

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DE TIEMPOS DE RECIERRES  
TRIPOLARES EN LÍNEAS DE 138 kV Y 46 kV DE LA EMPRESA  
ELÉCTRICA QUITO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**LUIS ANDRÉS PEREIRA HERRERA**

**[luis.pereira@epn.edu.ec](mailto:luis.pereira@epn.edu.ec)**

**DIRECTOR: Dr. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI**

**[fabian.perez@epn.edu.ec](mailto:fabian.perez@epn.edu.ec)**

**Quito, Junio 2017**

## DECLARACIÓN

Yo Luis Andrés Pereira Herrera, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

**Luis Andrés Pereira Herrera**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Andrés Pereira Herrera, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Fabián Ernesto Pérez Yauli**

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero enunciar de una manera muy especial mis más sinceros agradecimientos a quienes formaron parte de mi vida estudiantil y a quienes ayudaron a mi formación académica dentro y fuera de la Escuela Politécnica Nacional.

En primer lugar, al doctor Fabián Pérez, director de tesis, por su dedicación, tiempo y apoyo durante mis últimos semestres en la institución, y además saberme guiar de una manera adecuada para la culminación de la tesis.

Asimismo, agradezco a los ingenieros de la Empresa Eléctrica Quito S.A., especialmente a los ingenieros Freddy Rivera, Raúl Llumiquinga, Jorge Vasco y a todos quienes forman parte del Departamento de Sistemas y Potencia por brindarme su sincera amistad y apoyo.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus docentes que formaron parte de mi vida como estudiante universitario, a quienes impartieron adecuadamente sus conocimientos y supieron ser más que profesores buenas personas.

Y por último agradecer a todos mis amigos que estuvieron siempre apoyándome y dándome su apoyo incondicional, por todas las experiencias que hemos vivido, por las anécdotas y recuerdos que guardare por siempre en mi corazón y que de una u otra manera han sabido guiar mi vida para ser mejor como estudiante, amigo, hermano, hijo y ser humano, porque de todo lo bueno y lo malo se aprende.

Muchas gracias de todo corazón a quienes formaron parte de mi proceso de formación académica para conseguir esta meta.

## **DEDICATORIA**

A Dios, por haberme bendecido con mis padres Arteman y Rocío que hicieron que esto fuera posible, ya que gracias a su esfuerzo y apoyo logre culminar mi carrera universitaria, también se lo dedico a mis hermanas Marisabel, Verónica y a mi hermano Jonathan, quienes supieron apoyarme y guiarme cuando más necesité, los mismos que de alguna u otra manera siempre estuvieron allí a pesar de las adversidades que pudimos haber pasado, estuvimos siempre juntos. Se lo dedico a mi familia, porque gracias a ellos a sus consejos y virtudes me he convertido en la persona que soy. A Gabriela, quien estuvo pendiente de mí en estos dos últimos años, y a pesar de no poder estar aquí, esto también te lo dedico a ti, gracias por todo.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN .....	XII
PRESENTACIÓN .....	XIII
CAPÍTULO 1 .....	1
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	1
1.3. OBJETIVOS .....	2
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.4. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.5. ALCANCE .....	4
CAPÍTULO 2 .....	5
RECIERRES TRIPOLARES .....	5
2.1. INTRODUCCIÓN .....	5
2.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	7
2.3. APLICACIÓN DE LOS RECIERRES.....	8
2.3.1. TIEMPO MUERTO DEL INTERRUPTOR.....	9
2.3.2. TIEMPO MUERTO DEL RELÉ .....	10
2.4. DEFINICIONES GENERALES.....	11

2.4.1.	INSTANTE DE FALLA .....	11
2.4.2.	TIEMPO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN .....	11
2.4.3.	TIEMPO DE ARCO.....	12
2.4.4.	TIEMPO DE OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR.....	12
2.4.5.	TIEMPO DE DESIONIZACIÓN DEL ARCO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	12
2.4.6.	TIEMPO DE DISTURBIO DEL SISTEMA.....	13
2.4.7.	AUTORECIERRE DE ALTA VELOCIDAD.....	13
2.4.8.	TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR.....	13
2.4.9.	TIEMPO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR.....	13
2.4.10.	TIEMPO DE RECIERRE DEL INTERRUPTOR .....	13
2.4.11.	TIEMPO DE RESTAURACIÓN DEL SISTEMA.....	13
2.4.12.	AUTORECIERRE CON RETARDO DE TIEMPO.....	14
2.5.	RECIERRES AUTOMÁTICOS DE ALTA VELOCIDAD.....	14
2.5.1.	CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES.....	14
2.5.2.	TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA.....	15
2.5.3.	DESIONIZACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO EN LA LÍNEA .....	17
2.5.4.	CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERRUPTORES .....	20
2.5.5.	SECUENCIA DE OPERACIÓN .....	20
2.5.6.	DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MUERTO DEL INTERRUPTOR.....	23
2.5.7.	DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RESTAURACIÓN DE LA LÍNEA	24
2.6.	CONSIDERACIONES TÉCNICAS .....	24
2.6.1.	CONSIDERACIONES DEL SISTEMA EN ESTADO DINÁMICO.....	25
2.6.2.	CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.....	26
2.6.3.	ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.....	26

2.6.4.	ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE.....	28
CAPÍTULO 3.....		29
DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....		29
3.1.	ESQUEMA / CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN LA EEQ .....	29
3.1.1	ESQUEMA DE BARRA SIMPLE .....	29
3.1.2	ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BY-PASS.....	30
3.1.3	ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO.....	31
3.1.4	ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA 32	
3.2	CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ.....	33
3.2.1	SISTEMA DE LA EEQ A 138 kV [15].....	33
3.2.2	SISTEMA DE LA EEQ A 46 kV.....	34
3.2.3	CONEXIÓN CON AUTOGENERADORES.....	37
3.3	MODELACIÓN DEL SISTEMA EN POWERFACTORY.....	37
3.3.1	POWERFACTORY .....	37
3.3.2	MÓDULOS PRINCIPALES DEL POWERFACTORY .....	37
3.3.3	SIMULACIÓN RMS .....	38
3.4	MODELACIÓN DEL SISTEMA .....	39
3.4.1	EVENTOS DE SIMULACIÓN .....	41
3.4.2	VARIABLES A ANALIZAR DENTRO DE LA RECONEXIÓN EN POWERFACTORY .....	42
3.4.3	CÁLCULO DE CONDICIONES INICIALES .....	43
3.4.4	CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA .....	44
3.4.5	INICIAR SIMULACIÓN .....	45



3.4.6	GRÁFICAS RESULTADO DE LA SIMULACIÓN .....	45
	CAPÍTULO 4 .....	47
	METODOLOGÍA PARA EFECTUAR RECIERRES TRIPOLARES .....	47
4.1	INTRODUCCIÓN .....	47
4.2	SELECCIÓN DE LÍNEAS PARA REALIZAR RECONEXIÓN.....	49
4.2.1	NIVEL DE VOLTAJE .....	49
4.2.2	TIPO DE SUBESTACIÓN.....	50
4.3	CÁLCULO DE LA DESIONIZACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO .....	51
4.4	ESPECIFICACIÓN DE INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS SELECCIONADAS.....	53
4.4.1	SELECCIONAR LA SECUENCIA DE OPERACIÓN DE INTERRUPTORES .....	53
4.5	DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MUERTO PARA 46 kV Y 138 kV .....	54
4.6	CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA.....	56
4.7	CREACIÓN DE EVENTOS DE SIMULACIÓN .....	56
4.8	DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE REESTABLECIMIENTO .....	59
4.9	VERIFICACIÓN DE VARIABLES.....	59
	CAPÍTULO 5 .....	60
	APLICACIÓN, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	60
5.1	APLICACIÓN DE LA RECONEXIÓN .....	60
5.1.1	CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN .....	60
5.2.	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS RADIALES DE 46 kV .....	65
5.2.1	LÍNEA SUR – CHIMBACALLE 46 kV (CASO 1).....	66
5.2.1.1	Análisis de voltaje.....	68

5.2.1.2	Análisis de frecuencia.....	70
5.2.1.3	Análisis de ángulo .....	71
5.2.1.4	Análisis de potencia activa y reactiva .....	72
5.3.	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS EN ANILLO DE 46 kV .....	75
5.3.1	CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA SANTA ROSA – EPICLACHIMA 46 kV (CASO 2).....	75
5.3.1.1.	Análisis de voltaje.....	77
5.3.1.2.	Análisis de frecuencia.....	80
5.3.1.3.	Análisis de ángulo .....	81
5.3.1.4.	Análisis de potencia activa y reactiva .....	83
5.4.	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS RADIALES DE 138 kV .....	85
5.4.1	LÍNEA POMASQUI – CRISTIANÍA 138 kV (CASO 3) .....	85
5.4.1.1.	Análisis de voltaje.....	87
5.4.1.2.	Análisis de frecuencia.....	90
5.4.1.3.	Análisis de ángulo .....	91
5.4.1.4.	Análisis de potencia activa y reactiva .....	92
5.5.	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS DEL ANILLO DE 138 kV .....	95
5.5.1	LÍNEA CONOCOTO – VICENTINA 138 kV (CASO 4).....	95
5.5.1.1.	Análisis de voltaje.....	97
5.5.1.2.	Análisis de frecuencia.....	99
5.5.1.3.	Análisis de ángulo .....	101
5.5.1.4.	Análisis de potencia activa y reactiva .....	102
5.6.	RESULTADO DE TIEMPOS DE RECONEXIÓN DE LAS LÍNEAS DE 46 kV y 138 kV DE LA EEQ .....	104
	CAPÍTULO 6 .....	114

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	114
6.1. CONCLUSIONES.....	114
6.2. RECOMENDACIONES .....	115
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
ANEXOS .....	119
ANEXO N°1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR DESCONEXIONES .....	120
ANEXO N°2 RED COMPLETA DE LA EEQ MODELADA EN POWERFACTORY .....	124
ANEXO N°3 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES .....	126
Líneas radiales de 46 kV .....	126
Líneas en anillo de 46 kV.....	186
Líneas radiales de 138 kV .....	246
Líneas en anillo de 138 kV.....	262
ANEXO N°4 .....	322
DIAGRAMA UNIFILAR EMPRESA ELÉCTRICA QUITO .....	322

## RESUMEN

El presente estudio se realizó con el objetivo de aplicar una metodología adecuada que permita determinar cuáles son los tiempos de operación de los interruptores tripolares, para realizar recierres automáticos de alta velocidad en líneas radiales y en anillo en los niveles de 46 kV y de 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), con el fin de mantener la continuidad de servicio con niveles aceptables de calidad luego de haber ocurrido una falla transitoria.

Para ello, se realizó un análisis sobre el sistema eléctrico de la EEQ haciendo énfasis en los niveles de voltaje antes mencionados, para poder determinar qué líneas han sido afectadas debido a fallas transitorias (descargas atmosféricas), ya sean líneas radiales o en anillo que son importantes dentro del sistema eléctrico, en las cuales sea posible realizar una reconexión.

Analizando las características de los interruptores asociados a las líneas donde se realizó el estudio, se considera tanto la secuencia de operación del interruptor dado en el dato de placa como el tiempo establecido entre la apertura y el cierre de los contactos del interruptor luego de ocurrir una falla, que conjuntamente con el tiempo de desionización del arco para ambos niveles de voltaje, permite determinar el tiempo de recierre tripolar de las líneas antes mencionadas.

Para esto, se modeló el sistema eléctrico de la EEQ en el programa PowerFactory, adecuándolo de manera apropiada para que éste permita realizar eventos de simulación de fallas transitorias y poder ver el comportamiento del sistema en demanda mínima, media y máxima; verificando las señales de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia en las barras.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos de las simulaciones se establecieron los tiempos adecuados de reconexión en las líneas de 46 kV y de 138 kV de la EEQ que aseguran la continuidad y calidad de servicio eléctrico.

## PRESENTACIÓN

En este estudio técnico se establece la determinación de tiempos de recierre automático en líneas de 46 kV y 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), realizando simulaciones en el programa PowerFactory. Además, se establece la mejor alternativa para el tiempo de reconexión tripolar en los niveles de voltaje mencionados, con el objetivo de mantener la continuidad y calidad de servicio eléctrico.

Este trabajo de titulación está dividido de la siguiente manera:

En el primer capítulo se realiza una breve introducción, el cual está conformado por el planteamiento del problema, seguida del objetivo general y los objetivos específicos, la justificación del trabajo y el alcance.

En el segundo capítulo se detalla el marco teórico referente a recierres tripolares, una breve reseña histórica, la terminología utilizada seguida de sus definiciones y cuáles son los criterios que se deben tener en cuenta para considerar un recierre tripolar.

En el tercer capítulo se realiza una descripción y modelación del sistema eléctrico de la EEQ en el programa computacional PowerFactory, considerando las líneas radiales y en anillo para los niveles de 46 kV y 138 kV.

En el cuarto capítulo se establece una metodología práctica, aplicable al sistema eléctrico de subtransmisión de la EEQ, que permite implementar recierres tripolares.

En el quinto capítulo se aplica la metodología seleccionada y se analizan las señales de voltaje, ángulo, frecuencia en las barras y potencia en las líneas; y en base a esto se plantean los tiempos estimados de reconexión para cada una de las líneas a los niveles de voltaje establecidos.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron al finalizar el estudio técnico, seguido de las referencias bibliográficas y los

anexos de las simulaciones e imágenes de datos utilizados para la realización y culminación del trabajo.

# CAPÍTULO 1

## 1.1. INTRODUCCIÓN

Todos los elementos que forman parte del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), tienen como objetivo suministrar energía eléctrica de buena calidad a bajo costo a los usuarios dentro del área de concesión de la EEQ, es por esta razón, que mantener la continuidad del servicio eléctrico es trascendental.

En este capítulo se describe en primer lugar, la problemática existente en líneas de subtransmisión de 46 kV y 138 kV de la EEQ. Seguido por el objetivo principal y los objetivos específicos del presente estudio, la justificación y el alcance del mismo.

## 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La EEQ cuenta con líneas de 138 kV y 46 kV a nivel de subtransmisión, líneas que son de gran importancia para el sistema de distribución, y que se han visto involucradas en fallas de tipo permanente y transitorio, éstas últimas en su gran mayoría debido a descargas atmosféricas directas o indirectas a causa de las condiciones climatológicas adversas que se han presentado.

Estas fallas transitorias ocasionan la apertura de una sola línea en caso de ser un esquema en anillo o puede causar la desenergización de varias líneas si se considera un esquema radial. Estas partes de la red afectadas, son protegidas mediante la actuación del sistema de protecciones con el fin de evitar daño, manteniendo la integridad tanto en las personas como en los equipos.

Al ocurrir una falla, las protecciones ordenan la apertura de los interruptores en ambos extremos de la línea, con el fin de extinguir la corriente de falla. Esto conlleva a la desenergización de la línea, y de ser el caso de un esquema radial al desconectarse estas líneas dejan sin suministro a los usuarios provistos de energía en esta parte de la red por tiempos relativamente largos.

### **1.3. OBJETIVOS**

#### **1.3.1. OBJETIVO GENERAL**

- Seleccionar y aplicar una metodología que permita estimar tiempos de recierre adecuados para líneas de 138 kV y 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito.

#### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar una revisión bibliográfica de los principios y características que intervienen en el recierre de una línea.
- Modelar en el programa PowerFactory la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito con las características necesarias que permitan simular eventos de fallas transitorias.
- Seleccionar una metodología adecuada que permita establecer tiempos apropiados de recierre, la cual reduzca la interrupción del servicio.
- Aplicar la metodología seleccionada en varias líneas de subtransmisión de la EEQ.

### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

La Empresa Eléctrica Quito al ser la única empresa encargada de la distribución de energía en la ciudad de Quito, tiene la responsabilidad de mantener la continuidad del servicio con niveles aceptables de calidad. Además, considerando que en su mayoría las interrupciones que se han dado en el sistema de subtransmisión a 138 kV y 46 kV han sido en mayor porcentaje debido a fallas transitorias, las cuales desaparecen al transcurrir intervalos cortos de tiempo, la continuidad del servicio se podría mantener en niveles aceptables al efectuar recierres tripolares en las líneas.

Datos estadísticos establecen que las fallas más frecuentes son fallas monofásicas de tipo transitorio, las cuales están entre un 80-90% de entre todos los tipos de falla que pueden producirse en el sistema eléctrico, a éstas le siguen las fallas bifásicas y trifásicas las cuales están entre un 10-20% siendo éstas de tipo semipermanente y



permanente. De las mencionadas anteriormente las que se consideraron para el presente estudio son las fallas transitorias monofásicas, fallas que pueden ser despejadas y extinguidas en su totalidad al realizarse la apertura de los interruptores asociados a la línea fallada, y que al energizarla luego de cierto tiempo permite que el sistema vuelva a condiciones normales de operación [1].

La Tabla 1.1 muestra datos estadísticos del tiempo de desconexión en horas, del sistema eléctrico de la EEQ en los últimos ocho años, y resultado de esto la Tabla 1.2 indica la energía no suministrada a los usuarios dentro del área de concesión, debido a inconvenientes de protección, supervisión, mantenimiento, además de problemas externos e internos a la Empresa Eléctrica Quito.

Tabla 1.1 Tiempo de desconexión en horas del sistema eléctrico de la EEQ [2]

Año	Tiempo de desconexión [h]								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
<b>Protección</b>	41.79	10.80	6.56	5.05	18.35	5.71	6.21	4.52	98.99
<b>Mantenimiento</b>	64.91	26.38	21.67	52.25	23.68	40.84	14.91	21.04	265.68
<b>Propio EEQ</b>	355.84	136.63	133.65	200.77	110.87	139.74	118.33	41.49	1237.32

Tabla 1.2 Energía no suministrada debido a inconvenientes ocurridos en el sistema eléctrico de la EEQ [2]

Año	Energía no suministrada [%]								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
<b>Protección</b>	15.72	70.08	14.90	2.59	12.41	5.64	3.09	1.36	
<b>Mantenimiento</b>	3.00	14.87	8.41	29.31	14.58	23.45	7.92	17.17	
<b>Propio de la EEQ</b>	43.86	3.92	72.26	45.68	55.19	68.56	64.59	27.15	
<b>Externo a la EEQ</b>	37.42	5.87	4.43	22.39	17.82	2.29	22.50	53.21	
<b>Supervisión</b>	0.00	5.26	0.00	0.03	0.00	0.06	1.90	1.11	
<b>Total</b>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

De las causas que provocan la desconexión de elementos del sistema eléctrico de la EEQ, en el presente trabajo de titulación, se consideró las descargas atmosféricas que dan origen a fallas transitorias, siendo éstas en su mayoría la causa del mayor tiempo de desconexión, y consecuencia de ello el mayor porcentaje de energía no

suministrada. Las Tablas 1.1 y 1.2 fueron realizadas en base a los datos del Anexo 1 [2].

Debido a esto es necesario realizar un estudio técnico para calcular los tiempos de reconexión en las líneas de 46 kV y 138 kV de la EEQ, el cual permita reducir el tiempo de desconexión de las líneas de transmisión y subtransmisión originado por descargas atmosféricas (fallas transitorias monofásicas), que según las estadísticas tienen una probabilidad de ocurrencia del 83%, al ser más frecuentes han afectado en su mayoría la continuidad de servicio eléctrico.

### **1.5. ALCANCE**

El alcance de este estudio técnico, es el análisis y determinación de tiempos de recierres tripolares en líneas de 138 kV y 46 kV de la EEQ, considerando líneas específicas del sistema de subtransmisión para las demandas mínima (03:00), media (12:00) y máxima (19:00), llegando a estandarizar los tiempos de reconexión para cada tipo de línea dependiendo del nivel de voltaje (138 kV y 46 kV).

