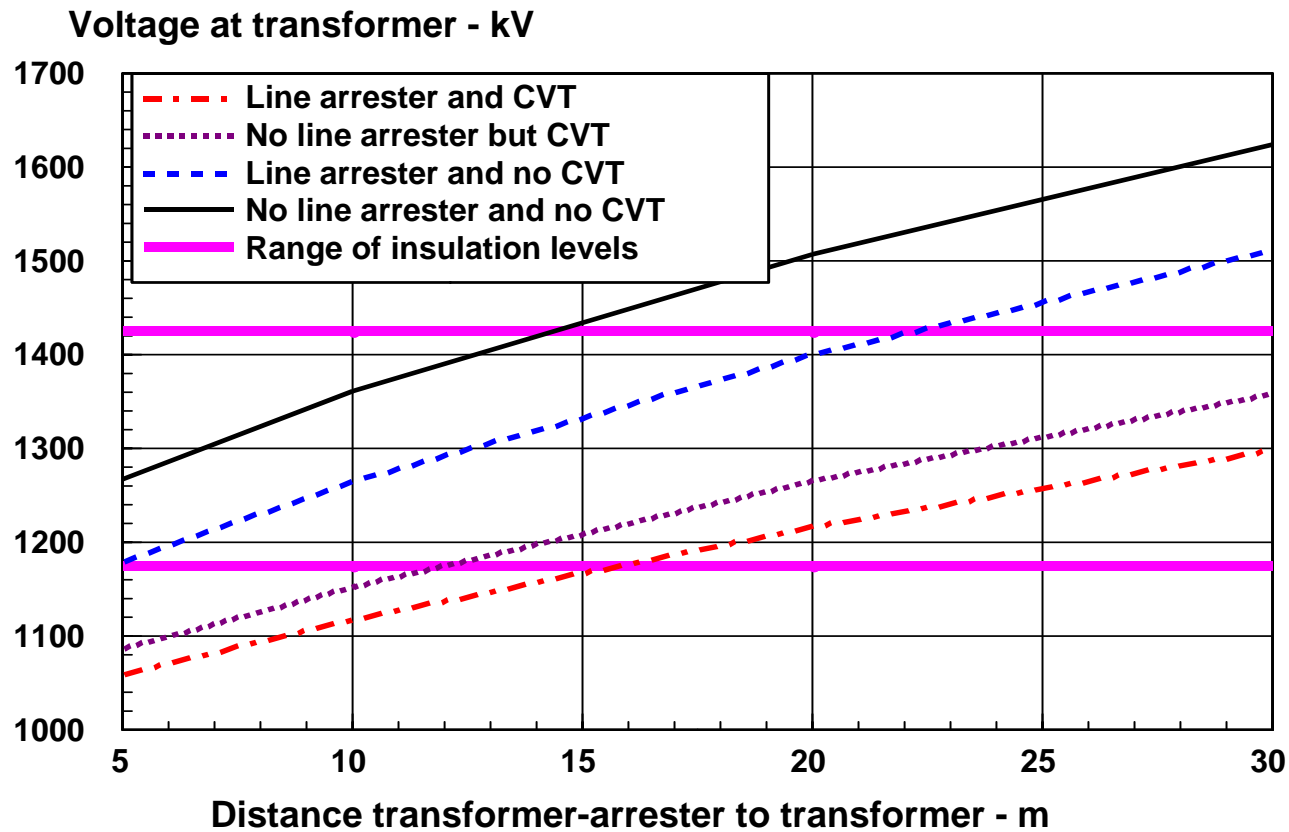
# EFFECTO DE CVT Y LOS PARARRAYOS EN LA SUBESTACIÓN

Incoming surge 2000kV, 2000kV/ $\mu$ s  
*Tensión en el interruptor de potencia*



# EFECTO DE CVT Y LOS PARARRAYOS EN LA SUBESTACIÓN

Incoming surge 2000kV, 2000kV/ $\mu$ s  
*Tensión en el transformador de potencia*





# CONCLUSIONES

Ventajas con pararrayos adicionales en las celdas de las subestaciones.

- Protección en interruptores de potencia y seccionadores en posición abierto.
- Reducción del aislamiento en los equipos de patio de la subestación.
- Protección adicional en los equipos de patio de la subestación.
- Reducción del aislamiento del bushing del transformador de potencia, extendiendo los rangos de protección de los pararrayos cercanos a éstos.

Power and productivity  
for a better world™



**MUCHAS GRACIAS...**