



**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV SAN RAFAEL-MULALO PARA LA REDUCCIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD TÉCNICA DE SERVICIO ELÉCTRICO FRECUENCIA MEDIA (FMIK) Y TIEMPO PROMEDIO (TTIK) DE INTERRUPCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI ELEPCO S.A.**

**Autor:**  
Andres Vique

# INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos tienen la necesidad de proteger sus redes frente al crecimiento abrupto de la forma de onda de voltaje, originado por fenómenos tanto internos como externos, como es el caso del sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO S.A.). Por esta razón en el presente proyecto se realizó un estudio de los esquemas de conexión de los sistemas de puesta a tierra en la línea de sub-transmisión a 69 [kV] San Rafael–Mulalo mediante una investigación de campo se establece que posee un valor promedio de 75,89 [ $\Omega$ ], los mismos que se encuentran fuera de un rango normalizado el cual de acuerdo a la norma IEEE 80 es de 10 [ $\Omega$ ] para protección contra rayos, así como también, los índices de calidad FMIK y TTIK se encuentran en 7,3 y 5,2 respectivamente, lo que nos muestra que el sistema de puesta a tierra no está en óptimas condiciones de trabajo.

# OBJETIVOS

- Analizar el comportamiento de cada uno de los esquemas frente a sobrevoltajes, mediante simulaciones de las ondas de voltaje producidas por descargas atmosféricas, y con ello analizar las corrientes implicadas en la red durante esta falla transitoria.
- Analizar el comportamiento de los elementos de sobrecorriente asociados a los esquemas de conexión presente a lo largo de la línea de subtransmisión San Rafael-Mulalo de 69 kV.
- Determinar el mejor esquema de conexión del sistema de puesta a tierra mediante los valores de corrientes en los elementos de protección de la línea de subtransmisión San Rafael-Mulalo de ELEPCO S.A.



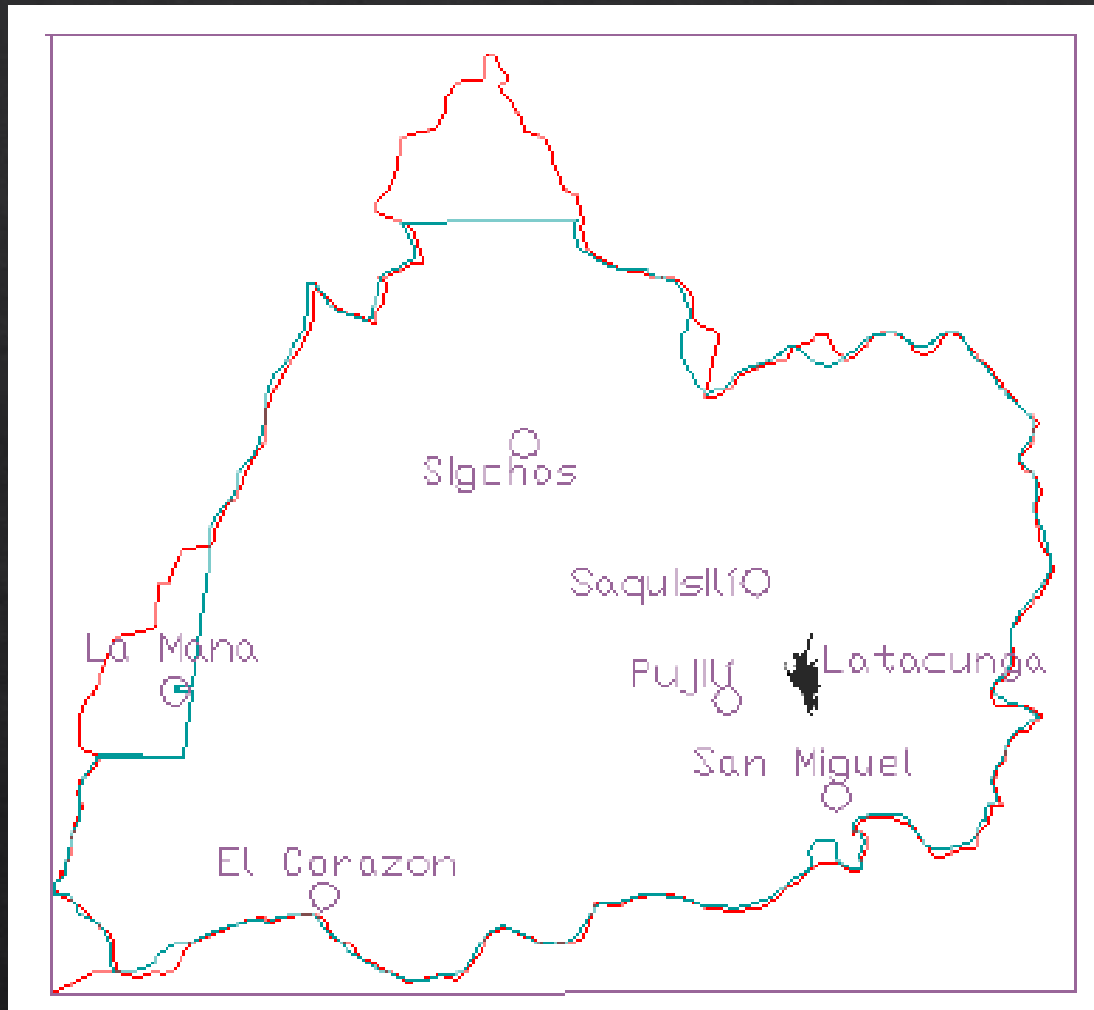
# Hipótesis

Con el análisis y evaluación de los esquemas de conexión de los elementos del sistema de puesta a tierra se podrá determinar el efecto que tiene en los índices de calidad y el índice de interrupción.

**Variable Independiente:** Análisis del estado actual de la resistividad del sistema de puesta a tierra en la línea de subtransmisión a 69kV San Rafael-Mulalo.

**Variable Dependiente:** Garantizar el tiempo de actuación de los elementos de protección y mejorar los índices de calidad técnica.

# ÁREA DE CONCESIÓN DE COTOPAXI



LÍNEAS DE 69 kV
AMBATO – SALCEDO
SALCEDO – SAN RAFAEL
SAN RAFAEL – LAYGUA
LAYGUA – MULALO
MULALO – LASSO
LASSO – SIGCHOS
SAN RAFAEL – PUJILI
LAIGUA – LA COCHA
CALOPE – LA MANA
LA CALERA – CRS

La subestación La Maná se conecta radialmente a la S/E Quevedo.