Se detallan aspectos referentes a recierres tripolares, así como sus características, definiciones, y cuáles son los factores que hay que tener en cuenta para realizar una reconexión.

Además, se desarrollan eventos de simulación en el programa PowerFactory, para analizar el comportamiento del sistema, al realizar el recierre tripolar luego de haber ocurrido una falla transitoria monofásica, falla que haya sido detectada por la protección de distancia (21 de acuerdo al código establecido por el Instituto Americano de Estándares Nacionales ANSI [3]) entre el 0% y 85% de la longitud total de la línea, o por la protección instantánea de sobrecorriente (50 de acuerdo al código ANSI [3]).

## CAPÍTULO 2

### RECIERRES TRIPOLARES

#### 2.1. INTRODUCCIÓN

En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) el estado de operación es variable, sea que esté dado por el cambio de demanda o por disturbios, los cuales originan perturbaciones de sobrecorrientes y/o sobrevoltajes. Estos fenómenos han sido clasificados en cuatro categorías, dependiendo de la rapidez o el tiempo de duración los cuales están representados en la Figura 2.1 [4].

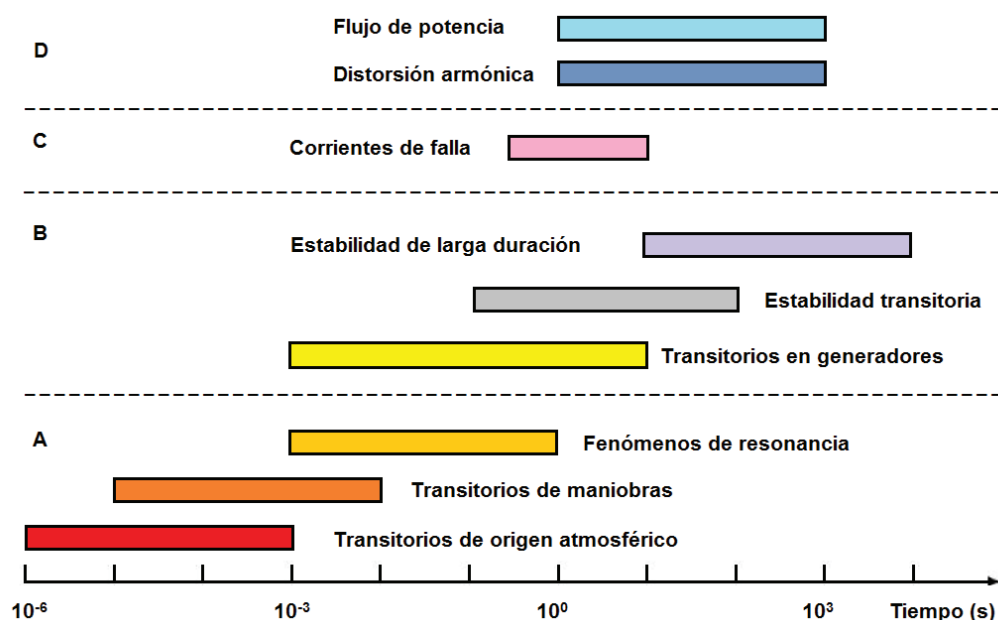


Figura 2.1 Transitorios en los sistemas de potencia [4]

Clase A: **Transitorios** Ultrarrápidos

Clase B: **Transitorios** Rápidos o Dinámicos

Clase C: **Transitorios** Moderados o de Estado Cuasi-estacionario

Clase D: **Transitorios** lentos o de estado Estacionario

Estos fenómenos, al ser de naturaleza transitoria, desaparecen luego de transcurrir un intervalo corto de tiempo [4].

Durante el proceso de desenergizar una línea y aislarla de la red momentáneamente, con el objetivo de extinguir una falla, se da la aparición de un arco eléctrico entre los contactos de él o los interruptores que desconectan la línea, arco que debe ser extinguido antes de proceder a realizar un recierre exitoso [4].

Estudios realizados y experiencias de implementación de reconexión en líneas, muestran que alrededor del 80% de las fallas son eliminadas tras el primer intento de recierre, el 10% en un segundo intento, un 3% en el tercero, y el 7% restante están dentro del tipo de fallas permanentes, en donde la falla no se extingue y se bloquea la función de reconexión (79) en el relé asociado a la operación de los interruptores. La Tabla 2.1 resume la tasa de éxito de reconexión [5].

Tabla 2.1 Tasas de éxito para eventos sucesivos de reconexión [5]

<b>Intento</b>	<b>Tasa de Éxito</b>
<b>1</b>	<b>90%</b>
<b>2</b>	<b>4%</b>
<b>3</b>	<b>1%</b>

El estudio de recierres automáticos en sistemas de potencia, involucra la maniobra de él o de los interruptores de potencia asociados a una línea, dependiendo de si la topología de la línea es radial o en anillo respectivamente. La acción que realizan los disyuntores debido a la operación de las protecciones al producirse una falla, es la apertura de sus contactos, los cuales desconectan la línea. A partir del instante en que se da la desconexión de la línea, se establece un tiempo, el cual, una vez que la falla se haya extinguido por completo, permite realizar la reconexión de la línea, a esta secuencia de acontecimientos se le conoce como reconexión automática.

El análisis del tiempo de reconexión en líneas de transmisión o de subtransmisión está ligado al tipo de recierre que se vaya a implementar, el mismo que depende del tipo

de interruptores que estén asociados a la línea, éstos pueden ser interruptores monopolares o tripolares, por esta razón se debe conocer el tipo de interruptores que se dispone en los patios de las subestaciones involucradas.

Este estudio está enfocado netamente a recierres tripolares debido a que la Empresa Eléctrica Quito cuenta con disyuntores tripolares a nivel de subtransmisión. En el presente capítulo se detallan conceptos relacionados con recierres tripolares, una breve reseña histórica, definiciones, características, además de cuáles son los factores que intervienen y las consideraciones que hay que tener en cuenta antes de realizar una reconexión.

## **2.2. RESEÑA HISTÓRICA**

En 1984 el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos o IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), emitió un documento elaborado por el Comité de Protecciones de los Sistemas de Potencia conocido por sus siglas en inglés PSRC (Power Systems Relaying Commitee), en el cual indica que la primera reconexión automática fue implementada en el año 1900 en redes de distribución, específicamente en alimentadores primarios protegidos por relés instantáneos y fusibles. Estos esquemas reconectaron el circuito por completo luego de haber realizado dos o tres intentos de reconexión, en donde se establecieron tasas de éxito entre el 73% y 88% en los primeros intentos, esto para circuitos de conexión radial y en anillo considerados en niveles de distribución hasta de 154 kV [6].

En el año 1930 se da el desarrollo de los disyuntores con características de recierres de alta velocidad, con el objetivo de mejorar la estabilidad en el sistema. El 1935 el Sistema Eléctrico Estadounidense (American Gas & Electric) realizó el primer recierre de alta velocidad. Este recierre se realizó considerando un tiempo prudente para que se produzca la desionización del arco, cerrando primero un extremo de la línea y el segundo extremo se cerró con un retardo de tiempo con el fin de garantizar el ciclo correcto de operación de la reconexión [6].

La razón principal de implementar recierres automáticos es principalmente mantener la estabilidad del sistema, esto en los niveles de transmisión o de extra alto voltaje, mientras que, al realizar la reconexión en la parte de distribución, lo que se quiere garantizar es la continuidad del servicio con niveles de calidad aceptables para los usuarios [6].

La siguiente lista muestra cuales son las razones por las cuales se debe usar recierres automáticos. A ésta se le pueden agregar más razones dependiendo del tipo de análisis o criterio utilizado [6].

1. Mantener la continuidad del servicio con niveles aceptables de calidad.
2. Minimizar la interrupción de suministro de energía a los usuarios.
3. Mantener la estabilidad y sincronismo del sistema mediante recierres automáticos de alta velocidad en líneas de transmisión/subtransmisión aéreas.
4. Devolver la capacidad al sistema con criterios de interrupción mínima, garantizando un nivel alto de confiabilidad.
5. Restaurar las interconexiones de sistemas críticos.
6. Reestablecer el suministro a cargas críticas.
7. Reducir el impacto en los equipos, disminuyendo el tiempo al que son sometidos durante una falla.
8. Mantener constante el funcionamiento de los equipos (equipos desconectados el menor tiempo posible).
9. Evitar tiempos largos de reenergización por parte de los centros de control.
10. Reducir la intervención del personal en la restauración del sistema.

Por estas razones, se debe considerar varios aspectos importantes y saber cuáles son las consideraciones que se deben tener en cuenta previos a un recierre.

### **2.3. APLICACIÓN DE LOS RECIERRES**

La reconexión en líneas de transmisión, subtransmisión o distribución viene dada por ciertos factores, los cuales van a variar dependiendo principalmente del nivel de

voltaje, de los equipos en patio (interruptores) y de la configuración del sistema [1].  
Estos factores son:

- La elección del tiempo muerto.
- La elección del tiempo de reposición.
- Definir si se debe implementar uno o varios intentos de recierre.

Factores que son influenciados por:

- El tipo de protección.
- El tipo de interruptor.
- Posibles problemas de estabilidad.
- Efectos sobre los distintos tipos de carga.

Estos factores deben ser analizados y tomados en cuenta considerando el tipo y las características de los equipos, tanto de protecciones como de los interruptores tripolares. El tiempo de reposición del relé de reconexión, el tiempo muerto del interruptor y la verificación de sincronismo del sistema una vez extinguida la falla, son los más importantes al momento de realizar una reconexión, ya que de éstos depende que la reconexión sea exitosa o fallida. Ambos tiempos son definidos por la IEEE Std. C37.100-1992, los cuales se explican a continuación.

### **2.3.1. TIEMPO MUERTO DEL INTERRUPTOR**

Es el intervalo de tiempo entre la interrupción en todos los polos durante el proceso de apertura hasta el restablecimiento del circuito al realizar la reconexión. La elección de realizar un recierre de alta velocidad y una reconexión retardada influye directamente sobre el tiempo muerto [7].

También se lo define como el tiempo entre la extinción del arco y el primer restablecimiento de la corriente en los contactos del interruptor durante la operación de reconexión [8].

### 2.3.2. TIEMPO MUERTO DEL RELÉ

Se define como el tiempo entre el esquema de reconexión que inicia (mediante la activación de la función de protección) y el funcionamiento de los contactos de reenganche, que activan la bobina de cierre del interruptor [7].

Los procesos que ocurren durante un ciclo de recierre desde el instante en que se produce una falla transitoria hasta el instante de su reconexión son descritos en la Figura 2.2, mientras que la Figura 2.3 muestra el proceso desde el instante en que ocurre una falla permanente hasta que se produce el bloqueo de la función de reconexión (79 según la norma ANSI) [3], ambas figuras explican gráficamente los numerales 2.3.1 y 2.3.2.

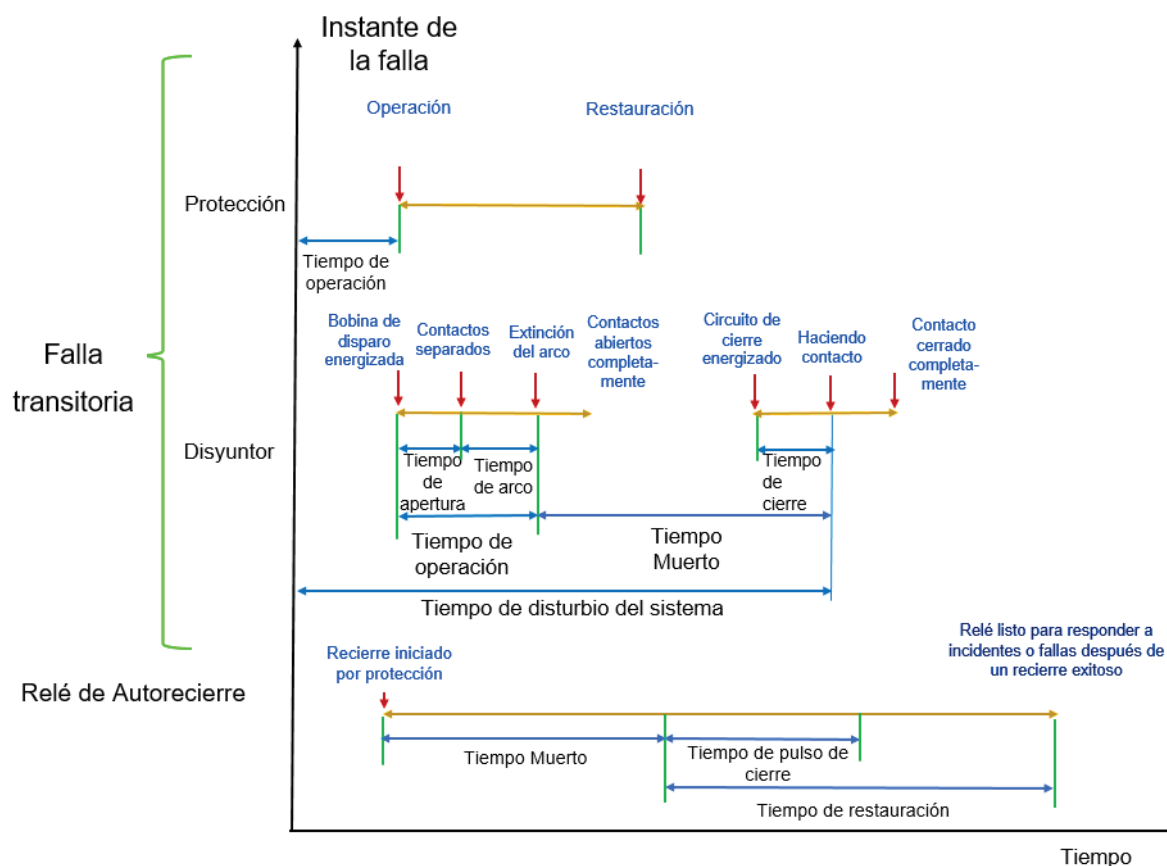


Figura 2.2 Esquema de operación de un recierre automático frente a una falla transitoria [1]



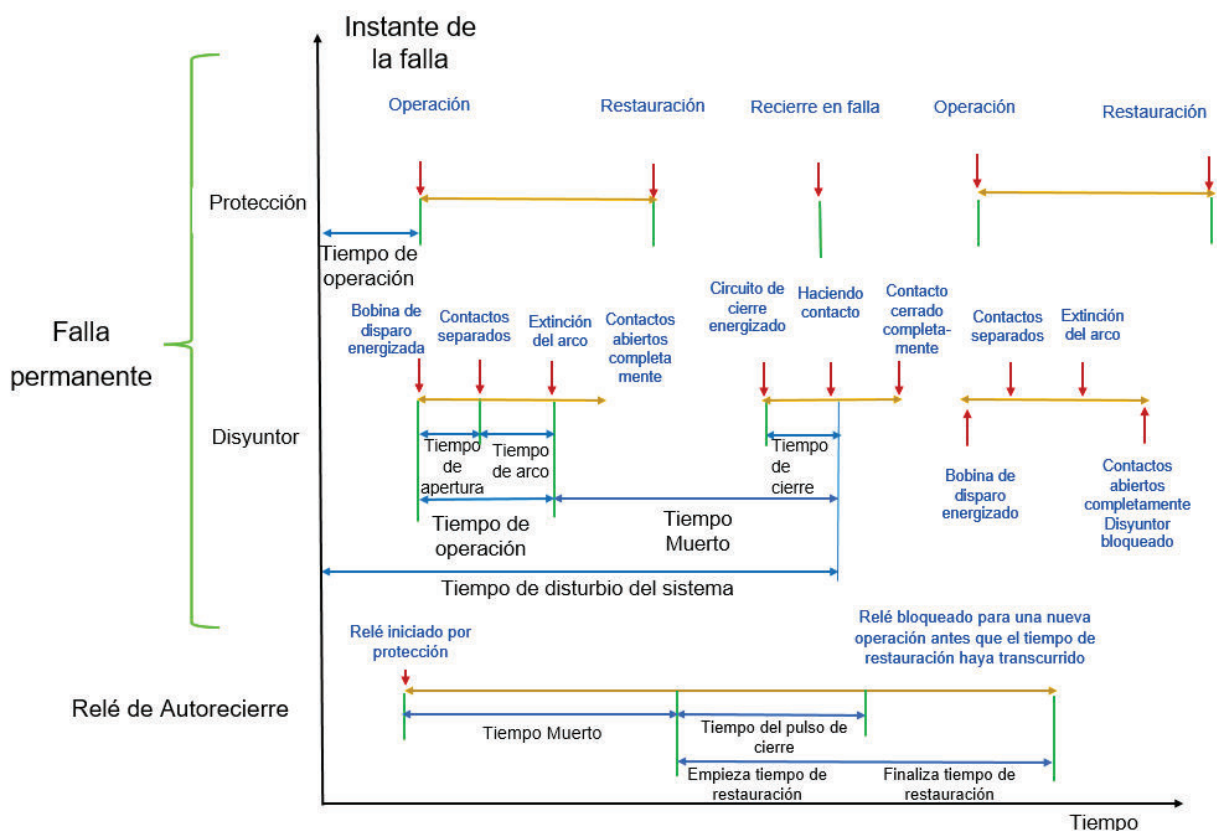


Figura 2.3 Esquema de operación de un recierre automático frente a una falla permanente [1]

## 2.4. DEFINICIONES GENERALES

Con la finalidad de poder entender algunos términos que se tratarán en los siguientes capítulos, se presenta a continuación los conceptos más importantes en el uso y la implementación de recierres, establecidos en base a las Figuras 2.2 y 2.3.

### 2.4.1. INSTANTE DE FALLA

Es el instante en el que se produce una falla o cortocircuito sobre la línea.

### 2.4.2. TIEMPO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Es el tiempo que transcurre desde el momento en que se produce la falla hasta el instante en que es detectada por el sistema de protecciones.

### 2.4.3. TIEMPO DE ARCO

Es el intervalo de tiempo entre el instante en que se inicia el arco y el instante cuando el arco se ha extinguido en todos los polos del interruptor. La Figura 2.4 muestra el ciclo, en el cual se produce el arco al producirse la apertura y cierre del interruptor [8].

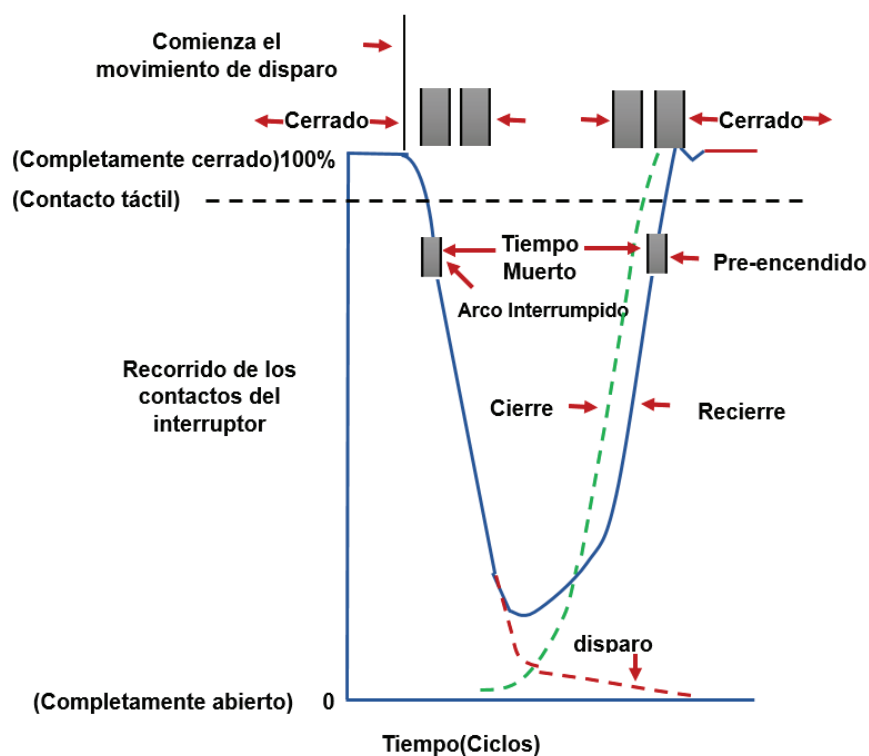


Figura 2.4 Ciclo de cierre instantáneo de un interruptor [8]

### 2.4.4. TIEMPO DE OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR

Es el tiempo desde que se energiza la bobina de disparo hasta que el arco es extinguido [8].

### 2.4.5. TIEMPO DE DESIONIZACIÓN DEL ARCO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Es el tiempo necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado después de darse la desconexión de la línea, con el fin de que no se produzca el reencendido del arco al realizar la reconexión de la línea [8].

#### **2.4.6. TIEMPO DE DISTURBIO DEL SISTEMA**

Es el tiempo entre el instante en que se produce la falla y el cierre de los contactos del interruptor al realizarse un recierre exitoso [8].

#### **2.4.7. AUTORECIERRE DE ALTA VELOCIDAD**

Es el autorecierre de un interruptor considerando un tiempo relativamente corto (menor a un segundo), durante el cual se puedan producir la separación de contactos, la extinción del arco y evitar su reencendido al restablecer el circuito [8].

#### **2.4.8. TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR**

Es el intervalo de tiempo entre la energización de la bobina de disparo y la separación total de los polos del interruptor [6].

#### **2.4.9. TIEMPO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR**

Es el intervalo de tiempo que ocurre entre la energización de la bobina de cierre del interruptor y el cierre total de los contactos al reestablecer el circuito. Este tiempo es igual a la suma del tiempo del relé incluyendo el tiempo muerto y el tiempo que le toma cerrar al interruptor [6].

#### **2.4.10. TIEMPO DE RECIERRE DEL INTERRUPTOR**

Es el intervalo de tiempo que ocurre entre la energización de la bobina de disparo del interruptor y el cierre total de los contactos al reestablecer el circuito [6].

#### **2.4.11. TIEMPO DE RESTAURACIÓN DEL SISTEMA**

Es el tiempo que le toma al sistema regresar a condiciones normales de operación, luego de uno o más intentos de reconexión [6].

#### **2.4.12. AUTORECIERRE CON RETARDO DE TIEMPO**

Es el evento de recierre de un interruptor, considerando un intervalo de tiempo en el cual el arco de falla de la línea se ha eliminado por completo, este intervalo es considerado mayor a un segundo [6].

### **2.5. RECIERRES AUTOMÁTICOS DE ALTA VELOCIDAD**

Uno de los requerimientos para la implementación de la reconexión en líneas de transmisión o de subtransmisión es conocer el tiempo de perturbación que el sistema puede soportar antes de colapsar.

En sistemas en anillo, esto no es un inconveniente ya que se tiene aportes de potencia desde varios puntos, mientras que en un sistema con topología radial se debe considerar los tiempos y los niveles mínimos y máximos de voltaje durante un evento transitorio en que el usuario no se vea afectado con la calidad del servicio y; para ambos casos considerar los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia [9].

Se debe también considerar las características de las protecciones, el tiempo de despeje de falla, la desionización del arco eléctrico, las características de los interruptores, la determinación del tiempo muerto y de restauración, así como consideraciones técnicas en cuanto a seguridad, calidad y confiabilidad [9].

#### **2.5.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES**

El sistema de protecciones asociado a un sistema eléctrico, es implementado con el fin de detectar fallas o perturbaciones, poder identificarlas y despejarlas en intervalos de tiempo pequeños, en el orden de los milisegundos (ms).

El avance de la tecnología ha permitido mejorar el desarrollo de los sistemas de protección, al dejar de usar prácticamente equipos electromecánicos por IEDs (Dispositivos electrónicos inteligentes) o relés numéricos. El desarrollo de estos equipos involucra menores tiempos de operación al envío y recepción de señales [9].

El uso de estos equipos de alta velocidad, implica que los mismos actúen en tiempos menores a los 50 ms, y conjuntamente con la rápida operación de los interruptores, puede reducir el tiempo de disturbio del sistema [9].

Un sistema de protecciones debe tener niveles adecuados de:

- Sensitividad: donde se establecen los valores que producen la mínima tendencia de operación de un relé (pick-up).
- Velocidad: siendo este el tiempo requerido para emitir la orden de disparo.
- Dependabilidad: es el grado de certeza que el sistema de protecciones operará adecuadamente frente a fallas en su zona de protección.
- Seguridad: es el grado de certeza que el sistema de protecciones no operará ante fallas que están fuera de su zona de protección.
- Selectividad: es la capacidad para diferenciar las condiciones para las cuales se requiere la operación de un relé, y aquellas para las que no debe operar u operar de forma temporizada.

Todo esto se debe tener en cuenta al momento de implementar un sistema de protecciones en un SEP [10].

### **2.5.2. TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA**

El despeje de una falla es dado por los elementos de protección, los cuales detectan una perturbación en el elemento protegido y realizan la apertura de los interruptores, con el fin de aislar al equipo y proteger los elementos asociados a éste.

El tiempo del despeje de falla es el intervalo entre la operación del relé y el tiempo que le lleva abrir sus contactos al interruptor.

En sistemas de transmisión y subtransmisión el rango normal de maniobra de los relés está entre 1 y 2 ciclos (entre 16 y 33 ms), y el rango de operación de los interruptores va desde los 2 hasta los 4 ciclos (33 a 66 ms) [9].

Durante una falla en una línea radial, el interruptor debe abrir el extremo desde donde es alimentada la línea, es decir se abre solo un extremo de la línea, esto como filosofía

de operación de la EEQ. Mientras que, al tratarse de una línea en una topología en anillo, ambos extremos de la línea deben ser abiertos en el menor tiempo posible. Esto se puede ver en las Figuras 2.5 y 2.6 respectivamente.

En la Figura 2.5, se representa un esquema de una línea radial, la cual está comprendida entre las subestaciones 1 y 2 respectivamente. Estas subestaciones son simbolizadas mediante barras, en donde la Barra 1 es la barra de alimentación que suministra energía aguas abajo, hacia la Barra 2.

La subestación 1 cuenta con un esquema de interruptor y medio, es decir que existen dos puntos de conexión de la línea en el extremo de la Barra 1, los cuales deben ser abiertos al mismo instante al producirse una falla para garantizar que la misma sea despejada.

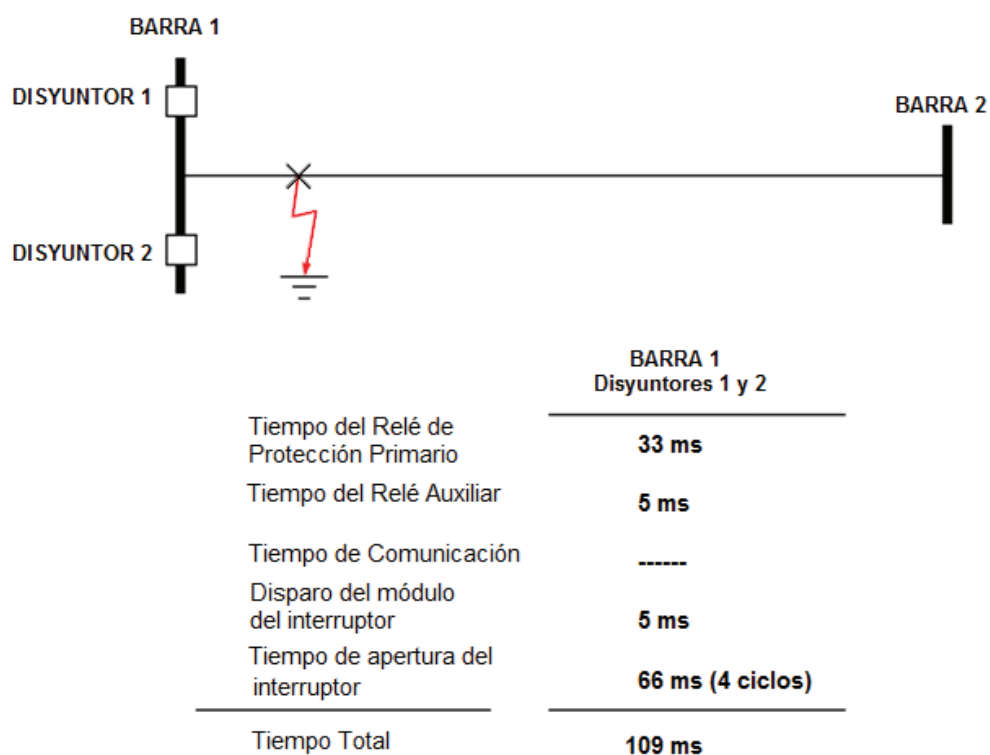


Figura 2.5 Tiempos característicos del despeje de una falla para una topología radial

La Figura 2.6 muestra una línea dentro de topología en anillo, la cual está conformado en ambos extremos por dos interruptores (1, 2 en la Barra 1 y 3, 4 en la Barra 2), los cuales en el momento de producirse una falla deben operar lo más rápido posible.

Para este estudio y, conforme a la información proporcionada en la Figura 2.5 y Figura 2.6, en ambos casos se ha considerado que el tiempo de despeje de falla (apertura de los interruptores en el programa PowerFactory) tanto para líneas radiales y en anillo sea de 110 ms.

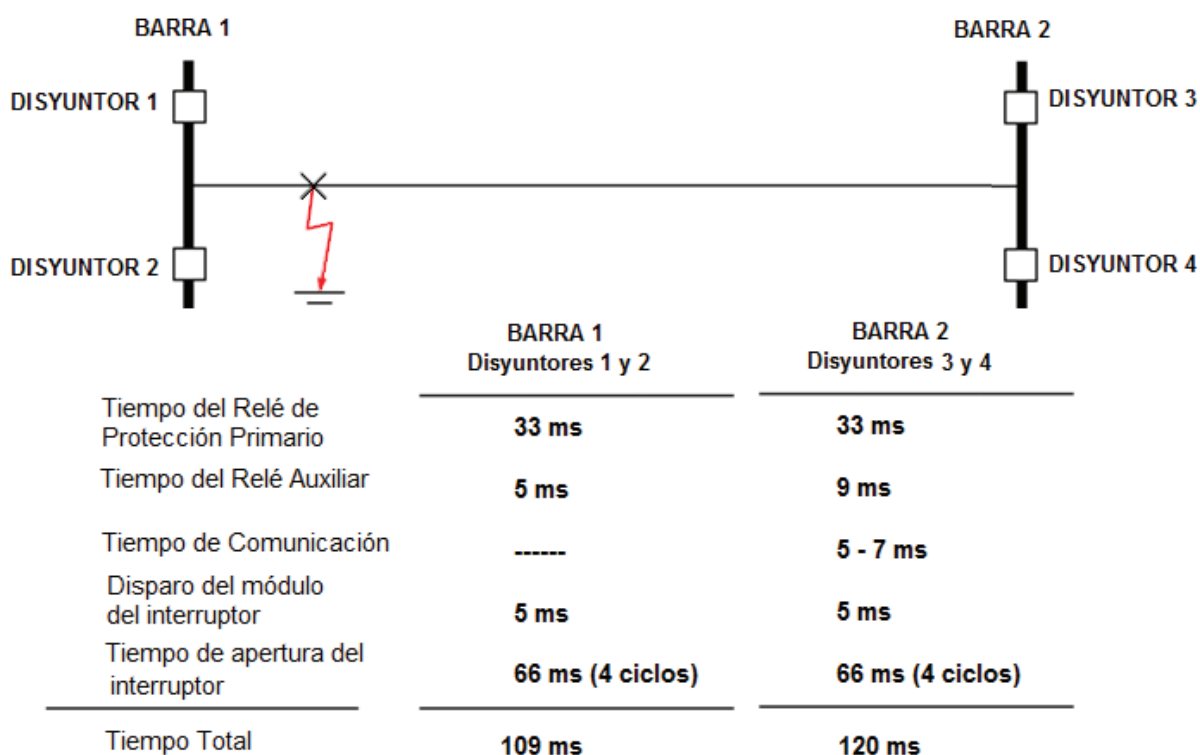


Figura 2.6 Tiempos característicos del despeje de una falla para una topología en anillo [9]

### 2.5.3. DESIONIZACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO EN LA LÍNEA

Este es uno de los factores más importantes dentro de la reconexión. Se debe esperar un tiempo prudencial que permita la completa extinción del arco sin que exista riesgo de un reencendido al reenergizar el circuito [1].

La desionización del arco eléctrico al aire libre (para líneas de doble circuito) depende de:

- El voltaje del circuito.
- Espaciamiento entre conductores.
- La magnitud de la corriente de falla.
- Duración de la falla.
- Velocidad del viento.
- Acopladores capacitivos de los conductores adyacentes.

De todos ellos, el más importante es el nivel de voltaje del circuito. Pruebas en laboratorio han determinado una ecuación, que permite estimar el tiempo de desionización del arco eléctrico dependiendo del nivel de voltaje [8].

La ecuación que se plantea para el cálculo del tiempo de desionización es [8]:

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} [\text{ciclos}] \quad (2.1)$$

Donde:

- kV es el voltaje línea - línea.

De esta manera se llega a la conclusión de que mientras mayor es el voltaje de la línea, el tiempo de desionización del arco va a ser mayor. Este tiempo puede variar levemente dependiendo de las condiciones climatológicas, si el ambiente es húmedo o existe un aumento de la corriente de arco o su duración, este tiempo aumenta. Mientras que si existe circulación de aire (viento), el tiempo de desionización disminuirá.

Además, se muestra otro método para calcular el tiempo requerido para la desionización del arco eléctrico en función del nivel de voltaje. En la Figura 2.7 están representados el tiempo muerto mínimo de desionización basado en pruebas de campo y laboratorio, asimismo, con una diferencia de 5 ciclos paralela a ésta, se



encuentra el tiempo muerto mínimo basado en experiencias de operación. Dependiendo del nivel de voltaje de las líneas, el tiempo en ciclos varía, es decir que, a mayor voltaje, el tiempo en ciclos para la desionización del arco aumenta [8].

Mediante la representación de los niveles de voltaje de 46 kV y 138 kV en la Figura 2.7, se tiene que el tiempo de desionización del arco eléctrico en las líneas de 46 kV es aproximadamente 11.9 ciclos (198 milisegundos), mientras que para líneas de 138 kV este tiempo es alrededor de 14.5 ciclos (242 milisegundos).

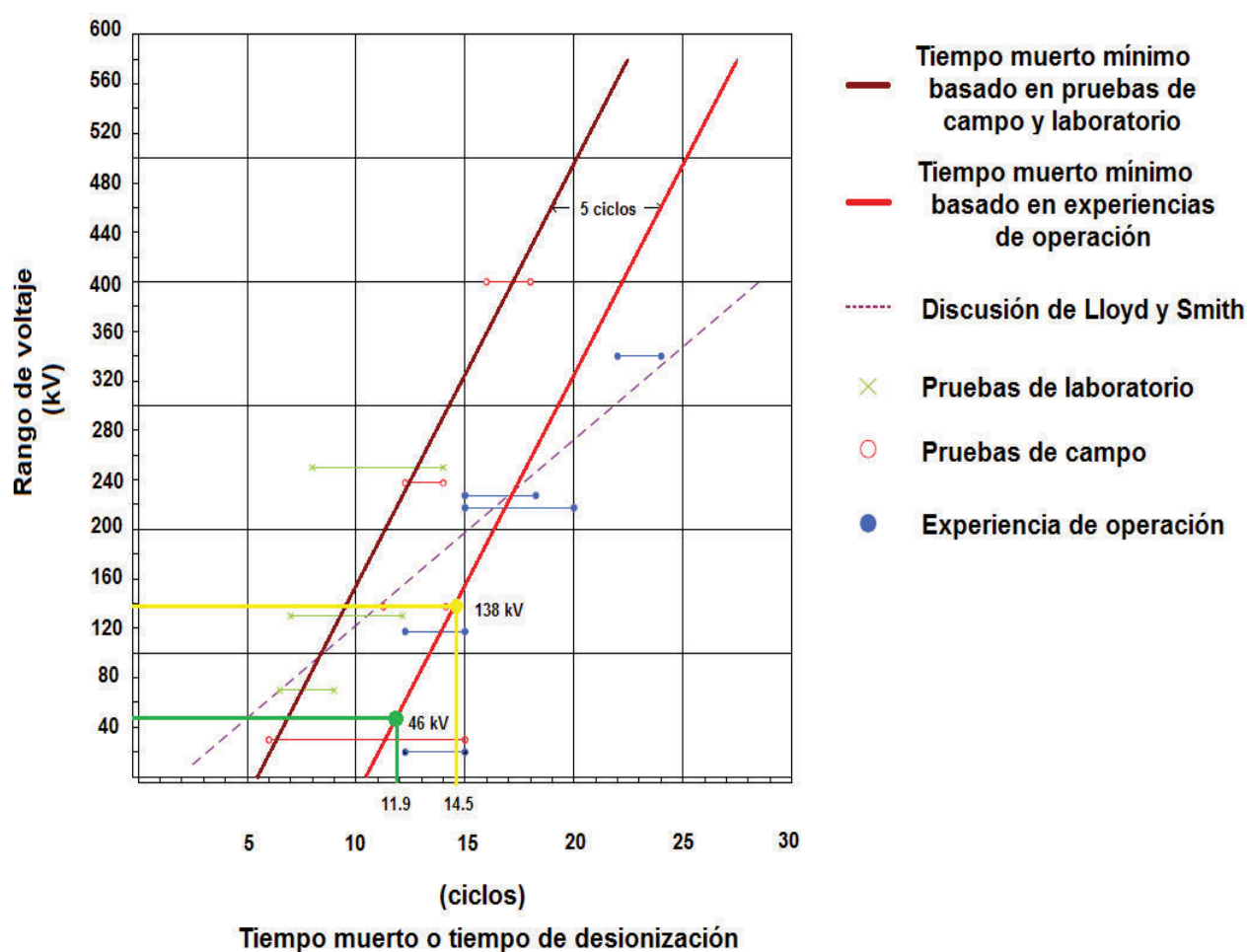


Figura 2.7 Tiempo muerto o tiempo de desionización en función del nivel de voltaje [8]

Conjuntamente con lo establecido en la Figura 2.7, en la Tabla 2.2 se hace una comparación de tiempos de desionización del arco con respecto al nivel de voltaje,

incluyendo los tiempos típicos de desionización del arco eléctrico según el manual ALSTOM para fallas trifásicas.

Tabla 2.2 Tiempos de desionización del arco eléctrico [1] [8]

kV	Manual ALSTOM		Gráfico Curvas	
	ciclos	ms	ciclos	ms
<b>46</b>	-	-	<b>11.9</b>	<b>198</b>
66	12	200	12.4	207
110	16.8	280	13.8	230
132	18	300	14.2	237
<b>138</b>	<b>19.2</b>	<b>320</b>	<b>14.5</b>	<b>242</b>
220	21	350	16.9	282
275	22.8	380	18.5	308
400	27	450	22.1	368
525	33	550	25.8	430

#### 2.5.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERRUPTORES

Los interruptores que se utilizan para realizar recierres cuentan con mecanismos de operación capaces de operar a altas velocidades y de efectuar una segunda apertura en caso de que la falla aun persista [11].