# LÍMITES DE LOS INDICES DE CALIDAD

*TTIK*: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

*FMIK*: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

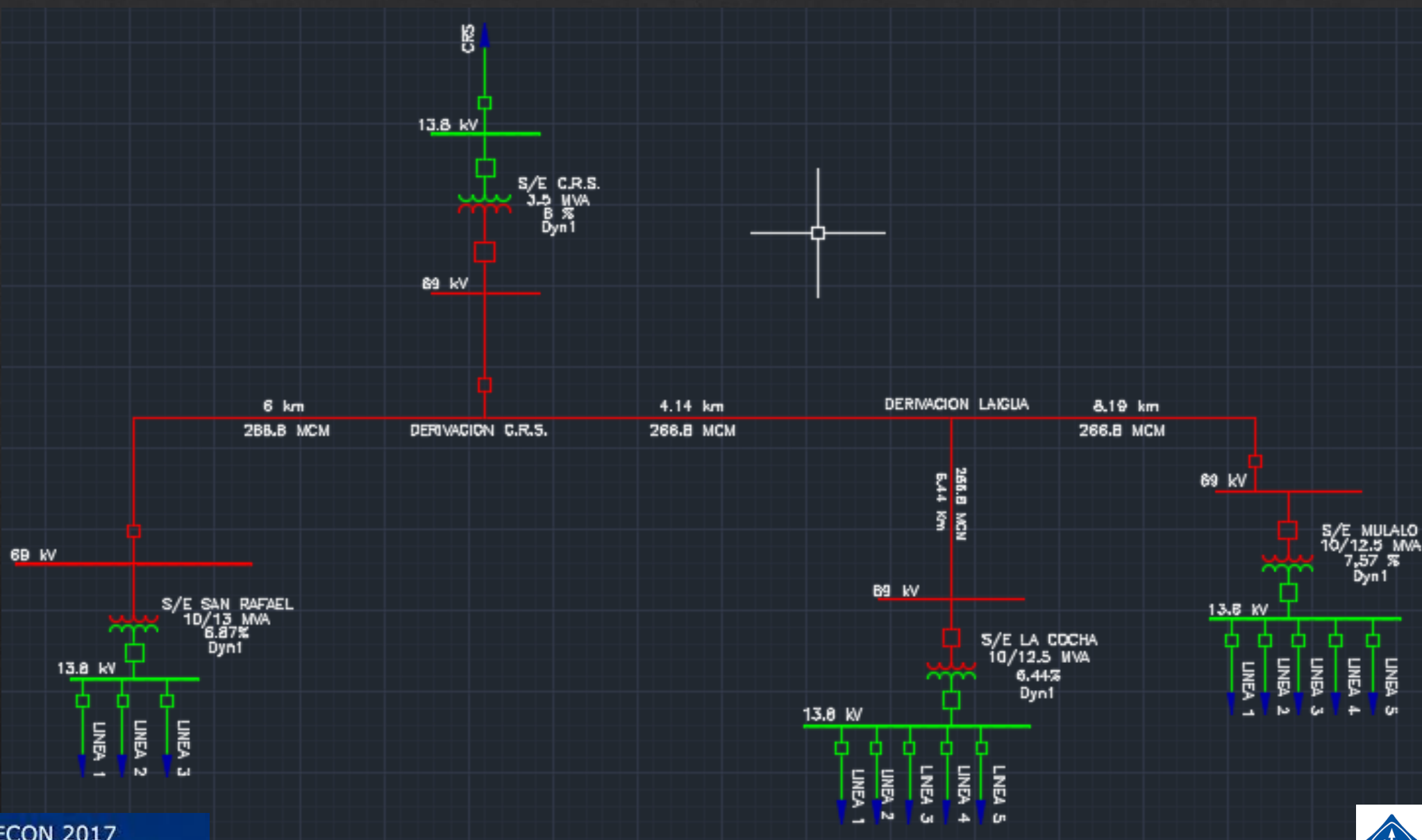
Índices	Lim. FMIK	Lim. TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Índices de Calidad de ELEPCO		
Año	Lim. FMIK	Lim. TTIK
2015	5,58	3,34
2016	7,3	5,2

# REGISTRO DE CORTES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	Nº DE REPETICIONES	CAUSAS ESPECÍFICAS DE LA INTERRUPCIÓN	TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN (Hr)
2016	374	RAMAS O ARBOL EN LA RED	126,18
2016	408	FUERTES VIENTOS	214,02
2016	395	SOBRECARGA	274,01
2016	265	DESCARGA ATMOSFERICA	335,47
2016	97	CHOQUE VEHICULO	212,21
2016	31	PERNOS FLOJOS U OXIDADOS	0,1
2016	896	CORTOCIRCUITO INTERNO	350,7
2016	2	MANTENIMIENTO RED	12
2016	25	OBJETO SOBRE LA LÍNEA	192,8
2016	3	APAGON GENERAL / SNI	14

# SISTEMA ELÉCTRICO ELEPCO





<b>SUBESTACIÓN SAN RAFAEL</b>			
<b>ELEMENTO</b>	<b>MARCA</b>	<b>VOLTAJE</b>	<b>CORRIENTE</b>
<b>Transformadores de corriente</b>	ASEA	69 KV	
<b>Interruptores</b>	ASEA	69 KV	2000 A
<b>Seccionador en llegada</b>		115 KV	1200 A
<b>Seccionador en salida</b>		115 KV	1200 A
<b>Seccionador entrada al transformador</b>		115 KV	1200 A
<b>Transformador de voltaje</b>	AREVA	72,5 KV	
<b>Interruptor en gas</b>	MITSUBISHI	72,5 KV	600 A
<b>Interruptor llegada de Mulalo</b>	AREVA	72,5 KV	1200 A
<b>Seccionador llegada de Mulalo</b>	LAGO	72,5 KV	800 A
<b>Seccionador salida de Mulalo</b>	LAGO	72,5 KV	800 A
<b>Transformador de potencia</b>	FEDERAL PIONNER	69 KV / 13,8 KV	
<b>Transformador de servicios auxiliares</b>	FEDERAL PIONNER	13,8 KV / 220 V	
<b>Alimentador 1</b>	SIEMENS	Ur: 24,0 KV Up: 124 KV	Isc: 25,0 KA Ir: 1250 A
<b>Alimentador 2</b>	SIEMENS	Ur: 24,0 KV Up: 124 KV	Isc: 25,0 KA Ir: 1250 A

<b>SUBESTACIÓN MULALO</b>			
<b>ELEMENTO</b>	<b>MARCA</b>	<b>VOLTAJE</b>	<b>CORRIENTE</b>
<b>Interruptor en gas</b>	MITSUBISHI	72,5 KV	600 A
<b>Interruptor en gas</b>	MITSUBISHI	72,5 KV	600 A
<b>Interruptor en gas</b>	MITSUBISHI	72,5 KV	600 A
<b>Transformadores de potencial</b>	NISSIN ELECTRIC CO. LTD.	350 KV	
<b>Transformador de potencia</b>	MITSUBISHI	69 KV / 13,8 KV	
<b>Transformador de servicios auxiliares</b>	SHIKOKU	13,8 KV / 220 V	
<b>Alimentador 1</b>	MITSUBISHI	13,8 KV	600/1200 A
<b>Alimentador 2</b>	MITSUBISHI	13,8 KV	600/1200 A
<b>Alimentador 4</b>	MITSUBISHI	13,8 KV	600/1200 A

# CÁLCULOS

## PROBABILIDAD DE CAÍDA DE RAYOS

$$N = 0.10 * Ng * (b + 28 * H^{0.6})$$

Donde:

$H$ : Altura de la línea [m].

$b$ : Ancho de la línea [m].

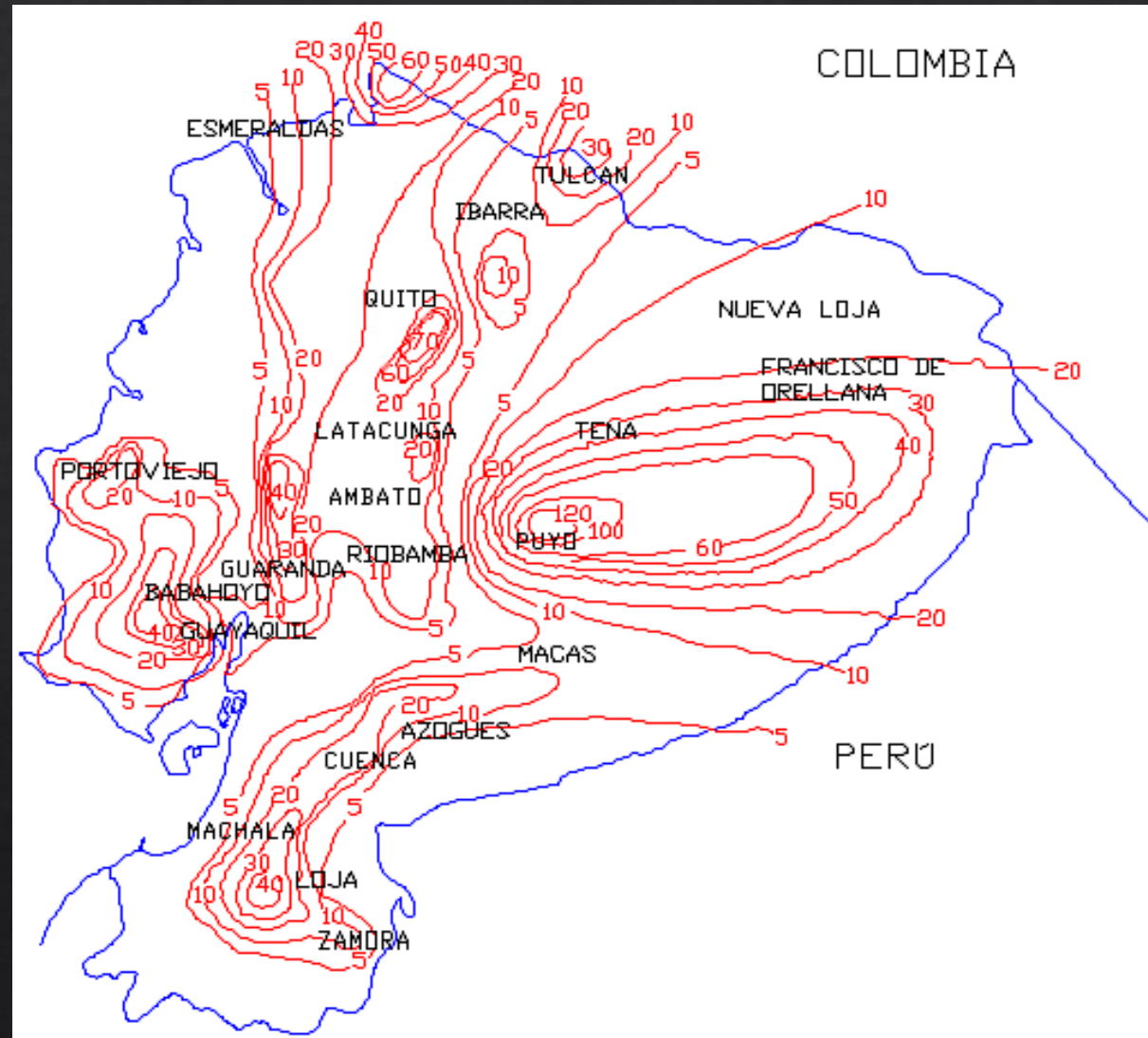
$Ng$ : Densidad de descarga a tierra a tierra  $\left[ \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} \text{ por año} \right]$