#### 2.5.5. SECUENCIA DE OPERACIÓN

La operación del interruptor debe ser electromecánica, estableciendo que la apertura del mecanismo debe tener la capacidad de almacenar energía la cual permita realizar un ciclo de apertura-cierre-apertura (O-CO), sin necesidad de energía externa, es decir sin que arranque el motor durante este ciclo [11].

Los interruptores deben ser diseñados de modo que permitan la operación de apertura y cierre de sus contactos principales accionándolos en forma remota y local [12]. En la Figura 2.8 se puede ver la curva de operación de un interruptor en aceite con mecanismo de operación neumático [8].

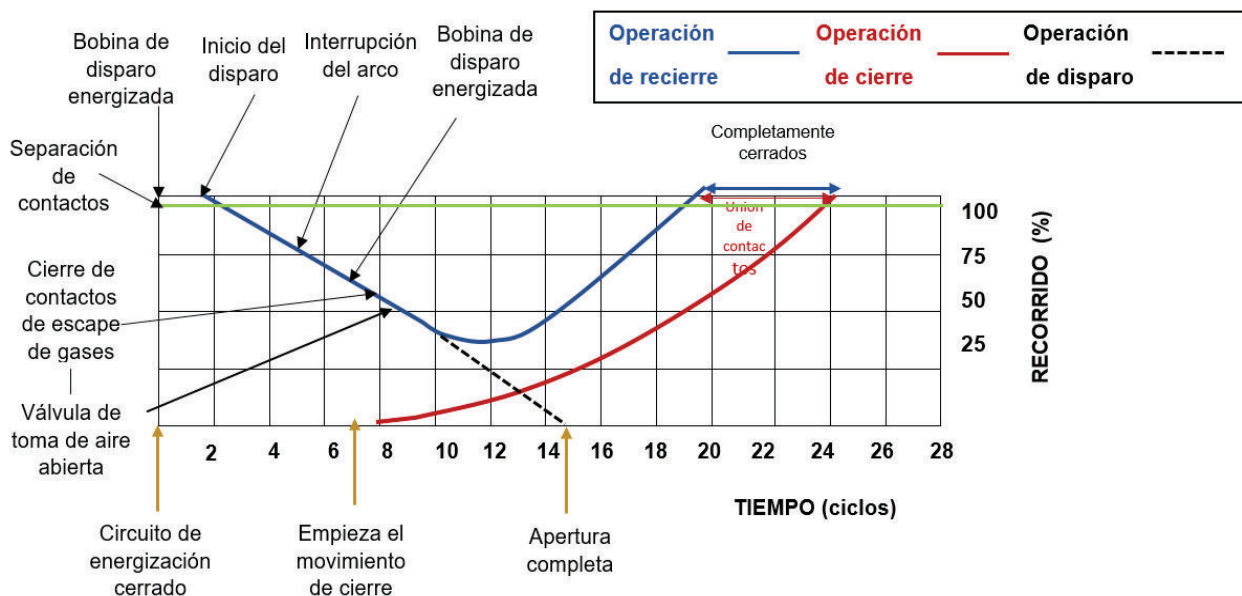


Figura 2.8 Curva de operación de un interruptor en aceite [8]

Las Tablas 2.3 y 2.4 muestran el ciclo de trabajo estándar de un interruptor durante un ciclo de apertura y cierre, es considerando un tiempo muerto de 0.3 segundos o 15 segundos, seguido por otra operación de cierre y apertura. Esto se define en la sección 5.8 del estándar IEEE C37.04-1999 [5].

Tabla 2.3 Tiempo de espera en ciclos de trabajo de interruptores [5]

	Posterior 1er apertura	Posterior 1er ciclo C-O	Posterior 2do ciclo C-O
Velocidad interruptor	Segundos	Minutos	Estado Final
Reconexión Lenta	15	3	Abierto
Reconexión Rápida	0.3	3	Abierto

Para un interruptor de 39 kA clasificado como típico, se tiene que el rango de corriente dependiendo del ciclo de operación viene dado por los valores especificados en la Tabla 2.4, en donde "a" se establece como el ciclo en donde hay más de dos operaciones, "b" es el intervalo de tiempo entre las operaciones el cual es menor a 15 segundos [5].

Tabla 2.4 Reconexión en función de la corriente de interrupción [5]

Ciclo de reconexión automático	Característica de ciclo de trabajo	Retardo del relé de reconexión [s]	Corriente interrumpida [kA]
CO+5s+CO	b	$R_{T1} = 5$	37.31
CO+20s+CO	---	$R_{T1} = 20$	39
CO+5s+CO+15s+CO	a y b	$R_{T1} = 5$	34.78
		$R_{T1} = 15$	
CO+5s+CO+10s+CO+30s+CO	a y b	$R_{T1} = 5$	32.24
		$R_{T1} = 10$	
		$R_{T1} = 30$	
CO+0s+CO+10s+CO+30s+CO	a y b	$R_{T1} = 0$	30.55
		$R_{T1} = 10$	
		$R_{T1} = 30$	
CO+15s+CO+15s+CO+30s+CO	a	$R_{T1} = 15$	33.93
		$R_{T1} = 15$	
		$R_{T1} = 30$	

De los ciclos de operación indicados en las Tablas 2.3 y 2.4, se definen las maniobras abreviadas de los ciclos de operación de un interruptor [11]:

- Ciclo CO: Ciclo nominal de cierre y apertura del interruptor.
- Ciclo O – CO: Ciclo nominal de operación del interruptor compuesto por una apertura (O), un cierre (C) y una apertura (O).
- Ciclo O – 0.3 s – CO – 3 min – CO: Ciclo nominal de operación del interruptor compuesto por una apertura, un tiempo de espera de 0.3 segundos, un ciclo CO, una espera de 3 minutos, y otro ciclo CO.
- Ciclo O – 15 s – CO: Ciclo nominal de operación del interruptor compuesto por una apertura, un tiempo de espera de 15 segundos y otro ciclo CO.

Los tiempos establecidos de apertura, cierre y ciclo de operación del interruptor dependen de la marca, modelo y año de fabricación.

## 2.5.6. DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MUERTO DEL INTERRUPTOR

El tiempo muerto del interruptor para realizar la reconexión, debe ser especificado en función de la desionización del arco eléctrico, con el fin de evitar un reencendido en la cámara del interruptor y ésta provoque la operación del sistema de protecciones.

En el proceso de recierres rápidos con interruptores que poseen características de reconexión con ciclos, como el establecido en este caso (O – 0.3 s – CO – 3 min – CO), es fundamental conocer que, en alguna instancia de este proceso el tiempo de desionización va a ser más largo que el tiempo muerto establecido por el interruptor [9].

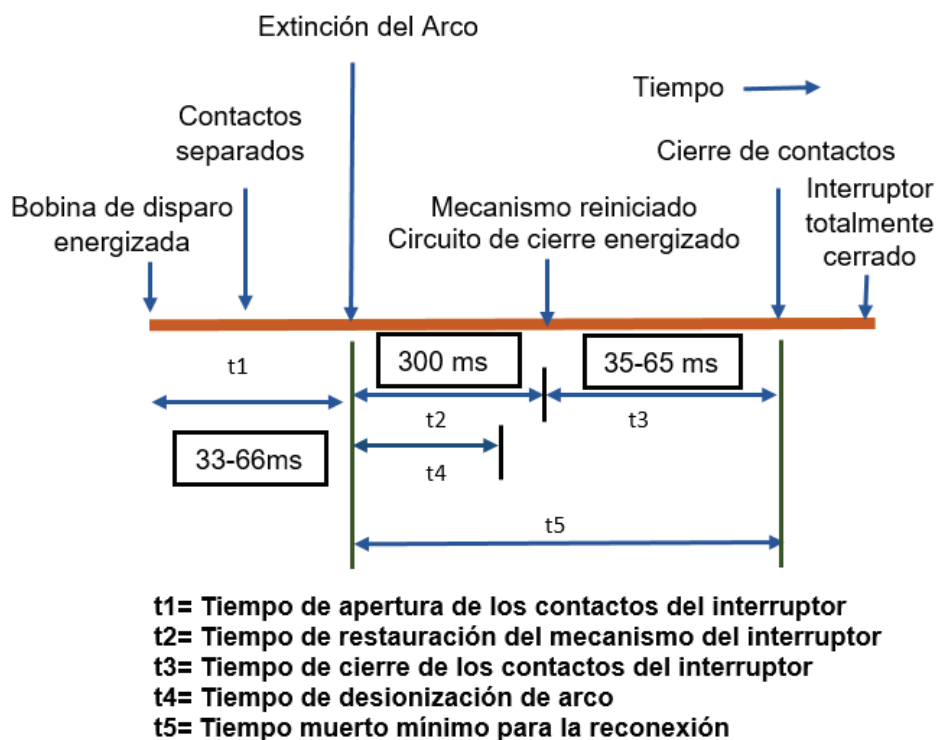


Figura 2.9 Tiempo de operación de un interruptor en un recierre [8]

En la Figura 2.9 se puede observar el esquema de tiempos durante el recierre de un interruptor, en donde  $t_1$  es el tiempo que se demora en abrir sus contactos desde el momento en que recibe la señal de apertura,  $t_2$  es el tiempo de restauración del mecanismo de operación del interruptor, el cual viene dado en el dato de placa del

equipo,  $t_3$  es el tiempo que tarda en cerrar sus contactos,  $t_4$  es el tiempo de desionización del arco calculado con la ecuación 2.1, y  $t_5$  es el tiempo muerto mínimo para realizar la reconexión, el cual es mayor que el tiempo de desionización del arco (197 ms para 46 kV – 242 ms para 138 kV) [8].

### **2.5.7. DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RESTAURACIÓN DE LA LÍNEA**

El tiempo de restauración o reposición de un recierre automático al realizarse la reconexión de una línea, debe ser establecido con la finalidad de que no se vuelva a producir cualquier clase de perturbación. En estudios de estabilidad se considera que este tiempo es del orden de segundos, el cual asegura que la falla si es transitoria, ha sido eliminada completamente y que el sistema ha sido reestablecido en su totalidad. Además, hay que tener en cuenta que el tiempo de reseteo del relé de protección sea lo suficientemente corto para que pueda reestablecerse antes de que el interruptor se cierre y pueda volver a operar en caso de que la operación de recierre sea fallida [9].

## **2.6. CONSIDERACIONES TÉCNICAS**

Existen ciertas consideraciones técnicas que hay que tener presentes en la operación y correcto funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia. Las instituciones regulatorias son las encargadas de fijar las normas y niveles de seguridad, calidad y confiabilidad adecuados tanto para las empresas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía. En este caso los procedimientos de despacho y operación de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), son tomados en cuenta en el desarrollo de este trabajo de titulación.

La operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como la de las empresas distribuidoras deben cumplir con los parámetros de seguridad y calidad establecidos, dependiendo del estado en que se encuentren (estacionario, transitorio o dinámico).

### 2.6.1. CONSIDERACIONES DEL SISTEMA EN ESTADO DINÁMICO

Según el procedimiento de operación y despacho del ARCONEL, la operación eléctrica se la ejecuta considerando muchos aspectos en cuanto a estabilidad, dependiendo del tipo de falla, niveles de voltaje y frecuencia, casos de contingencias, sobrecargas, entre otros, de los cuales para el presente estudio se considerarán los siguiente [12]:

- En las barras principales del sistema el voltaje transitorio no debe estar por debajo de 0.8 (p.u) durante más de 500 ms.
- Una vez despejada la falla y desconectado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 (p.u) por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser menores a 0.9 (p.u).
- El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) debe ser de 1.15 (p.u).
- El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema durante un deslastre de carga es de 1.13 (p.u).
- Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias menores a 59.5 Hz se debe implementar esquemas de alivio de carga.
- En condiciones normales de operación, el voltaje en las barras no debe superar la tolerancia de  $\pm 10\%$  en su valor nominal.
- En condiciones normales de operación, en los puntos de conexión de transmisión a distribución el voltaje no debe superar la tolerancia de  $\pm 7\%$  en su valor nominal.
- Las empresas distribuidoras en la interconexión con la parte de transmisión deben comprometer entre su conexión un factor de potencia dentro de los límites establecidos.

### **2.6.2. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD**

La confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo cumpla con su propósito adecuadamente durante un periodo de tiempo propuesto bajo ciertas condiciones operativas [13].

El ARCONEL hace un análisis de los parámetros de confiabilidad del SNI, el cual determina la existencia de la suficiente estructura dentro del sistema para cumplir con la demanda (Estudio de flujos de potencia – Estado Estacionario). Por otra parte, el ARCONEL también plantea un análisis de seguridad, el cual se define como la habilidad del sistema para responder ante un disturbio, y está relacionado con la respuesta dinámica del sistema [13].

#### **Criterios de Confiabilidad para Sistemas de Distribución [13]**

- Proveer de suministro a todos los usuarios.
- Disponer de tiempos de restablecimiento razonables, redes con topología en anillo y sistemas de transferencia.
- Proveer una frecuencia de salidas “razonables”.
- No todos los usuarios tienen la misma confiabilidad (Hospitales, Industrias, Residencias).

### **2.6.3. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

El sistema eléctrico sufre perturbaciones que ocasionan fuertes desequilibrios entre generación y demanda, debido a falta de generación de energía o por fallas que han ocurrido en las líneas del sistema, el sistema eléctrico soporta la caída de frecuencia con riesgo de perder sincronismo. Frente a esto, se debe implementar un esquema de alivio de carga el cual permita restituir el nivel de frecuencia dentro de los valores normales de operación.

Los esquemas de alivio de carga (EAC) por baja frecuencia se muestran en la Tabla 2.5, en donde el tiempo de actuación en ciclos, es el tiempo de actuación del relé más



el tiempo de apertura del interruptor, y el porcentaje de desconexión de la carga está en función a la carga total [9].

Tabla 2.5 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia al 2007 [9]

<b>Paso</b>	<b>Frecuencia [Hz]</b>	<b>Tiempo de actuación [ciclos]</b>	<b>Desconexión de carga [%]</b>	<b>Acumulación de carga desconectada</b>
<b>1</b>	59.4	12	8	8
<b>2</b>	59.2	12	8	16
<b>3</b>	59.0	12	8	24
<b>4</b>	58.8	12	7	31
<b>5</b>	58.6	12	7	38
<b>6</b>	58.4	12	6	44
<b>7</b>	58.2	12	6	50

El esquema de alivio de carga del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es el mismo que se debe tener en cuenta para empresas distribuidoras, en este caso la EEQ. El EAC debe ser diseñado de acuerdo a las siguientes consideraciones [12]:

- La frecuencia nunca debe ser menor a 57.5 Hz ni mayor a 63 Hz, y en contingencias se debe reducir el tiempo en que la frecuencia sea menor a 58.5 Hz.
- A los 10 segundos de haber ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar sobre el umbral del primer paso del esquema de alivio de carga.
- Se debe evitar la sobrefrecuencia (frecuencia mayor a 60 Hz) al realizar la desconexión de carga gradualmente.
- Las empresas distribuidoras deben instalar relés de frecuencia que permitan realizar una desconexión paulatina de las cargas cuando la frecuencia este fuera de los límites establecidos. Además, se debe seleccionar los usuarios que

estén en los respectivos pasos de deslastre de carga, en donde no se incluyan cargas consideradas importantes.

- Una vez que se hayan seleccionado los usuarios que estarán en los esquemas de alivio de carga deberán informar al ARCONEL los circuitos que han sido seleccionados para la desconexión automática, indicando la curva de carga horaria, el tipo de relé y sus características, así como sus ajustes.

#### **2.6.4. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE**

En algunas partes del sistema en las cuales se puedan presentar grandes desbalances entre generación y demanda, se producen caídas de voltaje sin que se vea afectada notablemente la frecuencia, es por eso que se debe implementar un esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje [12].

- El tiempo que el voltaje debido a un fenómeno transitorio este por debajo de su valor nominal, no debe ser mayor a 4 segundos, tiempo señalado por la EEQ en el cual empiezan a ser desconectados los alimentadores primarios de la/s subestación/es involucradas.

## **CAPÍTULO 3**

### **DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

El estudio y análisis de determinación de tiempos de recierres tripolares se realizó para el sistema de subtransmisión en niveles de 138 kV y 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), modelando dicho sistema en demanda mínima, media y máxima en el programa PowerFactory.

#### **3.1. ESQUEMA / CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN LA EEQ**

El esquema de barras de subestaciones (S/E) de la EEQ, tanto en 46 kV como en 138 kV en su mayoría corresponden a la configuración de interruptor y medio, a excepción de unas pocas que en el caso de analizarlas se especificará que es una línea de conexión entre subestaciones con un esquema de barra principal más barra de transferencia, de barra simple o a su vez barra simple con by-pass. Cada una de estas configuraciones desempeña un papel importante dentro de la distribución de energía en el área de concesión de la EEQ.

A continuación, se explica con más detalle los esquemas antes mencionados, así como características principales, ventajas y desventajas que presentan.

##### **3.1.1 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE**

El esquema de barra simple se lo utiliza en subestaciones pequeñas o de menor importancia dentro del sistema eléctrico. La conexión a la barra B1, se realiza por medio de un grupo seccionador, interruptor, seccionador, el cual está representado en la Figura 3.1. Las características, ventajas y desventajas que presenta este esquema son [14]:

- Es poco confiable (Al ocurrir una falla en la barra, sale de servicio toda la S/E).
- Es poca segura.

- Es poco flexible (No permite mantenimiento).
- Es económica.
- Es simple (No se complica la conexión).
- Es fácil de proteger.
- Bajo riesgo de equivocación/error durante la operación.
- Ocupa poco espacio.

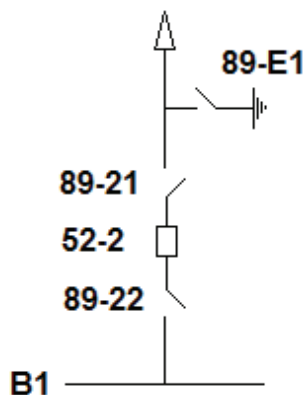


Figura 3.1 Esquema de barra simple [Elaboración propia]

### 3.1.2 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BY-PASS

El esquema que se muestra en la Figura 3.2 es similar al esquema anterior, con la diferencia de que este esquema posee un seccionador que permite conectar directamente la línea a la barra, aislando el interruptor al momento de realizarle mantenimiento, sin que se vea afectado el suministro eléctrico. Las características, ventajas y desventajas, las cuales son similares al de barra simple [13], son:

- Es poco confiable (Al ocurrir una falla en la barra, sale de servicio toda la S/E).
- Es poca segura.
- Es algo flexible (permite mantenimiento del interruptor de línea).
- Es económica con respecto a otros esquemas (más costosa con respecto a barra simple, debido al seccionador extra).
- Es simple (No se complica la conexión).
- Es fácil de proteger.

- Bajo riesgo de equivocación/error durante la operación.
- Ocupa poco espacio (más espacio que el esquema de barra simple).

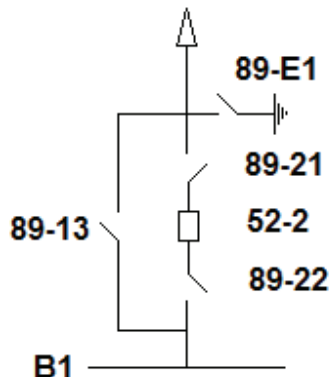


Figura 3.2 Esquema de barra simple con by-pass [Elaboración propia]

### 3.1.3 ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO

Es un esquema constituido de dos barras principales, conectadas entre ellas por medio de dos tramos de interruptor y medio, es decir no cuenta con conexión directa (acoplamiento) entre barras por medio de un interruptor, pues en su lugar se utilizan tres interruptores los cuales energizan dos salidas (diámetro). La configuración de este esquema se muestra en la Figura 3.3. De este esquema se resaltan las siguientes características, ventajas y desventajas [13]:

- Alta confiabilidad por falla mecánica en interruptores.
- Alto nivel de seguridad para continuar con el suministro de energía.
- La flexibilidad depende del estado de los equipos que conforman el diámetro.
- B1 y B2 energizadas todo el tiempo.
- Todos los equipos que conforman el diámetro deben estar cerrados (conectados/energizados).
- Sistema de protecciones complejo.
- Todos los interruptores deben tener la función de sincronización (enclavamiento obligatorio).

- No deben abrirse al mismo tiempo los interruptores de barra opuestos del diámetro (no deben desacoplarse B1 y B2).
- Lo ideal en cada diámetro es que se implementen seis transformadores de corriente (TCs).
- Una desventaja de este esquema es que, al tener un número de bahías impares, el último circuito deberá ser energizado por dos interruptores, lo cual representa un costo excesivo para ese circuito.

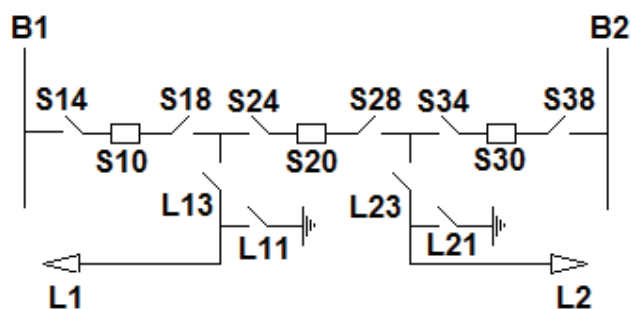


Figura 3.3 Esquema de interruptor y medio [Elaboración propia]

### 3.1.4 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA

Para incrementar la confiabilidad por falla mecánica en interruptores, al esquema de barra simple se le añade una barra auxiliar (barra de transferencia), además se añade también un seccionador de conexión a dicha barra de transferencia en cada una de las bahías. La configuración de este esquema se muestra en la Figura 3.4, en el cual si existe una conexión entre barras a través del interruptor 52-R. De este esquema sobresalen las siguientes características, ventajas y desventajas [13]:

- Alta confiabilidad por falla mecánica en interruptores.
- Alto nivel de seguridad para continuar con el suministro de energía.
- En condiciones normales de operación la barra principal permanece energizada, mientras que la barra de transferencia está desenergizada.
- Mantenimiento sin sacar de servicio la subestación.
- Ocupa mayor físico que el esquema de barra simple.
- Sistema de protecciones más complejo que el esquema de barra simple.

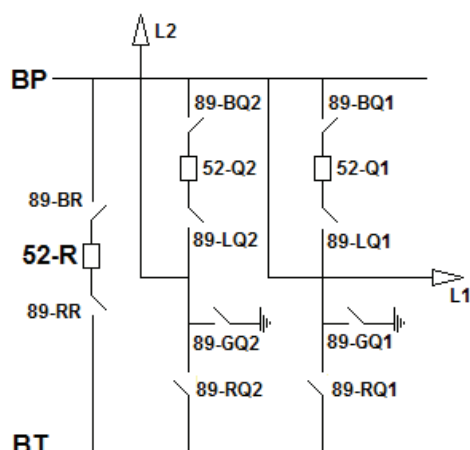


Figura 3.4 Esquema de barra principal más barra de transferencia [Elaboración propia]

## 3.2 CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ

En esta sección, se describe el sistema de subtransmisión de la EEQ, en el que constan las subestaciones y líneas a nivel de 138 kV y 46 kV, además de la información correspondiente a las centrales de generación.

### 3.2.1 SISTEMA DE LA EEQ A 138 kV [15]

#### Subestaciones [14]

En la Tabla 3.1 se muestran las subestaciones que forman parte del sistema de subtransmisión de la EEQ de 138 kV.

Tabla 3.1 Subestaciones de 138 kV de la EEQ [Elaboración propia]

SUBESTACIONES DE LA EEQ A 138 kV	
Santa Rosa TRANSELECTRIC (Punto de conexión)	Selva Alegre (No. 41)
Alangasí (No. 26)	Cotocollao (No. 19)
El Quinche	Pomasqui (No. 57)
Tababela (No. 26)	Cristianía (No. 18)
Eugenio Espejo (No. 59)	San Antonio (No. 22)
Chilibulo (No. 5)	Gualo (No. 14)
Vicentina EEQ	Conocoto (No. 23)

### Generación [15]

- El Carmen (8.4 MW - 6.6 kV), Transformador (10/12.5 MVA - 6.6/138 kV)
- Termopichincha Guangopolo (31.2 MW – 6.6 kV), 2 Transformadores (15/20 MVA – 6.6/138 kV).
- Guangopolo 2 (24 MW – 13.8 kV), Transformador (16.38/21.84/27.3 MVA – 13.8/138 kV).
- Termo-Pichincha Sta. Rosa (48 MW), 3 Transformadores 28 MVA.

### Líneas [15]

En la Tabla 3.2 se muestran las líneas entre subestaciones que forman parte del sistema de subtransmisión de la EEQ de 138 kV.

Tabla 3.2 Líneas de 138 kV de la EEQ [Elaboración propia]

Número de circuitos	Líneas de subtransmisión
1	Santa Rosa – Conocoto (No. 23)
2	Santa Rosa - Santa Rosa (No. 37)
1	Santa Rosa – Chilibulo (No. 5)
1	El Quinche – Tababela (No. 31)
1	Eugenio Espejo (No. 59) - Santa Rosa
1	Eugenio Espejo (No. 59) - Selva Alegre (No. 41)
1	Chilibulo (No. 5) - Selva Alegre (No. 41)
1	Selva Alegre (No. 41) – Cotocollao (No. 19)
1	Selva Alegre (No. 41) – Pomasqui (No. 57)
1	Pomasqui (No. 57) – Cristianía (No. 18)
1	Gualo (No. 14) - Vicentina
1	Vicentina – Conocoto (No. 23)

### 3.2.2 SISTEMA DE LA EEQ A 46 kV

#### Subestaciones [14]

En la Tabla 3.3 se muestran las subestaciones que forman parte del sistema de subtransmisión de la EEQ de 46 kV.



Tabla 3.3 Subestaciones de 46 kV de la EEQ [Elaboración propia]

SUBESTACIONES DE LA EEQ A 46 kV	
Machachi (No. 34)	Selva Alegre (No. 41)
Santa Rosa (No. 37)	Belisario Quevedo (No. 11)
San Rafael (No. 27)	Granda Centeno (No. 13)
Sangolquí (No. 55)	Iñaquito (No. 28)
Enkador (No. 47)	Vicentina (No. 39)
Guangopolo Térmica (No. 82)	Floresta (No. 12)
Guangopolo Hidráulica (No. 84)	Carolina (No. 24)
Sur (No. 20)	Norte (No. 38)
Machachi (No. 34)	Cumbayá (No. 80)
Escuela Sucre (No. 6)	Tumbaco (No. 36)
Chimbacalle (No. 4)	Nayón (No. 86)
Epiclachima (No. 21)	Río Coca (No. 16)
Diez Vieja (No. 10)	El Bosque (No. 15)
Diez Nueva (No. 32)	Andalucía (No. 17)
Pérez Guerrero (No. 53)	Cotocollao (No. 19)
Miraflores (No. 9)	Los Bancos (No. 49)
San Roque (No. 7)	Barrio Nuevo (No. 3)

**Generación [14]**

- C.H Pasochoa (4.5 MW - 4.16 kV), Transformador (10/12.5 MVA - 4.16/46 kV).
- Chillos de 1.8 MW.
- C.TG. Hernández (34.2 MW – 13.8 kV), Transformador (33/46.5/52.5 MVA – 13.8/46 kV).
- Guangopolo 2 (24 MW – 13.8 kV), Transformador (33 MVA – 13.8/46 kV).
- C.H Guangopolo (9.4 MW – 2.3 kV), 2 Transformadores (5/6.25 MVA – 2.3/ 46 kV).
- C.H Guangopolo (11.25 MW – 6.3 kV), 2 Transformadores (12/15 MVA – 6.3/ 46 kV).
- C.H Cumbayá (40 MW – 4.16 kV), 4 Transformadores (10/12.5 MVA - 4.16/46 kV).
- C.H Nayón (30 MW – 6.9 kV), 2 Transformadores (12.5/16.5 MVA – 6.9/46 kV).

Además de dos puntos de enlace con sus centrales térmicas. La conexión de la central hidráulica Chillos es a 22.8 kV y de la central térmica Gualberto Hernández es a 13.2 kV, las demás centrales están conectadas a 46 kV [15].

### Líneas [14]

La Tabla 3.3 muestra las líneas entre subestaciones que forman parte del sistema de subtransmisión de la EEQ en 46 kV.

Tabla 3.3 Líneas de 46 kV de la EEQ [Elaboración propia]

Número de circuitos	Línea de subtransmisión	Número de circuitos	Línea de subtransmisión
1	Santa Rosa (No. 37) - Machachi (No. 34)	1	San Roque (No. 7) - Barrio Nuevo (No. 3)
1	Santa Rosa (No. 37) - Sangolquí (No. 55)	1	San Roque (No. 7) - Selva Alegre (No. 41)
1	Santa Rosa (No. 37) - San Rafael (No. 27)	1	Selva Alegre (No. 41) - Miraflores (No. 9)
2	Santa Rosa (No. 37) - Epiclachima (No. 21)	1	Selva Alegre (No. 41) - Belisario Quevedo (No. 11)
1	San Rafael (No. 27) - Sangolquí (No. 55)	1	Selva Alegre (No. 41) - Granda Centeno (No. 13)
1	San Rafael (No. 27) - G. Térmica (No. 82)	1	Selva Alegre (No. 41) - El Bosque (No. 15)
1	Sangolquí (No. 55) - Enkador (No. 47)	1	Selva Alegre (No. 41) - Río Coca (No. 16)
1	Sangolquí (No. 55) - Pasochoa (No. 88)	1	Granda Centeno (No. 13) - Iñaquito (No. 28)
1	Guangopolo Térmica (No. 82) - Guangopolo 2	1	Iñaquito (No. 28) - Norte (No. 38)
1	G. Térmica (No. 82) - G. Hidráulica (No. 84)	2	Vicentina (No. 39) - Norte (No. 38)
1	G. Térmica (No. 82) - Sur (No. 20)	1	Floresta (No.12) - Norte (No. 38)
1	G. Hidráulica (No. 84) - Sur (No. 20)	1	Floresta (No.12) - Vicentina (No. 39)
1	Guangopolo Hidráulica (No. 84) - CNT	1	Carolina (No. 24) - Norte (No. 38)
1	Sur (No. 20) - Epiclachima (No. 21)	1	Carolina (No. 24) - Vicentina (No. 39)
1	Sur (No. 20) - Chimbacalle (No. 4)	1	Norte (No. 38) - Río Coca (No. 16)
1	Sur (No. 20) - Esc. Sucre (No. 6) /Marín (No. 8)	2	Norte (No. 38) - Cumbayá (No. 80)
1	Sur (No. 20) - Vicentina (No. 39)	1	Cumbayá (No. 80) - Tumbaco (No. 36)
1	Epiclachima (No. 21) - Barrio Nuevo (No. 3)	1	Cumbayá (No. 80) - Nayón (No. 86)
1	Epiclachima (No. 21) - San Roque (No. 7)	1	Cumbayá (No. 80) - Nueva Cumbayá (No. 29)
1	Diez Nueva (No. 32) - Vicentina (No. 39)	1	Nayón (No. 86) - Aeropuerto (No. 33)
1	Diez Vieja (No. 10) - Vicentina (No. 39)	1	Río Coca (No. 16) - El Bosque (No. 15)
1	Diez Vieja (No. 10) - Pérez Guerrero (No. 53)	1	Andalucía (No. 17) - El Bosque (No. 15)
1	Pérez Guerrero (No. 53) - Vicentina (No. 39)	1	Cotocollao (No. 19) - El Bosque (No. 15)
1	Pérez Guerrero (No. 53) - Miraflores (No. 9)	1	Andalucía (No. 17) - Cotocollao (No. 19)
1	Pérez Guerrero (No. 53) - Selva Alegre (No. 41)	1	Cotocollao (No. 19) - Los Bancos (No. 49)

### **3.2.3 CONEXIÓN CON AUTOGENERADORES**

También existen conexiones con autogeneradores hidráulicos como [15]:

- Calera, de 2.0 MW de capacidad instalada, que se conecta a 22.8 kV en la subestación Machachi.
- Sillunchi de 0.4 MW se conecta al circuito primario B-Machachi.
- HCJB (ECOLUZ) de 7.8 MW de capacidad instalada que se conecta a 22.8 kV con el circuito primario C-Tumbaco en Pifo y en Papallacta para alimentar al primario: Papallacta-Baeza-Quijos-El Chaco.
- Equinoccial de 3.0 MW se conecta en la S/E Equinoccial 13.8/22.8 kV, al circuito primario D-Pomasqui; la Perlabí de 2.7 MW se conecta al circuito primario E-Pomasqui.
- central EMAAPQ-Noroccidente de 0.250 MW, se conecta en 6.3 kV al circuito primario A-15, Uravía de 0.95 MW se conecta a 22.8 kV al circuito primario A-Quinche.

## **3.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA EN POWERFACTORY**

### **3.3.1 POWERFACTORY**

PowerFactory, es un programa computacional que permite modelar, analizar, diseñar, planificar sistemas eléctricos de potencia mediante simulaciones. Además, combina la flexibilidad y confiabilidad al trabajar con algoritmos matemáticos, y mostrar resultados en forma clara y ordenada [16].

### **3.3.2 MÓDULOS PRINCIPALES DEL POWERFACTORY**

Los módulos principales que se pueden desarrollar en este programa son [16]:

- Análisis de flujo de potencia.
- Análisis de cortocircuitos.
- Análisis de armónicos.

- Cálculo de flicker.
- Simulaciones de estabilidad y transitorios electromagnéticos.
- Análisis modal.
- Análisis de contingencias.
- Evaluación de confiabilidad.
- Análisis de adecuación de generación.
- Flujo de potencia óptimo.
- Protección.
- Reducción de la red.
- Estimación del estado.

Además, cuenta con una interfaz amigable con el usuario, la cual permite almacenar los datos del sistema, mostrar los resultados en función de las variables con respecto al estudio considerado, así como datos y parámetros en las simulaciones.

Cualquier inquietud puede ser resuelta en su documento de ayuda, al cual se puede acceder mediante el manual de usuario que ofrece el programa, accediendo a la opción Ayuda (Help) en la barra de tareas e ingresando en la opción Manual de Usuario (User's Manual) el cual está en la referencia [16].

### **3.3.3 SIMULACIÓN RMS**

Para el presente trabajo de titulación, este módulo de simulación fue utilizado al analizar la reconexión debido a una falla asimétrica, y debido a que se trata de un sistema de subtransmisión y distribución, el cual se ha considerado una red eléctrica no equilibrada. Además de considerar fallas asimétricas (monofásicas a tierra), la simulación trifásica RMS muestra las variables de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia que se analizaron durante la reconexión.

En general, este módulo permite simular una red trifásica en estado estacionario, y por lo tanto se pueden calcular las condiciones de la red desequilibradas, ya sea debido a elementos de la red desequilibrados o por fallas asimétricas [16].

Además de los eventos de simulación equilibrada RMS, se pueden simular eventos de falla, como [16]:

- Cortocircuitos monofásicos y bifásicos (a tierra).
- Cortocircuitos fase a fase.
- Fallas entre circuitos de líneas diferentes.
- Interrupciones de líneas monofásicas y bifásicas.

Todos estos eventos pueden simularse para que sucedan individual o simultáneamente, cualquier combinación de fallas asimétricas o no asimétricas puede ser modelado [16].

### 3.4 MODELACIÓN DEL SISTEMA

El sistema de la EEQ, al igual que el resto del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), ha sido modelado en PowerFactory por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). De este modo, para el presente trabajo de titulación, el sistema fue modelado conforme a las indicaciones dadas por la EEQ de tal manera que se pueda analizar su comportamiento al realizar recierres automáticos.

En la Figura 3.6 se puede ver el sistema modelado en el programa PowerFactory, en donde los niveles de voltaje en las diferentes partes del sistema se las puede diferenciar con relación a los colores que se muestran en la Figura 3.5. Para una mejor visualización del sistema, se hace referencia al Anexo 2, que corresponde a un documento digital.






	Barras de 230 kV
	Barras de 138 kV
	Barras de 46 kV
	Barras de 23 kV
	Barras de 6.3 kV

Figura 3.5 Representación de los niveles de voltaje en la EEQ [Elaboración propia]

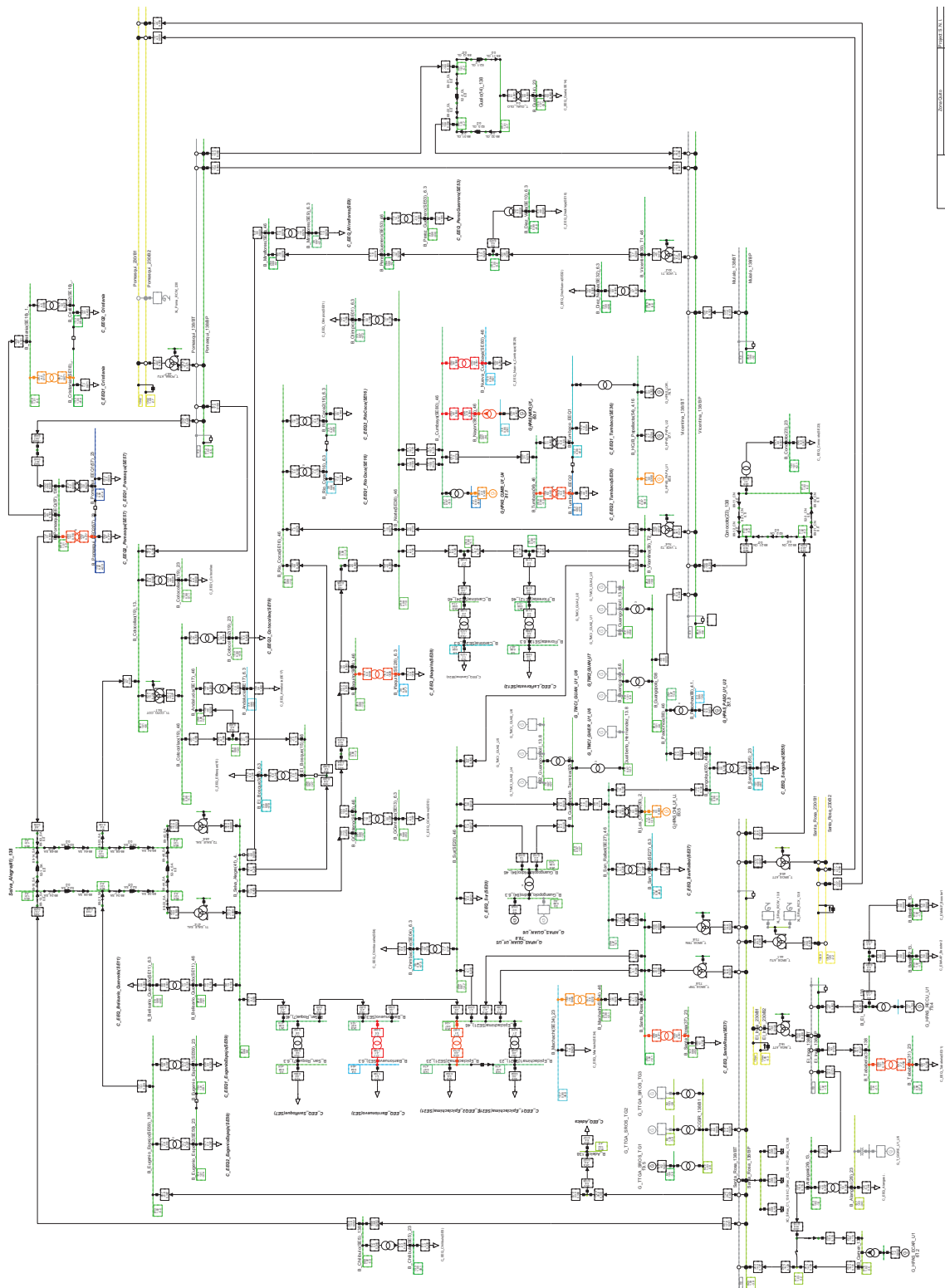


Figura 3.6 Red completa de la EEQ modelada en PowerFactory [Imagen extraída del programa PowerFactory]

En la base de datos modelada, se realizó la simulación de los siguientes eventos en el orden mencionados: flujo de potencia, la presencia de una falla transitoria monofásica, consecuencia de ello la apertura de la línea, así como su despeje, y posterior reconexión de la línea.