$$Ng = 0.04 * (Td)^{1.25} \left[ \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} \text{ por año} \right]$$

Donde:

$Td$ : Nivel ceraúnico  $\left[ \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} \text{ por año} \right]$

# MAPA NIVEL ISOCERAÚNICO





$$Ng = 2,8084 \left[ \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} \text{por año} \right]$$

$$N = 0.10 * Ng * (b + 28 * H^{0.6})$$

$$b = 2$$

$$H = 12$$

$$N = 35,4858$$

# CÁLCULO DEL VOLTAJE INDUCIDO

$$I_o = 27,7 \text{ [kA]}$$

$$ha = 12 \text{ [m]}$$

$$r_s = 10 * I_o^{0,65}$$

$$r_s = 86,6187 \text{ [m]}$$

$$r_g = 0,9 * r_s$$

$$r_g = 77,9568 \text{ [m]}$$

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - ha)^2}$$

$$y_{min} = 56,1471 \text{ [min]}$$

$$V_{max} = 38,8 * I_o * \frac{ha}{y_{min}}$$

$$V_{max} = 229,7023 \text{ [kV]}$$

$I_o$ : Pico de corriente de Rayo [kA]

$ha$ : Altura promedio de la línea con respecto al nivel de la tierra [m]

$y_{min}$ : Distancia entre la descarga directa y la línea [m]

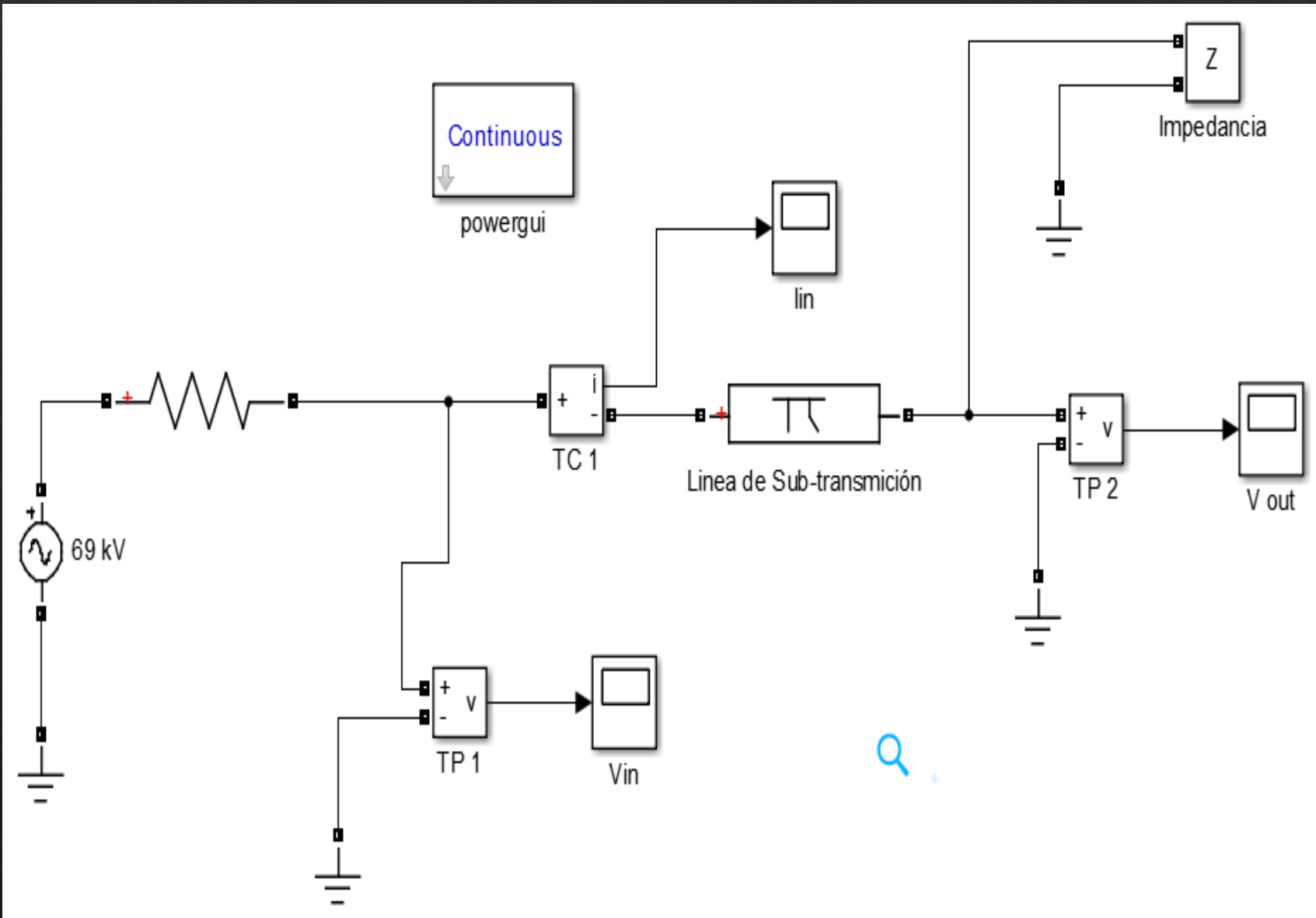
$r_s$ : Distancia de la descarga con respecto al conductor [m]

$r_g$ : Distancia de la descarga a tierra [m]

# CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES

SUBESTACIÓN	RELE	TIPO	TC	DELAY TIME	MARCA	NOMENCLATURA
C.R.S.	50/51	DPU	30/5	0,02	ABB	52CRS9-T1
	50/51N	2000R		0,01		
C.R.S.	50/51	DPU	50/5	0,12	ABB	52CRS9-L1
	50/51N	2000R		0,11		
SAN RAFAEL	50/51	GE 650	300/5	NA	GENERAL ELECTRIC	52R9-L2
	50/51N			NA		
SAN RAFAEL	50/51	REF 615	800/5	NA	ABB	52R8-T1
	50/51N			NA		
MULALO	50/51	CR-9	600/5	NA	MITSUBISHI	52M9-L1
	50/51N			NA		
MULALO	50/51	CO-8	800/5	NA	MITSUBISHI	52M8-T1
	50/51N			NA		