### 3.4.1 EVENTOS DE SIMULACIÓN

Los eventos que se realizaron en las líneas tanto radiales como en anillo son descritos a continuación:

#### Evento de Cortocircuito

Al tener la conexión de una línea desde dos puntos de la red, se considera en qué dirección está circulando el flujo de potencia. Si el flujo de potencia va desde la barra 1 hacia la barra 2 (Flujo 1-2), la referencia está en la barra 1 (relé i), mientras que si el flujo de potencia es desde la barra 2 hacia la barra 1 (Flujo 2-1), la referencia está en la barra 2 (relé j). Esto está representado en la Figura 3.7.

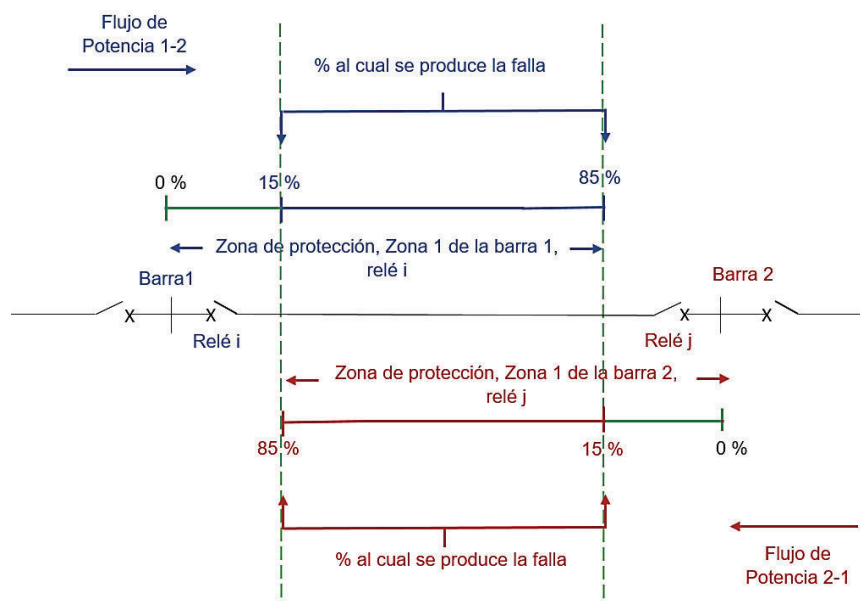


Figura 3.7 Porcentajes de localización de falla con respecto a la dirección del flujo de potencia [9]

### **Evento de Apertura de Interruptor(es)**

La apertura de los interruptores es considerada desde el momento en que se produce la falla, hasta que los contactos del interruptor hayan sido separados en su totalidad, este tiempo fue estimado en el Capítulo 2 y se muestra en la Figura 2.5 para el caso radial y en la Figura 2.6 para una configuración en anillo.

### **Evento de Despeje de Falla**

El evento de despeje de falla se produce al mismo tiempo en que se da la apertura completa de los interruptores. Este debe ser obligatoriamente establecido, debido a que, si no se despeja la falla al instante de la apertura de los interruptores, y se realiza el evento posterior de cierre de los mismos, el programa observa el evento de cortocircuito como si fuese un evento permanente, y el comportamiento del sistema luego de la reconexión no será el deseado.

### **Evento de Cierre de Interruptor(es)**

El evento de cierre de los interruptores, es asignado dependiendo del tiempo muerto de la reconexión establecido para el nivel de voltaje de la línea seleccionada, considerando además si ésta es radial o en anillo.

## **3.4.2 VARIABLES A ANALIZAR DENTRO DE LA RECONEXIÓN EN POWERFACTORY**

Dentro de la selección de las variables de los elementos que se ven involucrados en la reconexión de una línea, están las variables de voltaje línea – línea (m: u1) o (n:u1:bus1, n:u1:bus1), ángulo (m:phiu) y frecuencia (m:fe) en las barras, la corriente en cada una de las fases (l:bus1:A, l:bus1:B, l:bus1:C) para detectar en cuál de ellas se produjo la falla, y la transferencia de potencia activa y reactiva (m:Psum:bus1, m:Psum:bus2, m:Qsum:bus1, m:Qsum:bus2).

A estas variables se les puede agregar el límite de cargabilidad en las líneas (%cloding), voltajes en cada una de las fases de las líneas (m: UA, m: UB, m: UC).



Estas variables están dentro de RMS – Simulation, además de elegir la opción desbalanceado (Unbalanced) como se muestra en la Figura 3.8.

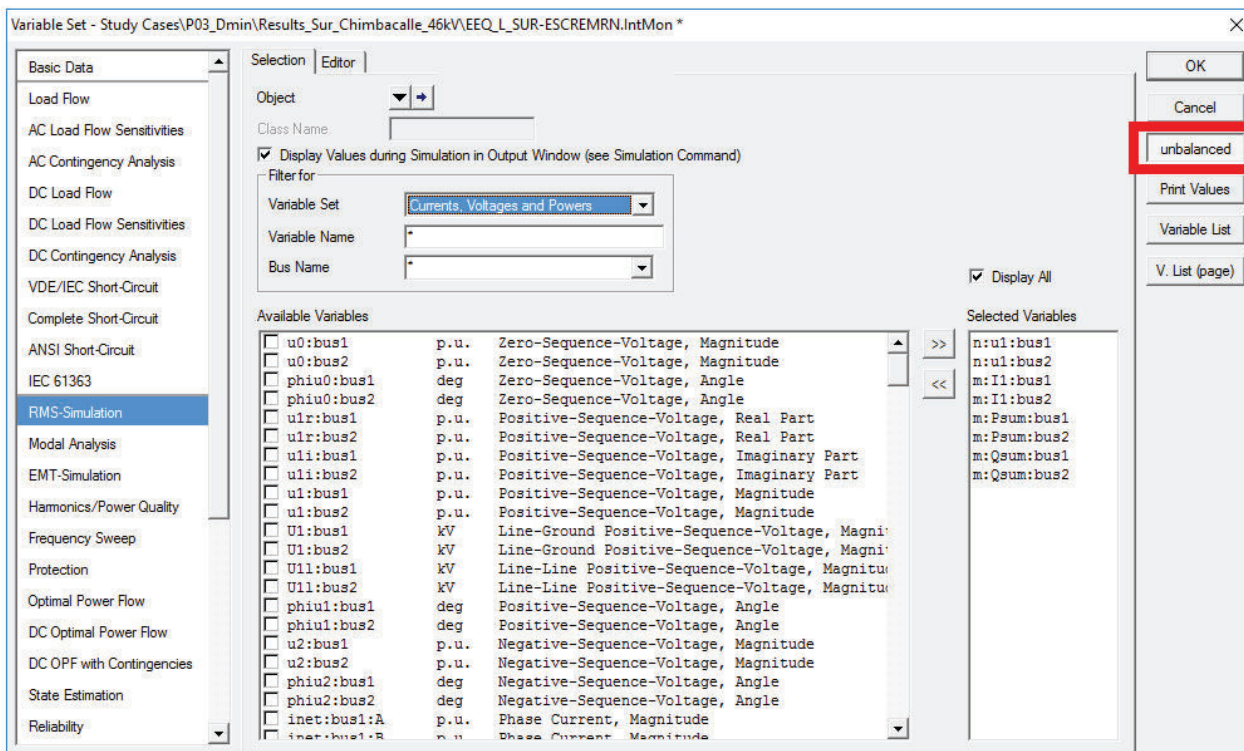


Figura 3.8 Selección de variables considerando caso desbalanceado [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 3.4.3 CÁLCULO DE CONDICIONES INICIALES

Para el cálculo de condiciones iniciales se debe tener en cuenta estos tres aspectos:

- El método de simulación (Simulation Method), en transitorios electromagnéticos en valor RMS.
- La representación de la red (Network Representation), debido a que es un sistema de subtransmisión, el cual es considerado un sistema no simétrico la representación es una red desbalanceada trifásica.
- La opción de verificar las condiciones iniciales del sistema (Verify Initial Conditions), como comprobación de que no existe un error antes de iniciar la simulación.

Estas opciones se muestran en la Figura 3.9.

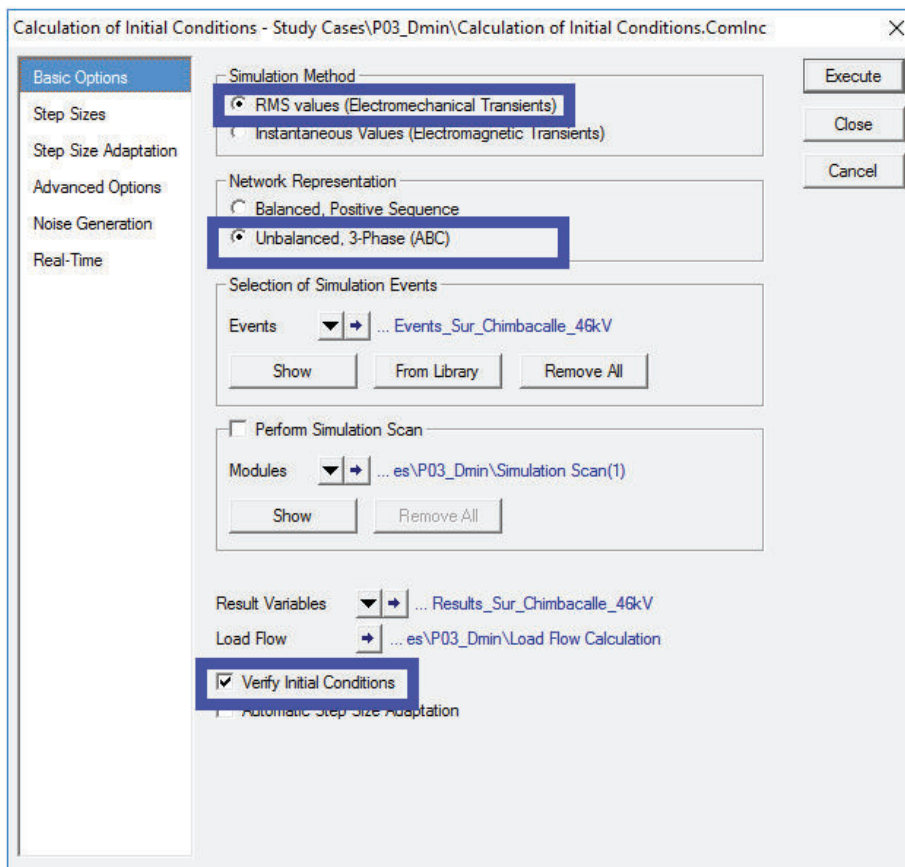


Figura 3.9 Cálculo de condiciones iniciales [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 3.4.4 CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA

El cálculo de flujo de potencia se usa para determinar las condiciones de estado estacionario de un sistema eléctrico. El estado estacionario es definido como una condición en el que se supone que todas las variables y parámetros son constantes durante el intervalo de observación. En este periodo los valores van siendo tomados en instantes cortos de tiempo, como si se tratase de una fotografía.

El objetivo de realizar un flujo de potencia previo al análisis de la reconexión por medio de la creación de eventos, es constatar que exista la convergencia de flujos para las

demandas establecidas, y que no se muestren errores en la ventana de salida del PowerFactory.

### 3.4.5 INICIAR SIMULACIÓN

Una vez establecidos todos los parámetros de la simulación, desde la creación de eventos, la definición de variables, las consideraciones dentro de las opciones de cálculo de condiciones iniciales y flujo de potencia, se tiene que establecer un tiempo de simulación, en el cual se pueda ver el comportamiento del sistema, comportamiento que depende del intervalo seleccionado entre eventos y del estudio que se esté realizando.

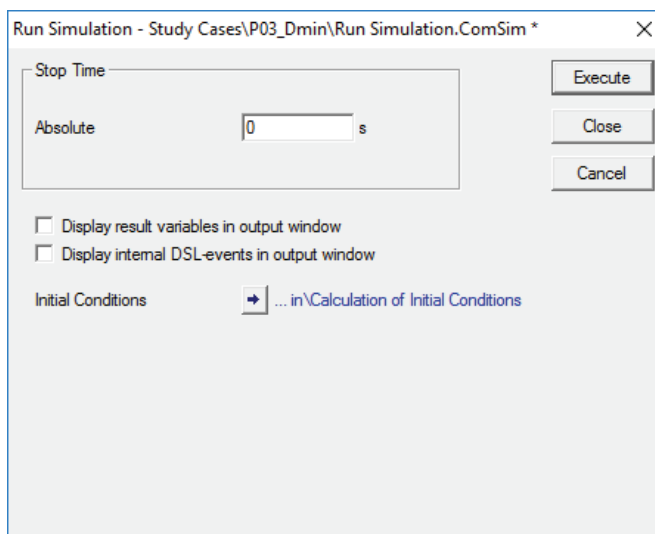


Figura 3.10 Iniciar simulación [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Este tiempo se lo asigna colocando valores en escala de segundos, como se puede ver en la Figura 3.10. En donde también existen opciones como mostrar los resultados en la ventana de salida, y mostrar los eventos programados en "DIGSILENT Simulation Language (DSL)" en la ventana de salida.

### 3.4.6 GRÁFICAS RESULTADO DE LA SIMULACIÓN

Una vez que se establecen todos los parámetros y los tiempos de simulación para cada una de las líneas de 46 kV y 138 kV (esto se detalla más adelante en la sección 4.7), se obtienen las gráficas que corresponden a las respuestas de voltaje, frecuencia,

corriente y potencia. Además, se debe considerar como referencia los niveles de voltaje y frecuencia establecidos en el Capítulo 2, sección 2.6, en las normas de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico según lo establece el ARCONEL, para poder compararlos con las respuestas de voltaje y frecuencia en cada una de las líneas seleccionadas de la EEQ.

Una vez que se haya analizado el comportamiento del sistema al darse la reconexión de las líneas radiales y en anillo para ambos niveles de voltaje, se debe establecer el tiempo de estabilización del sistema, tiempo en el que el voltaje, frecuencia, ángulo y potencias regresen a condiciones normales de operación, al llegar a las condiciones de sincronización del sistema, y conseguir que el sistema regrese a condiciones de prefalla o ver cuál ha sido el comportamiento del SEP, es que se puede concluir si la reconexión ha sido exitosa o fallida.

## **CAPÍTULO 4**

# **METODOLOGÍA PARA EFECTUAR RECIERRES TRIPOLARES**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

La metodología para implementar recierres automáticos en líneas de transmisión o de subtransmisión varía según las especificaciones y requerimientos de la empresa eléctrica, la configuración del sistema, de los equipos que se disponga en patio, criterios del proyectista y de sus colaboradores al seguir las normas establecidas para el estudio de reconexión al igual que las impuestas por el organismo regulador de energía en el país.

Cada uno de los factores que intervienen en un recierre, desde la definición de tiempos, características de interruptores (tiempos de operación), características de las protecciones, así como las consideraciones técnicas especificadas en el Capítulo 2; adicionalmente conocer el tipo de configuración de las subestaciones, la topología de la red (radial o en anillo), y cada uno de los eventos y pasos establecidos durante el proceso de simulación mencionados en el Capítulo 3, son importantes dentro del proceso de implementación y desarrollo de una metodología adecuada de reconexión.

La Figura 4.1, ilustra en un diagrama de flujo la metodología utilizada en este estudio, para la reconexión tripolar en líneas de 46 kV y 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito, considerando conjuntamente con los aspectos antes mencionados, la selección de líneas, el nivel de voltaje, el tipo de equipos, sus características, etc. Cada uno de los pasos del diagrama, son detallados en las siguientes secciones, empezando por el sistema eléctrico en el cual se va a realizar el estudio y su modelación en PowerFactory.

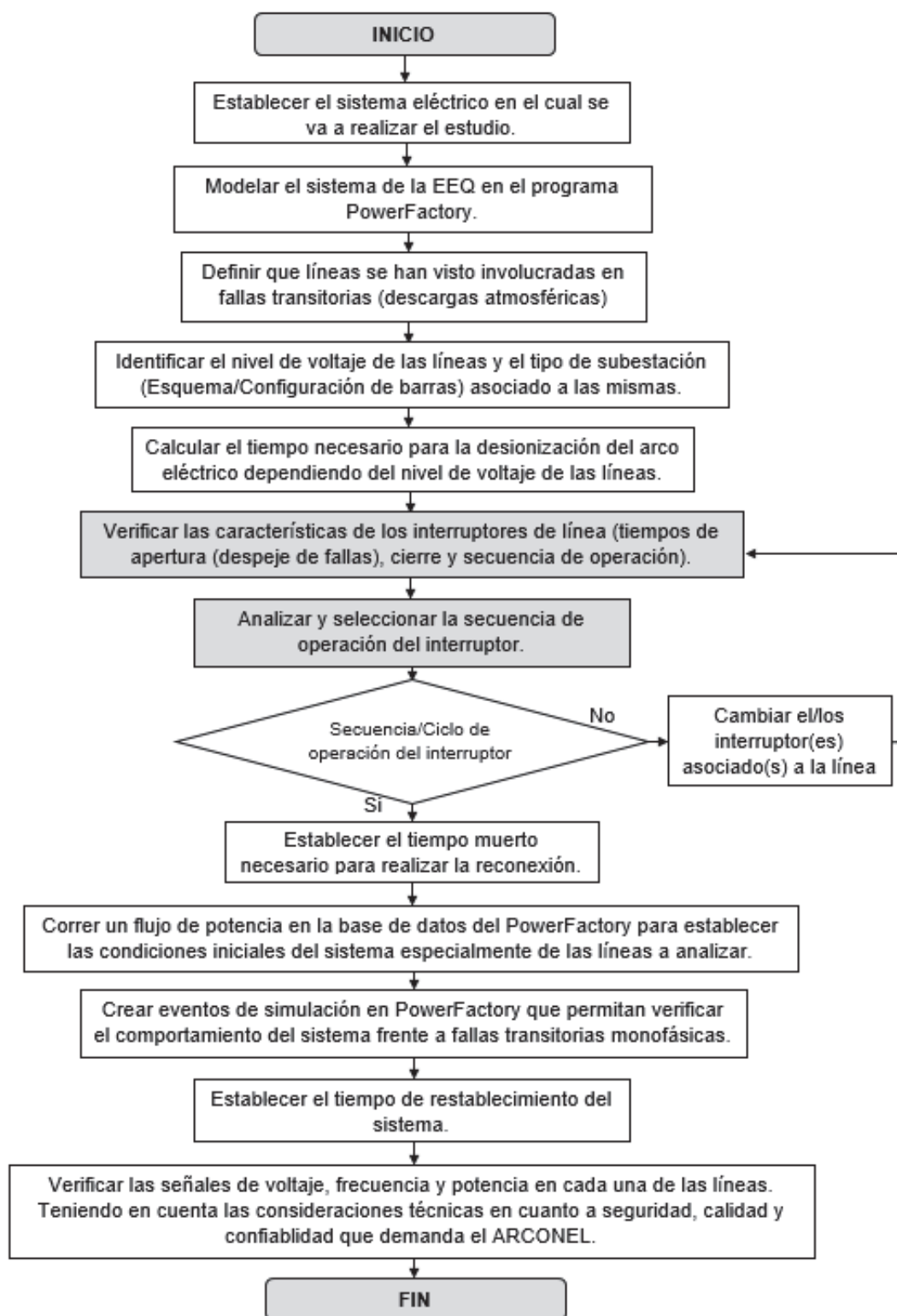


Figura 4.1 Diagrama de flujo para la implementación de la reconexión tripolar

[Elaboración propia]

A continuación, se detallará cada uno de los pasos de la metodología de reconexión tripolar indicada en la Figura 4.1 (desde la sección 4.2 hasta 4.9), metodología seleccionada para las líneas de transmisión y subtransmisión de la EEQ.

El primer elemento es establecer el sistema eléctrico en el cual se va a realizar el estudio, en este caso comprende toda el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

Mientras que el segundo paso dentro del diagrama de flujo, es la modelación en PowerFactory del sistema de la EEQ.

## **4.2 SELECCIÓN DE LÍNEAS PARA REALIZAR RECONEXIÓN**

El tercer paso del diagrama de flujo, es la selección de líneas para realizar la reconexión, donde se considera cuáles de ellas se han visto sometidas a fallas transitorias (descargas atmosféricas), las cuales han ocasionado la desconexión de estas líneas por tiempos relativamente largos.

Es así que de las líneas que dispone la Empresa Eléctrica Quito hasta la actualidad, las seleccionadas en los casos radiales y en anillo para los niveles de voltaje establecidos son las indicadas en la sección 4.2.1. De acuerdo a la información cedida por la EEQ, las líneas que se han seleccionado para el presente estudio, son las que se han visto involucradas en su mayoría fallas transitorias monofásicas.

### **4.2.1 NIVEL DE VOLTAJE**

Una vez definidas cuales son las líneas que se han visto involucradas con mayor frecuencia a desconexiones por fallas transitorias, el cuarto paso es definir el nivel de voltaje de cada una de las líneas candidatas a realizar la reconexión. En las Tablas 4.1 y 4.2 se muestran las líneas radiales y en anillo a 46 kV respectivamente, mientras que en las Tablas 4.3 y 4.4 se indican las líneas radiales y en anillo para 138 kV, además del número de circuitos de conexión entre subestaciones y la nomenclatura que consta en el sistema modelado en PowerFactory.

Tabla 4.1 Líneas radiales seleccionadas en 46 kV [Elaboración propia]

Línea de Subtransmisión	Número de Circuitos	Nomenclatura
Santa Rosa - Machachi	1	L_MACH_SROS_0_1
Sur - Escuela Sucre_Marín	1	L_SUR-ESCREMRN
Sur - Chimbacalle	1	L_SUR-CHMBCLLE
San Rafael - Sangolquí	1	L_SANG_SRAF_0_1

Tabla 4.2 Líneas en anillo seleccionadas en 46 kV [Elaboración propia]

Línea de Subtransmisión	Número de Circuitos	Nomenclatura
Santa Rosa - Epiclachima (circuito 1 y 2)	2	L_EPIC_SROS_0_1 L_EPIC_SROS_0_2
Selva Alegre - Granda Centeno	1	L_GCEN-SALE_0_1
Vicentina - Norte (circuito 1)	1	L_NORT_VIC2_0_1

De las líneas que son conectadas bajo el esquema de doble circuito, cada uno de los circuitos se analizaron individualmente.

Tabla 4.3 Líneas radiales seleccionadas en 138 kV [Elaboración propia]

Línea de Transmisión	Número de Circuitos	Nomenclatura
Pomasqui - Cristianía	1	L_CRIS_POMQ_1_1

Tabla 4.4 Líneas en anillo seleccionadas en 138 kV [Elaboración propia]

Línea de Transmisión	Número de Circuitos	Nomenclatura
Conocoto - Vicentina	1	L_CONO_VICE_1_1
Gualo - Vicentina	1	L_GUAL_VICE_1_1
Selva Alegre - Cotocollao	1	L_COTO_SALE_1_1
Selva Alegre - Eugenio Espejo	1	L_ESPE_SALE_1_1

#### 4.2.2 TIPO DE SUBESTACIÓN

El esquema de la subestación es considerado al momento de implementar la reconexión de líneas, esta información debe ser programada en los relés, con el fin de determinar cuáles y cuantos son los interruptores que deben operar tanto en el proceso de apertura como en el cierre al momento de requerir una reconexión.

De los tipos de esquemas de barras especificados en el Capítulo 3, sección 3.1, las líneas de 46 kV y 138 kV seleccionadas anteriormente, están entre las subestaciones con los esquemas mostrados en la Tabla 4.5.



Tabla 4.5 Esquemas/Configuración de Barras en las S/E de 46 kV y 138 kV

[Elaboración propia]

Subestación	B. Simple	B. Simple con Bypass	Interruptor y Medio	B. Principal + B. de Transferencia
Santa Rosa (46kV)	---	---	X	---
Machachi (46kV)	X	---	---	---
Sur (46kV)	---	---	---	X
Escuela Sucre (46kV)	---	---	---	---
Marín (46kV)	---	---	---	---
Epiclachima (46kV)	---	---	X	---
Selva Alegre (46kV)	---	---	X	---
Granda Centeno (46kV)	X	X	---	---
Vicentina (46kV)	---	---	X	---
Norte (46kV)	---	---	---	X
San Rafael (46kV)	---	---	X	---
Sangolquí (46kV)	---	X	---	---
Chimacalle (46kV)	---	X	---	---
Pomasqui (138 kV)	X	---	---	---
Cristianía (138 kV)	X	---	---	---
Conocoto (138 kV)	---	---	X	---
Vicentina (138 kV)	---	---	---	X
Gualo (138 kV)	---	---	X	---
Selva Alegre (138 kV)	---	---	X	---
Cotocollao (138 kV)	X	---	---	---
Eugenio Espejo (138 kV)	X	---	---	---

### 4.3 CÁLCULO DE LA DESIONIZACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO

En el quinto paso del diagrama de flujo, se calcularon los tiempos de desionización del arco para los niveles de voltaje de 46 kV y 138 kV establecidos en este estudio, estos fueron calculados en base a la ecuación (2.1) especificada en el Capítulo 2 en la sección 2.5.3.

A continuación, se muestra el cálculo del tiempo de desionización del arco eléctrico, en ciclos y en milisegundos para ambos niveles de voltaje.

**Tiempo de desionización del arco eléctrico para 46 kV**

$$t = \left( 10.5 + \frac{46 \text{ kV}}{34.5} \right) \text{ ciclos}$$

$$t = 11.83 \text{ ciclos}$$

$$t = 11.83 \text{ ciclos} \times \frac{1 \text{ s}}{60 \text{ ciclos}}$$

$$t = 197 \text{ ms}$$

El tiempo de desionización del arco para las líneas de 46 kV es aproximadamente 197 milisegundos.

**Tiempo de desionización del arco eléctrico para 138 kV**

$$t = \left( 10.5 + \frac{138 \text{ kV}}{34.5} \right) \text{ ciclos}$$

$$t = 14.5 \text{ ciclos}$$

$$t = 14.5 \text{ ciclos} \times \frac{1 \text{ s}}{60 \text{ ciclos}}$$

$$t = 242 \text{ ms}$$

El tiempo de desionización del arco para las líneas de 138 kV es aproximadamente 242 milisegundos.

En la Tabla 4.6 se presenta una comparación completa de los tiempos de desionización del arco con respecto al nivel de voltaje. Considerando en primer lugar el manual ALSTOM, seguido por los cálculos realizados para los niveles de voltaje mediante la ecuación (2.1) y también haciendo la aproximación en el gráfico de curvas de la Figura 2.7. En esta tabla se puede observar que los tiempos de desionización del arco obtenidos por los tres métodos, para los niveles de voltaje de 46 kV y 138 kV, son muy similares uno de otro.

Tabla 4.6 Tiempos de desionización del arco eléctrico [1][8]

kV	Manual ALSTOM		Ecuación		Gráfico Curvas	
	ciclos	ms	ciclos	ms	ciclos	ms
<b>46</b>	-	-	<b>11.83</b>	<b>197</b>	<b>11.9</b>	<b>198</b>
66	12	200	12.4	207	12.4	207
110	16.8	280	13.7	228	13.8	230
132	18	300	14.3	238	14.2	237
<b>138</b>	<b>19.2</b>	<b>320</b>	<b>14.5</b>	<b>242</b>	<b>14.5</b>	<b>242</b>
220	21	350	16.9	282	16.9	282
275	22.8	380	18.5	308	18.5	308
400	27	450	22.1	368	22.1	368
525	33	550	25.7	428	25.8	430

#### 4.4 ESPECIFICACIÓN DE INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS SELECCIONADAS

La especificación de los interruptores es el sexto paso en el diagrama de flujo. Los datos de apertura, cierre y secuencia de operación del interruptor son obtenidos del dato de placa de cada uno de los interruptores de las líneas especificadas para el presente estudio.

##### 4.4.1 SELECCIONAR LA SECUENCIA DE OPERACIÓN DE INTERRUPTORES

De las secuencias de operación de los interruptores indicadas en el Capítulo 2, en la sección 2.5.5, la mayoría de los interruptores de las líneas a analizar disponen de las características indicadas en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Secuencia de operación de interruptores de línea en la EEQ

Interruptores de 46 kV y 138 kV	Característica
Secuencia de Operación Nominal	O – 0.3 s – CO – 3 min – CO ó CO – 15 s - CO

La selección de uno u otro ciclo de operación depende del tipo de estudio que se esté realizando. En este caso, en el que se consideran únicamente fallas transitorias monofásicas, la falla es despejada al darse la apertura de los interruptores en un tiempo estimado de 110 milisegundos (ver sección 2.5.2), se ha escogido el ciclo de operación del interruptor de: O - 0.3s - CO - 3min – CO, denominado recierre de alta velocidad. Éste es el séptimo paso en el diagrama de flujo.

#### **4.5 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MUERTO PARA 46 kV Y 138 kV**

El octavo paso, es la determinación del tiempo muerto mínimo que debe ser considerado con respecto al tiempo de desionización del arco en la línea y con respecto al tiempo de reposición del mecanismo del interruptor, bajo el supuesto que la falla se haya extinguido completamente.

La Figura 4.2 muestra la justificación de tiempo muerto para 46 kV, considerando principalmente que el tiempo de desionización para este nivel de voltaje es de 192 ms, el cual está dentro del tiempo de restauración de mecanismo del interruptor que es de 300 ms, asignando un tiempo muerto del relé de recierre de 10 ms y dando un margen de seguridad, el tiempo total muerto considerado es de 343 ms, sin embargo, se lo estandarizó en un valor aproximado de 350 ms.

Por otra parte, la Figura 4.3, muestra el establecimiento del tiempo muerto para 138 kV, en este caso la desionización de arco se da a los 242 ms, que sigue estando dentro de los 300 ms del tiempo de restablecimiento del interruptor, fijando un tiempo muerto al relé de 150 ms con el fin de garantizar la extinción completa del arco y dando un margen de seguridad, el tiempo muerto total es de 483 ms, el cual se lo estandarizó en 500 ms.

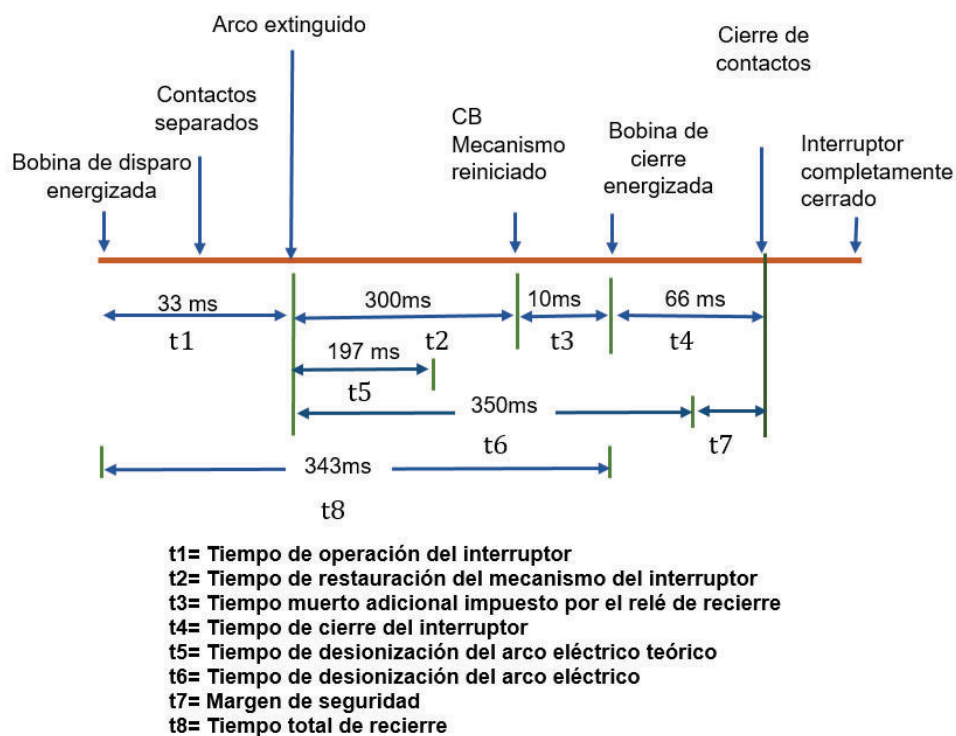


Figura 4.2 Determinación de tiempo muerto para 46 kV [8]

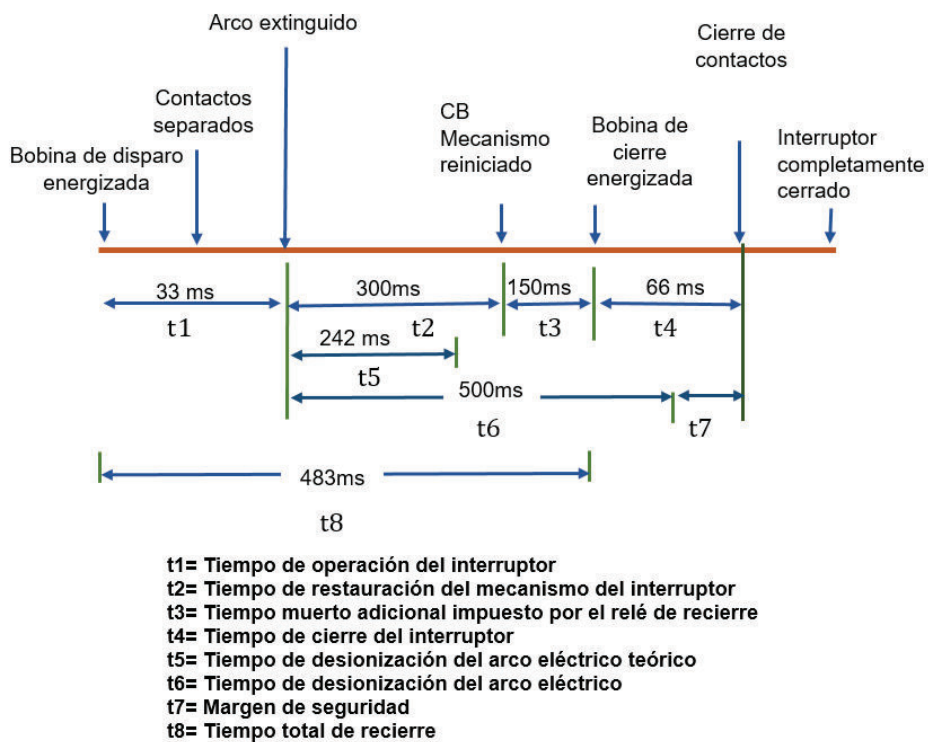


Figura 4.3 Determinación de tiempo muerto para 138 kV [8]

## 4.6 CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA

El noveno paso, es el cálculo del flujo de potencia previo al análisis de la reconexión, es muy importante dentro de este estudio. El flujo de potencia debe ser calculado para demanda mínima, media y máxima, con el fin de establecer cuáles son las condiciones iniciales del sistema. Los datos de prefalla deben ser extraídos del programa para poder ser comparados con los valores de postfalla al darse un recierre exitoso.

## 4.7 CREACIÓN DE EVENTOS DE SIMULACIÓN

El décimo paso, es la creación de eventos de simulación, los cuales varían dependiendo si se trata de una línea radial o de una línea en anillo.

El estudio de reconexión en líneas radiales está únicamente ligado al cierre del interruptor de la subestación que transporta el flujo de potencia hacia la otra subestación, mientras que en la reconexión de una línea en anillo se debe especificar cuál de los dos extremos cierra primero.

El criterio de selección de que extremo cierra en primera instancia es el siguiente, se debe tomar en cuenta qué extremo de la línea tiene menor voltaje, debido al efecto capacitivo propio de una línea, el voltaje de punta en la barra opuesta (barra de mayor voltaje) va a aumentar, estableciendo una diferencia menor de voltaje entre la barra y la línea.

### **Evento de Cortocircuito**

La falla monofásica a tierra simulada es de tipo transitorio, para ambos niveles de voltaje en la topología radial y en anillo, falla establecida en el 15% y el 85% de la longitud total de la línea, con el fin de que la protección que opere sea la protección de distancia y actúe en zona 1, asegurando que la falla se dé cercana a la barra (subestación) y en el límite establecido de la protección dentro de la zona 1 (hasta el 85% de la longitud de la línea).

Este evento fue establecido para todos los casos al tiempo  $t = 0.1$  segundos (100 ms) luego de haberse iniciado la simulación.

### **Evento de Apertura de Interruptor(es)**

La apertura de el/los interruptores, se considera al tiempo  $t = 0.21$  s (210 ms) luego de haber iniciado la simulación, es decir 110 ms luego de haberse dado el evento de cortocircuito, tiempo en que se detecta la falla y se da la apertura de los interruptores como se indicó en las Figuras 2.5 y 2.6.

### **Evento de Despeje de Falla**

El despeje de falla (cortocircuito) ocurre al darse la apertura de los interruptores, es decir al tiempo  $t = 0.21$  s (210 ms) luego de haber iniciado la simulación, o a los 110 ms luego de haberse dado el evento de cortocircuito.

### **Evento de Cierre de Interruptor(es)**

El evento de cierre de el/los interruptores, es simulado dependiendo del tiempo muerto establecido para ambos niveles de voltaje (46 kV y 138 kV), conforme a lo indicado en las Figuras 4.2 y 4.3.

Para 46 kV el tiempo muerto establecido desde que se da la apertura de los interruptores es de 350 ms, es decir al  $t = 0.56$  s de haber iniciado la simulación se cierra el interruptor uno, y 100 ms más tarde (al  $t = 0.66$  segundos) se cierra el segundo interruptor si se trata de una línea con esquema en anillo. Mientras que para 138 kV el cierre del primer interruptor se da 500 ms luego de haberse dado la apertura de el/los interruptores, es decir al  $t = 0.71$  s, y el cierre del segundo interruptor se da 100 ms más tarde al  $t = 0.81$  s de haber iniciado la simulación.

En las Figuras 4.4 y 4.5, la parte (a) muestra el instante en que ocurren cada uno de los eventos establecidos anteriormente para líneas de topología radial, mientras que la parte (b), indica el instante de ocurrencia de los eventos para líneas en anillo, ambos casos para líneas de 46 kV y 138 kV.