# SIMULACIÓN MATLAB



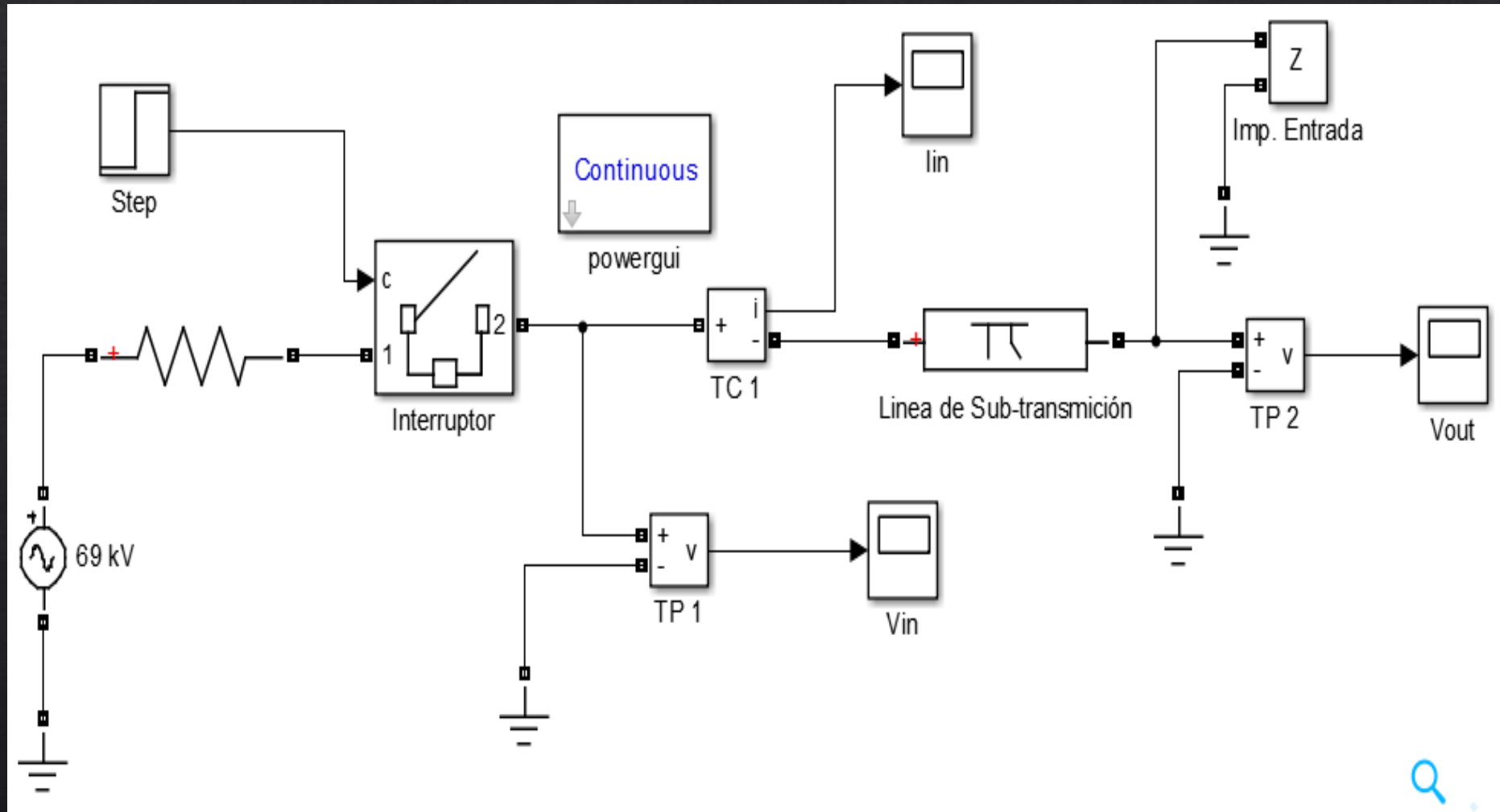
< 80 km (Línea Corta)  
81 km a 250 km (Línea Media)  
> 250 km (Línea Larga)



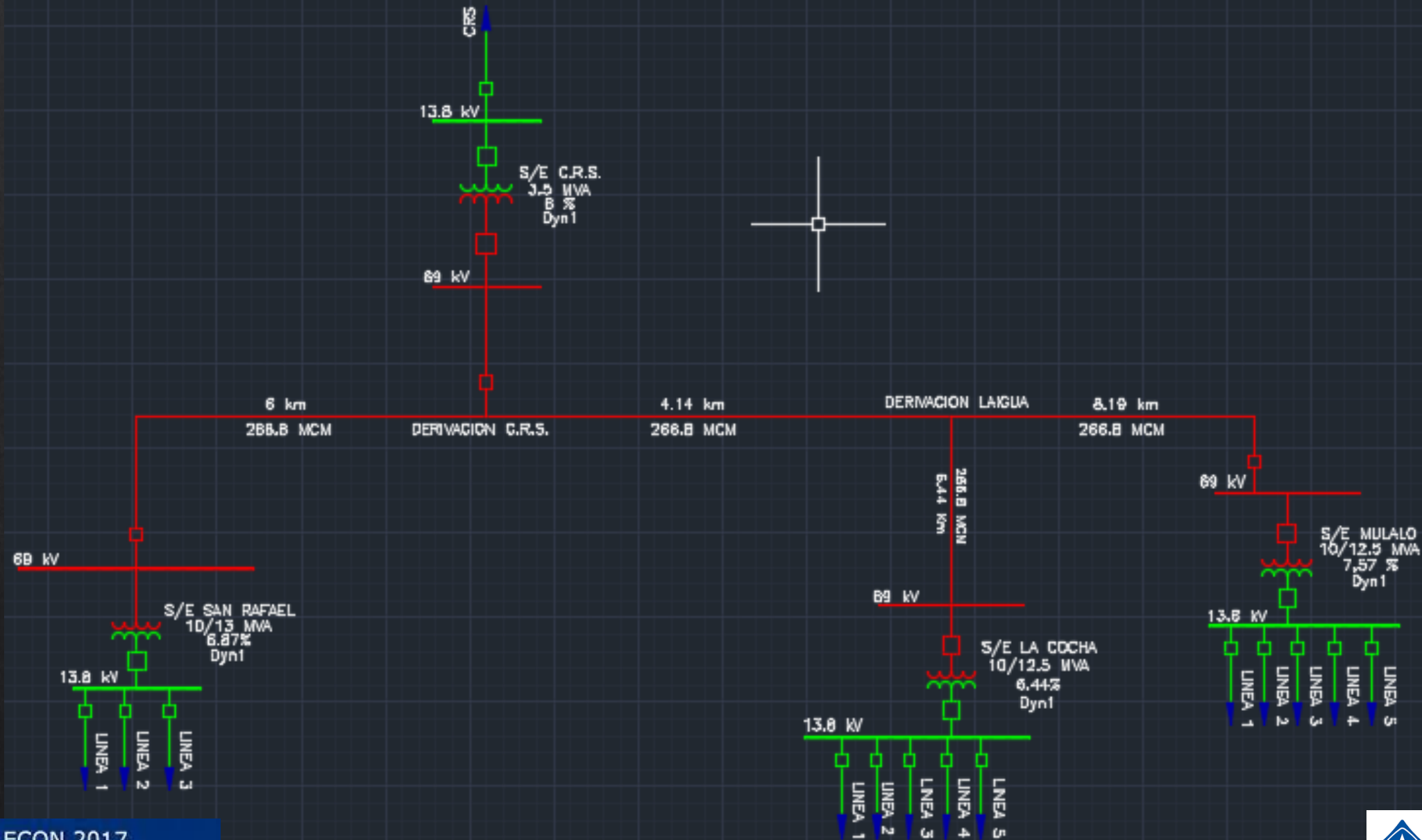
# SIMULACIÓN

# INCLUSIÓN DEL RAYO A LA LÍNEA

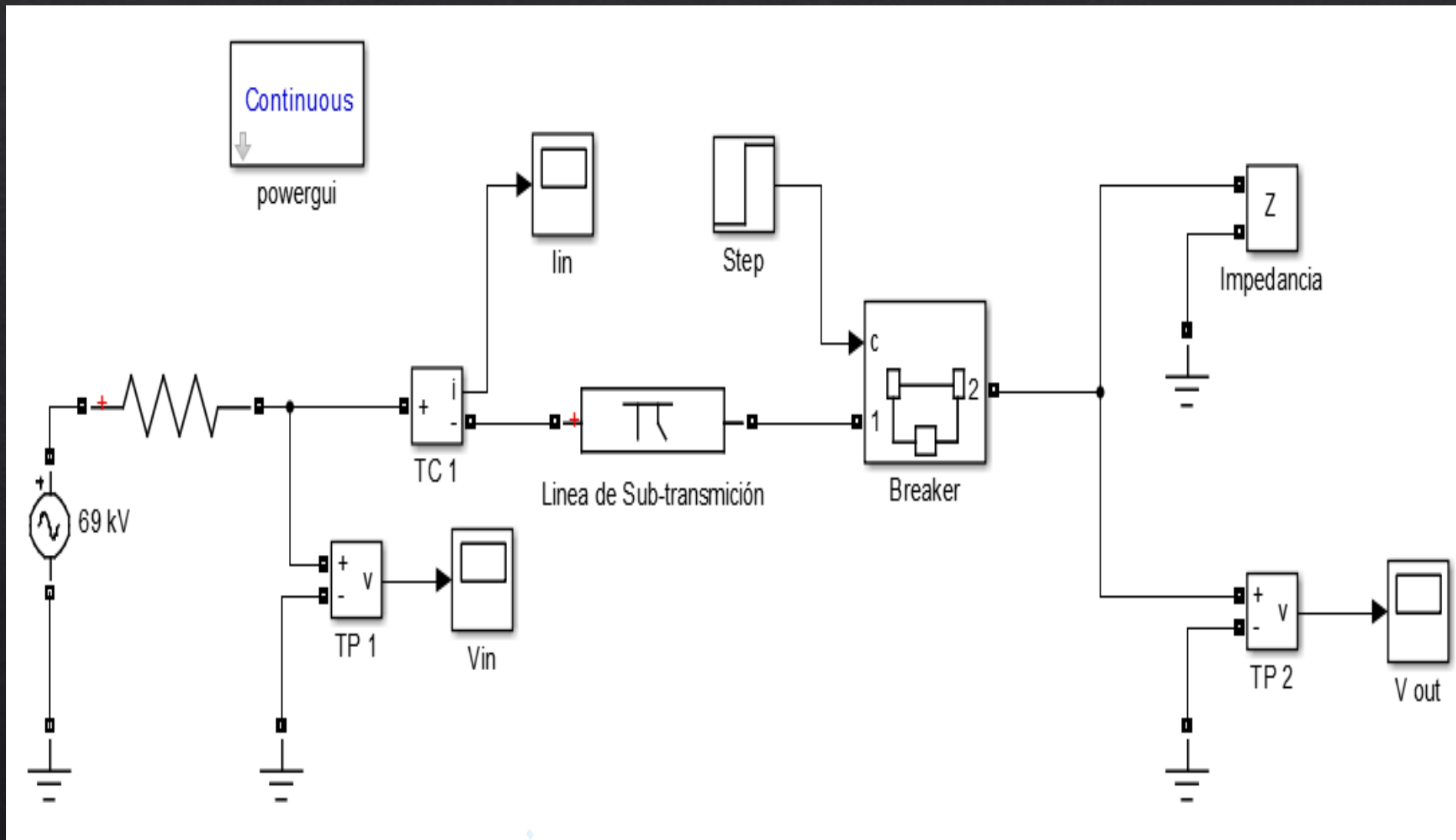
## PRIMER PUNTO CRÍTICO



# DESCRIPCIÓN DE APLICACIÓN DE PUNTOS CRÍTICOS

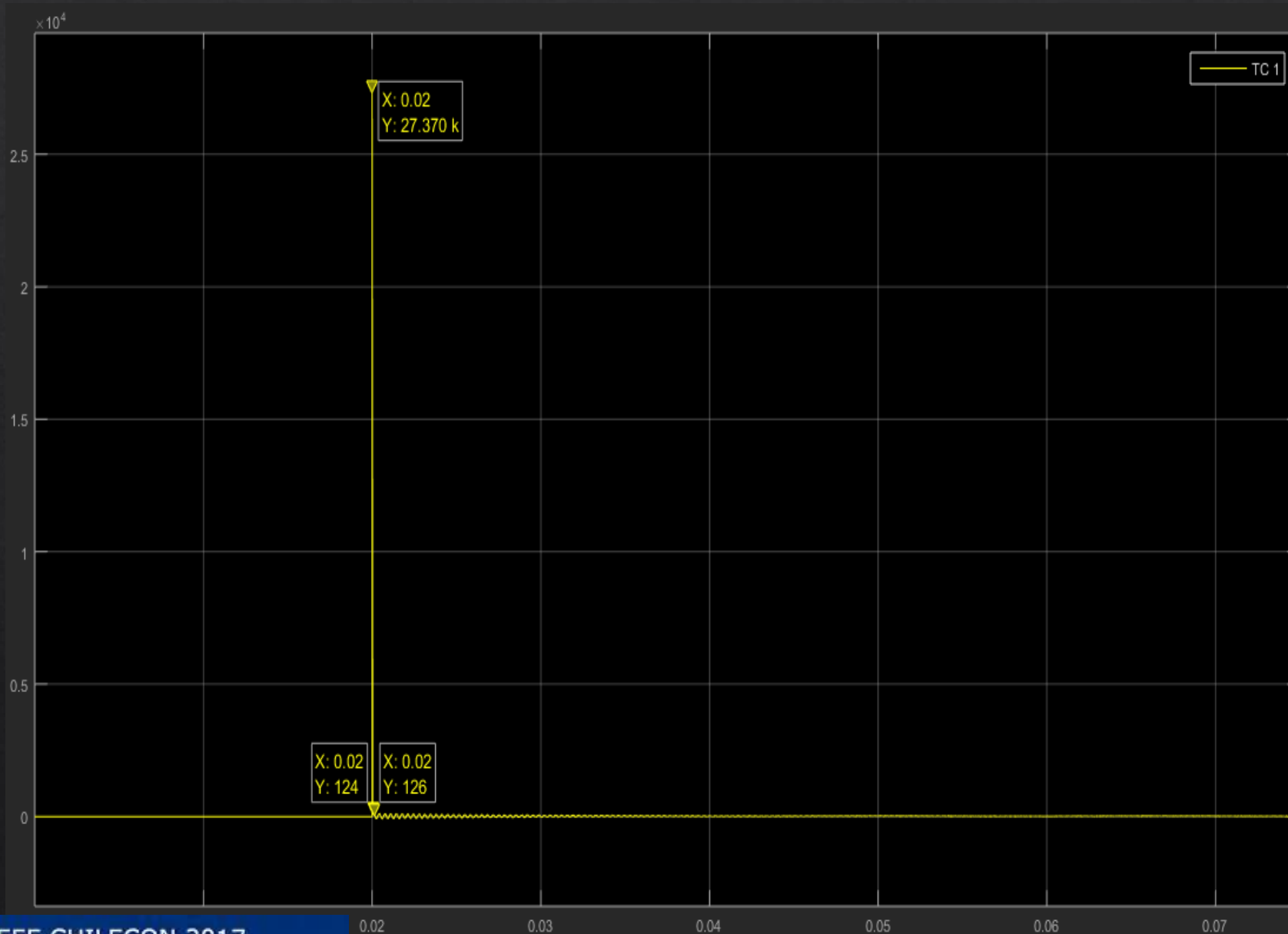


# SEGUNDO PUNTO CRÍTICO





# RESULTADOS OBTENIDOS

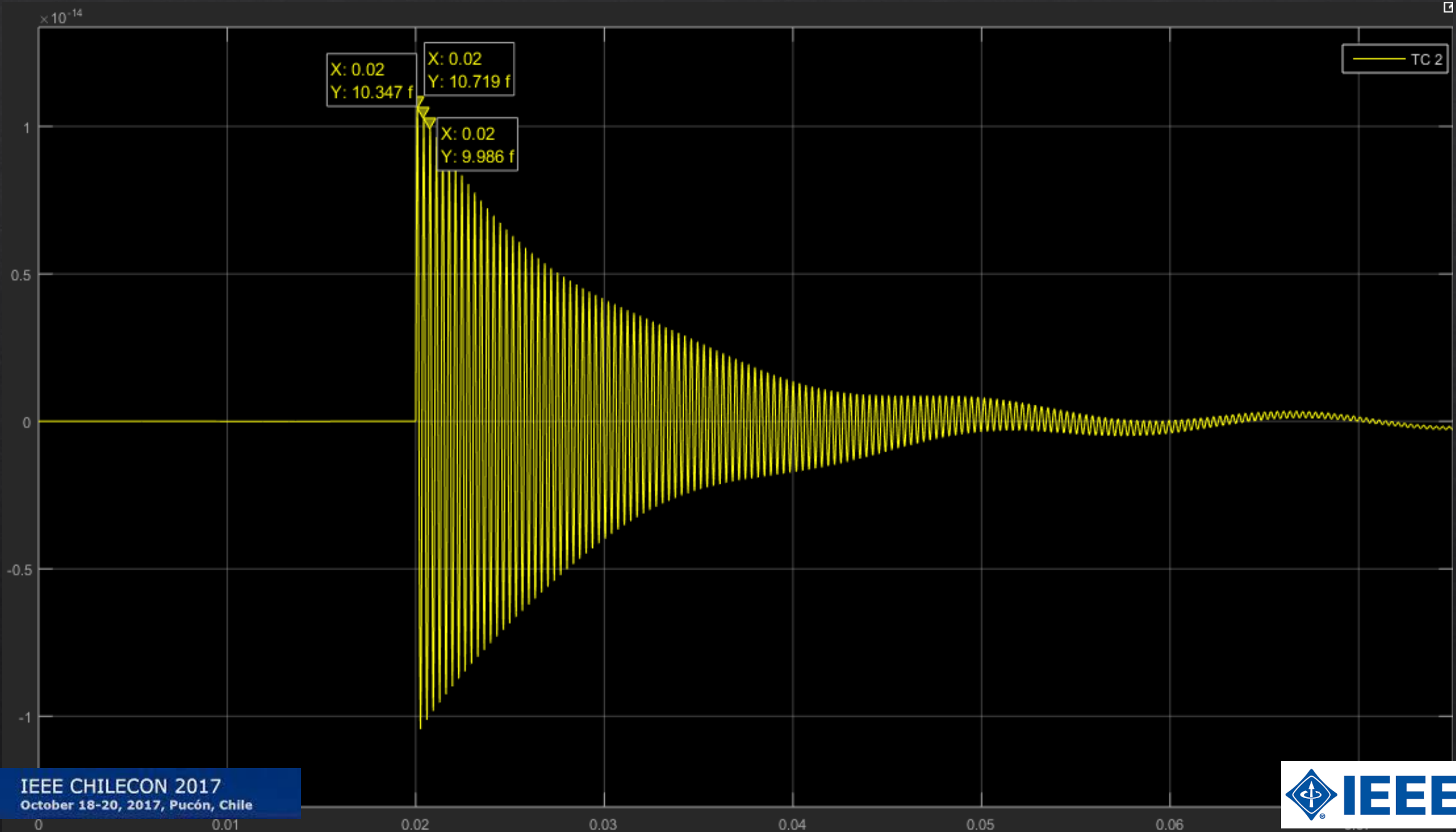


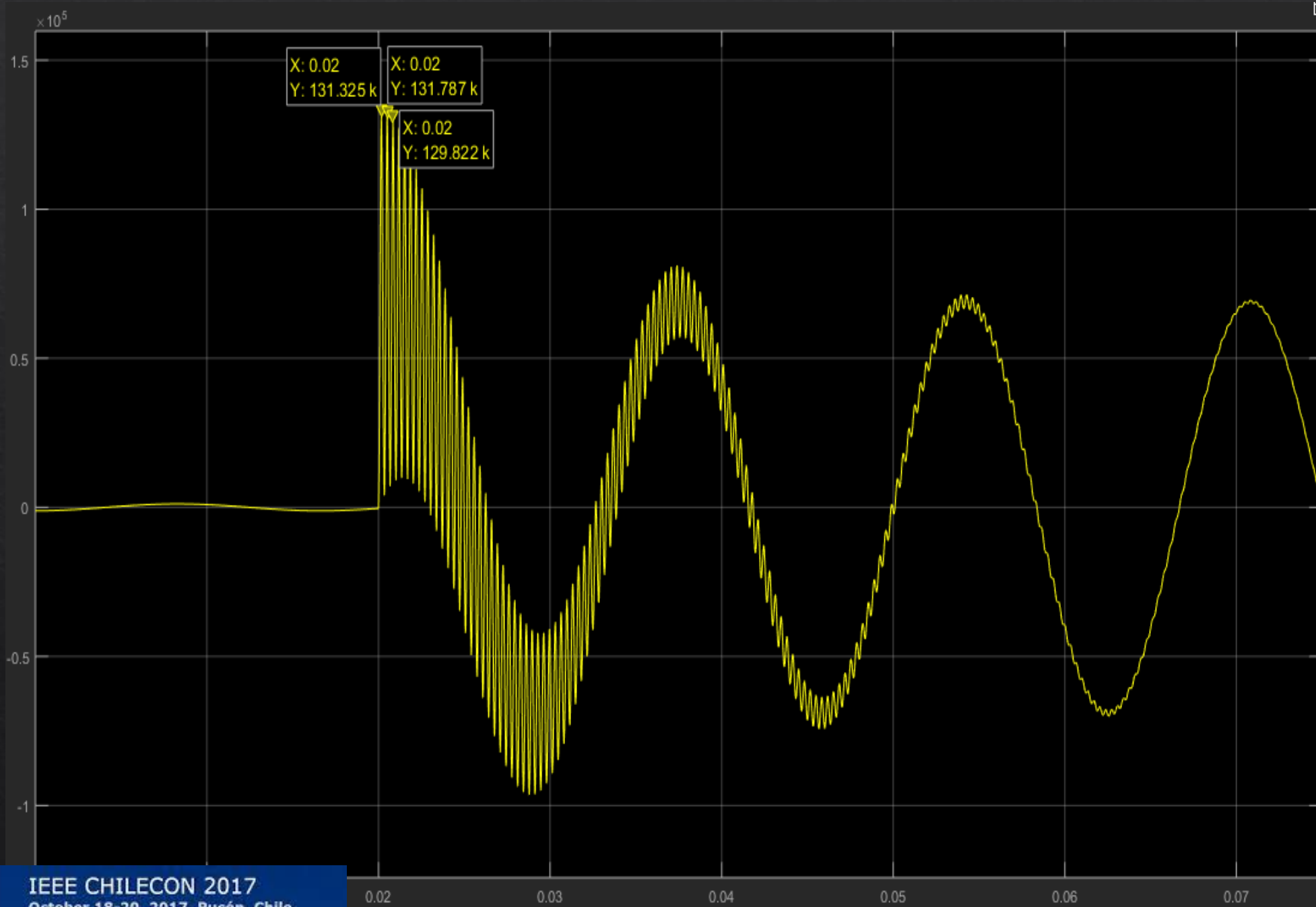
Peak Finder

Settings

Peaks

Value	Time
27.370 k	0.020
125.884	0.020
124.446	0.020





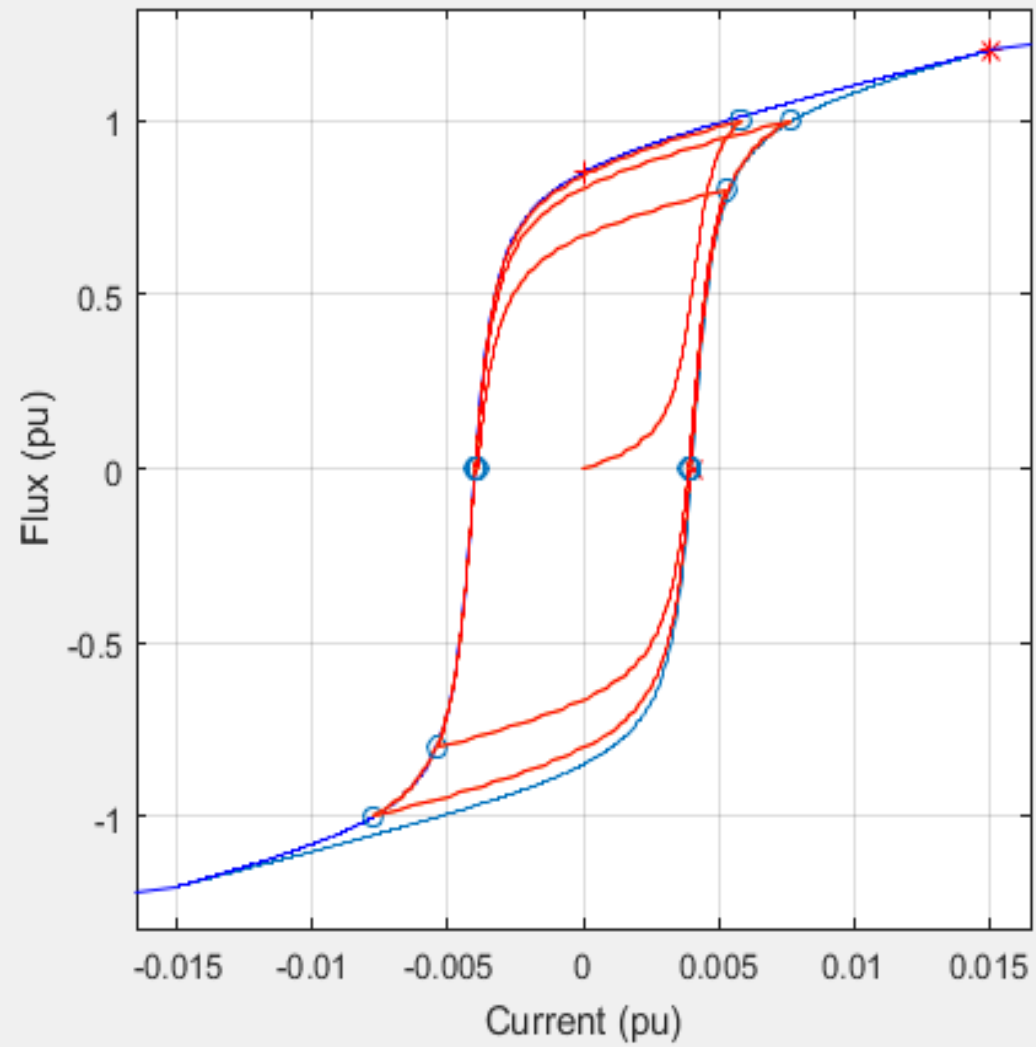
$$R = 122,9471 [\Omega]$$

Ubicación	Medición [ $\Omega$ ]	Problema
Loma Grande	35	Tensor suelto.
Loma Grande	117,4	Conexión floja del chicote de puesta a tierra. No se respeta la franja de seguridad.
Loma el Calvario de Brazales	49,6	Templador suelto del tensor. Aislador de suspensión roto.
Calle 10 de Agosto	22,4	Templador suelto del tensor. Aislador de suspensión roto.
Tras del Mercado Mayorista	15,53	Conector sulfatado.
Laygua de Santo Domingo	101,2	Conector sulfatado.
Laygua de Santo Domingo	190,1	Conector sulfatado.

$$R_T = 75,89 [\Omega]$$



Hysteresis curve of file:hysteresis.mat

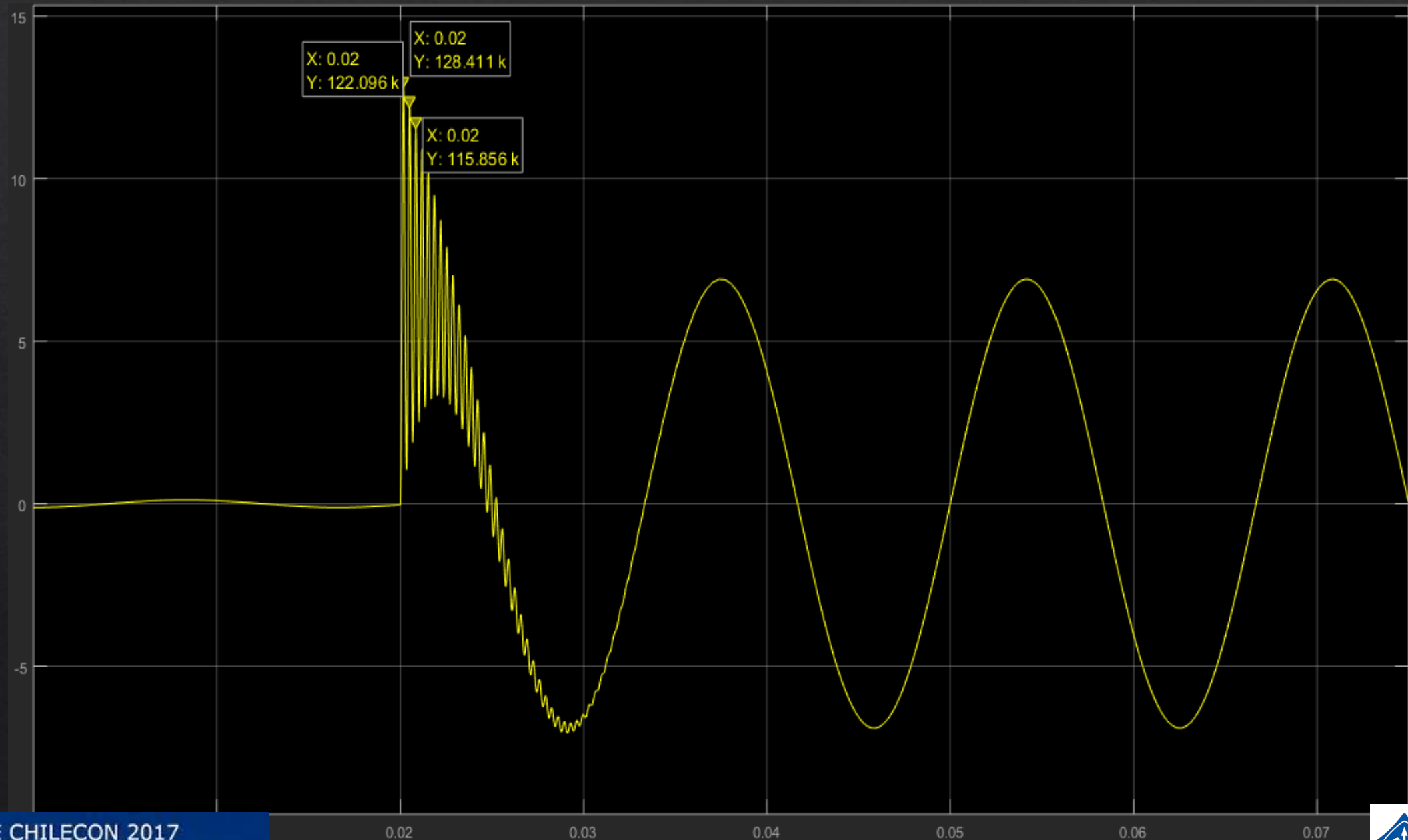


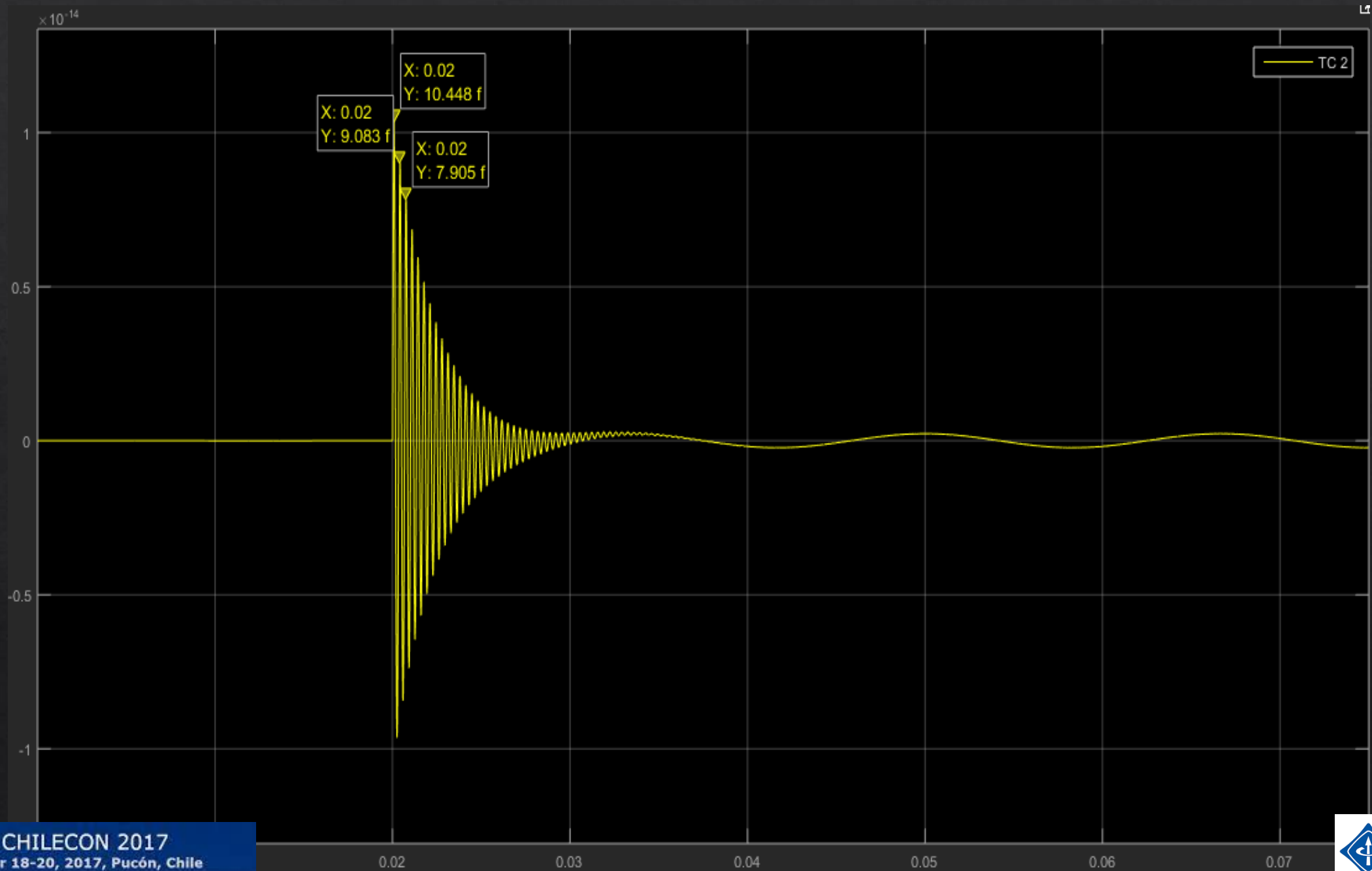
Zoom around hysteresis

Update diagram

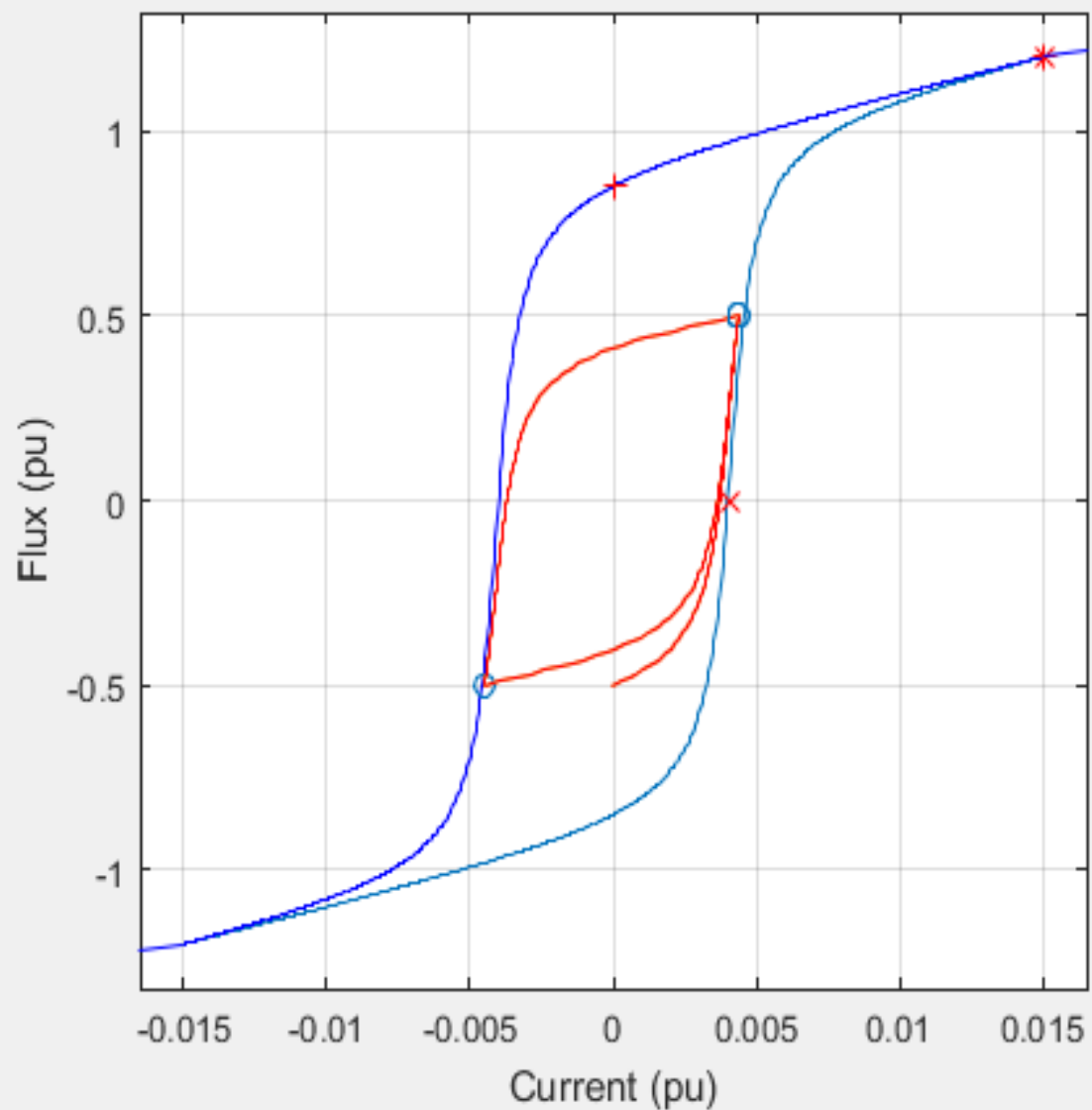
Help

# PROPUESTA





Hysteresis curve of file:hysteresis.mat



Como se ha podido observar en los puntos anteriores al aplicar la descarga atmosférica en la línea de subtransmisión se ha obtenido, que, la misma se disipa en 0,07 [seg] lo cual dice, que el sistema de puesta a tierra es el más influyente en este caso, ya que, si el sistema de puesta a tierra se encuentra dentro de las condiciones normalizadas las sobrecorrientes y los sobrevoltajes se disiparan en menor tiempo y no involucraran a la actuación de las protecciones lo que permitirá contar con un servicio ininterrumpido y así mejorar los factores de calidad técnica.

Para concluir, si se aplica un mantenimiento correctivo en las diferentes puestas de tierra de la línea de subtransmisión y se reduce la resistencia de las mismas a 10 [ $\Omega$ ] se obtiene un mejor resultado en la disipación de los sobrevoltajes y las sobrecorrientes, dejando un tiempo de 0,01 [seg], lo que se asegura un manejo mas estable en la calibración de las protecciones para evitar desconexiones accidentales y sobre todo una reducción en los factores de calidad.



# CONCLUSIONES

- Se realizó un estudio de los esquemas de conexión de los sistemas de puesta a tierra en la línea de subtransmisión San Rafael-Mulalo, mediante una investigación de campo se aprecia que posee un promedio de  $75,89 [\Omega]$ , los mismos que se encuentran fuera de un rango normalizado el cual es de  $10 [\Omega]$ , así como también, los índices de calidad FMIK y TTIK se encuentran en 7,3 y 5,2 respectivamente.
- El análisis del comportamiento bajo las condiciones actuales del sistema frente a una descarga atmosférica permite un impulso de rayo de  $27,37 [kA]$ , dando como resultado un tiempo de estabilización de  $0,07 [seg]$ . Con estas consideraciones actuales del sistema de puesta a tierra existe una actuación de protecciones fuera de tiempo.

- El análisis del comportamiento de acuerdo a la curva de histéresis se observa que el sistema actual se encuentra en los límites de frontera permitiendo actuaciones de elementos de manera errónea. Con este análisis se determina que el tiempo real al cual las protecciones están sincronizadas es de  $0,02 [seg]$ , mediante la simulación realizada se obtiene que el tiempo que se demora la falla es de  $0,07 [seg]$ , teniendo como resultado que las sobrecorrientes no disipan por el sistema de puesta a tierra.
- Tomando en consideración un sistema de puesta a tierra de  $10 [\Omega]$ , el pico de corriente  $1,0448 [kA]$ , se permite una disipación en  $0,015 [seg]$  lo que permite definir que si existe una influencia en la estabilización del sistema. Con esta consideración se establece que se pueden mejorar los índices de calidad FMIK y TTIK regulados por el CONELEC.

GRACIAS