En la segunda columna (Name) de las Figuras 4.4 y 4.5 se establece el nombre al evento asignado, mientras que en la tercera columna (Time) se muestra el tiempo al que ocurrirá dicho evento.

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
↔	Apertura Interruptor 1	0.21
↔	Despeje de Falla	0.21
↔	Cierre Interruptor1	0.56

**(a)**

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
↔	Apertura Interruptor 1	0.21
↔	Apertura Interruptor 2	0.21
↔	Despeje de Falla	0.21
↔	Cierre Interruptor 1	0.56
↔	Cierre Interruptor 2	0.66

**(b)**

Figura 4.4 a) Eventos de simulación para topología radial de 46 kV y; b) Eventos de simulación para topología en anillo de 46 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
↔	Apertura Interruptor	0.21
↔	Despeje de Falla	0.21
↔	Cierre Interruptor	0.71

**(a)**

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
↔	Apertura Interruptor 1	0.21
↔	Apertura interruptor 2	0.21
↔	Despeje de Falla	0.21
↔	Cierre interruptor 1	0.71
↔	Cierre interruptor 2	0.81

**(b)**

Figura 4.5 a) Eventos de simulación para la topología radial de 138 kV y; b) Eventos de simulación para la topología en anillo de 138 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]



#### **4.8 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE REESTABLECIMIENTO**

El undécimo paso a considerar, es el tiempo de restablecimiento de cada una de las líneas en las cuales se realizó un recierre exitoso, luego de efectuar el recierre en el único extremo abierto (en el caso de ser una línea radial), o de producirse el recierre en el segundo extremo de la línea (en el caso de ser una línea en anillo), se comprobó que el tiempo muerto programado fue el suficiente como para que las señales de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia estén dentro de los valores normales de operación.

Para poder determinar este tiempo se debe analizar cada una de las gráficas correspondientes a las señales antes mencionadas, las cuales indican que el sistema ha vuelto a sus condiciones de prefalla.

#### **4.9 VERIFICACIÓN DE VARIABLES**

El último paso es la comprobación del nuevo estado del sistema luego de realizar una reconexión exitosa, se hace con respecto a las consideraciones técnicas durante todo el proceso de la simulación, a partir del estado estacionario, seguido por el estado transitorio el cual empieza con los eventos de simulación de cortocircuito hasta el cierre de los interruptores. Para esto se deben examinar y respetar los valores para la sincronización en cuanto a niveles de voltaje, secuencia de fases, diferencias de ángulo y frecuencias entre barras, así como las consideraciones técnicas señaladas en el Capítulo 2, sección 2.6.

En cuanto a los niveles de sincronización de voltaje y ángulo, el voltaje puede tener una variación de  $\pm 10\%$ , mientras que la variación de ángulo no debe ser mayor a  $25^\circ$ , este valor se toma como referencia al considerar un esquema en anillo. Antes de efectuar el cierre en el segundo extremo de la línea al tener un ángulo menor a  $25^\circ$ , se garantiza que la transferencia de potencia activa no se dé de forma violenta, corroborando así que ambas partes del sistema hayan sido sincronizadas con éxito [9].

## CAPÍTULO 5

### APLICACIÓN, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 5.1. APLICACIÓN DE LA RECONEXIÓN

Una vez que se han seleccionado las líneas y establecido los niveles de voltaje, la configuración de la subestación, el tiempo de desionización del arco, la secuencia de operación del interruptor y el tiempo muerto, se procede a calcular los flujos de potencia en cada una de las demandas, para posteriormente pasar a la creación de eventos y realizar las simulaciones en la base de datos modelada en PowerFactory. La aplicación y análisis de resultados se realiza para cada uno de los casos establecidos radiales y en anillo en niveles de 46 kV y 138 kV, con los fundamentos planteados en los Capítulos 2 y 3, y con la metodología desarrollada en el capítulo anterior, siguiendo cada uno de sus lineamientos.

##### 5.1.1 CÁLCULO Y ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

Al realizarse los cálculos y obtener los valores de flujo de potencia para las tres demandas establecidas, los resultados de las líneas seleccionadas, son mostrados en la Tabla 5.1 para líneas radiales de 46 kV, en la Tabla 5.2 para líneas en anillo de 46 kV, en la Tabla 5.3 para líneas radiales de 138 kV y en la Tabla 5.4 para líneas en anillo de 138 kV. Las variables tabuladas son:

- U: Voltaje en [kV] y en p.u. presentes en las barras
- f: Frecuencia de las barras en [Hz]
- $\delta$ : Ángulo de las barras en [°]
- P: Potencia activa de las barras en [MW]
- Q: Potencia reactiva de las barras en [MVA<sub>r</sub>]
- S: Potencia aparente de las barras en [MVA]

Tabla 5.1 Cálculo de condiciones iniciales en líneas radiales de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	# Circuitos	Nomenclatura	Demanda	Barra	Voltaje [kV]	Voltaje p.u.	Frecuencia [Hz]	Ángulo [°]	P[MW]	Q[MVar]	S[MVA]
Santa Rosa - Machachi	1	L_MACH_SRO_S_0_1	Mínima	Sta. Rosa	46.704	1.015	60.00	10.30	10.700	1.600	10.800
			Media	Machachi	46.235	1.005	60.00	9.30	-10.600	-1.500	10.700
				Sta. Rosa	45.700	0.993	60.00	2.90	14.400	4.300	15.000
			Máxima	Machachi	44.800	0.974	60.00	1.20	-14.200	3.900	14.800
				Sta. Rosa	45.767	0.995	60.00	-8.4	16.300	4.100	16.800
			Sur - Escuela Sucre_Marín	1	L_SUR-ESCREMRN	Mínima	Sur	46.500	1.011	60.00	-11.70
Media	Esc. Sucre-Marín	46.460				1.010	60.00	-11.80	-5.000	-1.700	5.300
	Sur	44.700				0.972	60.00	2.10	9.000	1.300	9.100
Máxima	Esc. Sucre-Marín	44.600				0.970	60.00	1.90	-9.600	-3.200	10.100
	Sur	45.070				0.980	60.00	-23.00	10.300	2.700	10.700
Mínima	Esc. Sucre-Marín	45.000				0.978	60.00	-23.10	-10.300	-2.700	10.700
	Sur	45.980	1.000	60.00	-10.02	5.000	1.700	5.300			
Sur - Chimbacalle	1	L_SUR-CHMBCLLE	Mínima	Chimbacalle	45.940	0.999	60.00	-10.13	-5.000	-1.700	5.300
			Media	Sur	44.650	0.971	60.00	7.14	9.000	1.300	9.100
				Chimbacalle	44.570	0.969	60.00	6.98	-9.000	-1.300	9.100
			Máxima	Sur	45.410	0.987	60.00	-17.45	12.800	1.400	12.900
				Chimbacalle	45.300	0.985	60.00	-17.68	-12.800	-1.300	12.800
			Mínima	San Rafael	46.300	1.007	60.00	4.70	8.600	0.400	8.600
Sangolquí	46.100	1.002		60.00	3.90	-8.600	-0.300	8.600			
San Rafael - Sangolquí	1	L_SANG_SRAF_0_1	Mínima	San Rafael	44.200	0.961	60.00	-6.70	14.800	3.000	15.100
			Media	Sangolquí	43.700	0.950	60.00	-8.10	-14.700	-2.700	14.900
				San Rafael	44.500	0.967	60.00	-5.4	14.200	2.300	14.400
			Máxima	San Rafael	44.100	0.959	60.00	-6.70	-14.100	-2.000	14.200
				Sangolquí	44.100	0.959	60.00	-6.70	-14.100	-2.000	14.200

Tabla 5.2 Cálculo de condiciones iniciales en líneas en anillo de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	# Circuitos	Nomenclatura	Demanda	Barra	Voltaje [kV]	Voltaje p.u.	Frecuencia [Hz]	Ángulo [°]	P[MW]	Q[MVAR]	S[MVA]
Santa Rosa - Epiclachima (circuito 1)	2	L_EPIC_SROS_0_1	Mínima	Sta. Rosa	46.70	1.015	60.00	4.90	7.900	2.900	8.400
				Epiclachima	46.30	1.007	60.00	4.00	-7.900	-2.900	8.400
			Media	Sta. Rosa	45.70	0.993	60.00	-6.00	20.200	5.400	20.900
				Epiclachima	44.70	0.972	60.00	-8.30	-19.900	-4.600	20.500
			Máxima	Sta. Rosa	46.00	1.000	60.00	-7.7	21.800	3.900	22.200
				Epiclachima	45.10	0.980	60.00	-10.20	-21.600	-3.000	21.800
Santa Rosa - Epiclachima (circuito 2)	2	L_EPIC_SROS_0_2	Mínima	Sta. Rosa	46.70	1.015	60.00	4.80	7.900	2.800	8.400
				Epiclachima	46.30	1.007	60.00	4.00	-7.900	-2.700	8.400
			Media	Sta. Rosa	45.70	0.993	60.00	-6.10	20.200	5.400	20.900
				Epiclachima	44.70	0.972	60.00	-8.40	-19.900	-4.600	20.500
			Máxima	Sta. Rosa	46.00	1.000	60.00	-10.10	21.900	5.100	22.500
				Epiclachima	45.10	0.980	60.00	-12.60	-21.600	-4.100	22.000
Selva Alegre - Granda Centeno	1	L_GCEN-SALE_0_1	Mínima	Selva Alegre	46.70	1.015	60.00	3.20	15.400	4.300	16.000
				Granda Centeno	46.50	1.011	60.00	2.80	-15.400	-4.200	15.900
			Media	Selva Alegre	45.30	0.985	60.00	-6.40	42.500	14.500	44.900
				Granda Centeno	44.90	0.976	60.00	-7.40	-42.300	-13.600	44.400
			Máxima	Selva Alegre	45.50	0.989	60.00	-10.1	31.400	11.900	36.100
				Granda Centeno	45.20	0.983	60.00	-10.90	-34.000	-11.300	35.800
Vicentina - Norte (circuito 1)	2	L_NORT_VIC2_0_1	Mínima	Vicentina	46.70	1.015	60.00	2.80	3.500	5.800	6.800
				Norte	46.40	1.009	60.00	2.70	-3.500	-5.800	6.800
			Media	Vicentina	45.10	0.980	60.00	-7.40	10.900	10.100	14.900
				Norte	44.50	0.967	60.00	-7.90	-10.900	-9.900	14.700
			Máxima	Vicentina	45.90	0.998	60.00	-10.9	4.200	12.100	12.800
				Norte	45.30	0.985	60.00	-11.00	-4.100	-12.000	12.700

Tabla 5.3 Cálculo de condiciones iniciales en líneas radiales de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	# Circuitos	Nomenclatura	Demanda	Barra	Voltaje [kV]	Voltaje p.u.	Frecuencia [Hz]	Angulo [°]	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]
Pomasqui-Cristiania	1	L_CRIS_POMQ_1_1	Mínima 03:00	Pomasqui	141.700	1.027	60.00	8.50	19.800	6.400	20.800
				Cristiania	141.400	1.025	60.00	8.30	-19.800	-6.800	20.900
			Media 12:00	Pomasqui	139.800	1.013	60.00	9.30	46.500	7.000	47.100
				Cristiania	139.400	1.010	60.00	8.90	-46.400	-7.200	47.000
			Máxima 19:00	Pomasqui	140.000	1.014	60.00	2.8	42.900	8.500	43.700
				Cristiania	139.500	1.011	60.00	2.50	-42.800	-8.700	43.700

Tabla 5.4 Cálculo de condiciones iniciales en líneas en anillo de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	# Circuitos	Nomenclatura	Demanda	Barra	Voltaje [kV]	Voltaje p.u.	Frecuencia [Hz]	Ángulo [°]	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]
Conocoto-Vicentina	1	L_CONO_VICE_1_1	Mínima 03:00	Conocoto	141.30	1.024	60.00	5.20	18.200	7.100	19.600
			Media 12:00	Vicentina	140.80	1.020	60.00	4.90	-18.200	-7.700	19.800
			Máxima 19:00	Conocoto	140.00	1.014	60.00	-1.60	49.400	22.300	54.200
Gualo - Vicentina	1	L_GUAL_VICE_1_1	Mínima 03:00	Vicentina	138.80	1.006	60.00	-2.20	-49.200	-22.200	54.000
			Media 12:00	Conocoto	140.30	1.017	60.00	-5.2	48.400	18.900	51.900
			Máxima 19:00	Vicentina	139.20	1.009	60.00	-5.80	-48.200	-18.900	51.800
Selva Alegre - Cotocollao	1	L_COTO_SALE_1_1	Mínima 03:00	Gualo	141.40	1.025	60.00	6.90	7.100	14.900	16.600
			Media 12:00	Vicentina	140.90	1.021	60.00	6.90	-7.100	-15.500	17.100
			Máxima 19:00	Gualo	139.50	1.011	60.00	-2.10	18.800	17.100	25.500
Selva Alegre - Eugenio Espejo	1	L_ESPE_SALE_1_1	Mínima 03:00	Vicentina	138.80	1.006	60.00	-2.30	-18.800	-17.600	25.800
			Media 12:00	Gualo	139.90	1.014	60.00	-5.7	13.000	15.800	20.400
			Máxima 19:00	Vicentina	139.20	1.009	60.00	-5.80	-12.900	-16.400	20.800
Selva Alegre - Cotocollao	1	L_COTO_SALE_1_1	Mínima 03:00	Selva Alegre	141.19	1.023	60.00	4.70	10.600	1.400	10.700
			Media 12:00	Cotocollao	141.09	1.022	60.00	4.60	-10.600	-2.000	10.700
			Máxima 19:00	Selva Alegre	139.25	1.009	60.00	-0.60	20.800	4.600	21.300
Selva Alegre - Eugenio Espejo	1	L_ESPE_SALE_1_1	Mínima 03:00	Cotocollao	138.99	1.007	60.00	-0.80	-20.800	-5.100	21.400
			Media 12:00	Selva Alegre	139.39	1.010	60.00	-6.2	32.100	6.400	32.700
			Máxima 19:00	Cotocollao	139.02	1.007	60.00	-6.60	-32.000	-6.700	32.700
Selva Alegre - Eugenio Espejo	1	L_ESPE_SALE_1_1	Mínima 03:00	Eugenio Espejo	141.60	1.026	60.00	5.20	21.300	2.000	21.400
			Media 12:00	Selva Alegre	141.20	1.023	60.00	4.70	-21.200	3.000	21.400
			Máxima 19:00	Eugenio Espejo	140.70	1.020	60.00	-1.50	50.400	16.900	53.200
Selva Alegre - Eugenio Espejo	1	L_ESPE_SALE_1_1	Mínima 03:00	Selva Alegre	139.20	1.009	60.00	-2.60	-50.200	-16.800	53.000
			Media 12:00	Eugenio Espejo	140.80	1.020	60.00	-5.10	53.700	15.100	55.700
			Máxima 19:00	Selva Alegre	139.40	1.010	60.00	-6.30	-53.400	-14.900	55.500

Con los resultados obtenidos del flujo de potencia en condiciones de prefalla de las líneas seleccionadas, se presenta un análisis completo para una línea radial y una en anillo en 46 kV y para una línea radial y una en anillo en 138 kV, estos cuatro casos en demanda media, al simular un evento de cortocircuito (falla monofásica) al 15% de la longitud total de la línea.

A continuación, se muestran las líneas que se han seleccionado.

- Línea radial de 46 kV: **Sur – Chimbacalle (caso 1)**
- Línea en anillo de 46 kV: **Circuito 1 Santa Rosa - Epiclachima (caso 2)**
- Línea radial de 138 kV: **Pomasqui- Cristianía (caso 3)**
- Línea en anillo de 138 kV: **Conocoto- Vicentina (caso 4)**

Los eventos de simulación fueron tomados en cuenta de la misma manera en que se detalló en el Capítulo 4, sección 4.7, diferenciando los procedimientos entre una reconexión radial y una reconexión en anillo, considerando el instante en que suceden cada uno de los eventos para líneas radiales y en anillo en 46 kV y en 138 kV.

Finalmente, los resultados obtenidos para las demás líneas de 46 kV y 138 kV, en demanda mínima, media y máxima son presentados en las tablas de la sección 5.6, los cuales fueron tomados del Anexo 3. El análisis realizado para la reconexión de estas líneas, siguió el mismo procedimiento que el detallado para los cuatro casos mencionados y que a continuación se describen.

## **5.2. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS RADIALES DE 46 kV**

El análisis de la simulación que se presenta en este punto, se realiza para todas las líneas radiales de 46 kV, considerando como evento de cortocircuito una falla transitoria monofásica en la fase A. La secuencia de eventos para líneas radiales de 46 kV se configuró conforme a lo señalado en la Figura 5.1.

	Name	Time
	Cortocircuito	0.1
	Apertura Interruptor 1	0.21
	Despeje de Falla	0.21
	Cierre Interruptor1	0.56

Figura 5.1 Eventos de simulación para el caso radial de 46 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.2.1 LÍNEA SUR – CHIMBACALLE 46 kV (CASO 1)

Al tratarse de una línea radial, se debe considerar que al ocurrir un cortocircuito el extremo de la línea que abre es en la subestación Sur, ya que conforme a lo señalado en la Tabla 5.1, el flujo es dirigido desde la S/E Sur (esquema de barra principal con barra de transferencia) hacia la S/E Chimbacalle (esquema de barra simple más by pass), y consecuencia de ello la barra en Chimbacalle queda desenergizada durante el tiempo muerto establecido (350 ms). El interruptor que debe abrirse y cerrarse es el de la posición 8, como se muestra en la Figura 5.2, parte tomada del diagrama unifilar presentado en el Anexo 4.

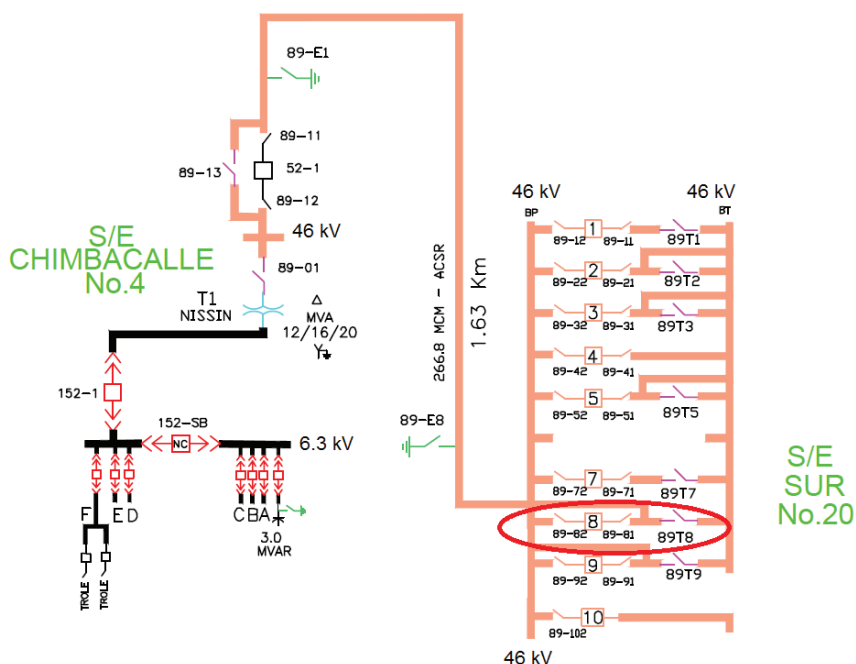


Figura 5.2 Conexión entre la S/E Sur y S/E Chimbacalle [15]



La Figura 5.3 muestra el comportamiento de la corriente de cada una de las fases en la línea Sur - Chimbacalle, indicando el tiempo en el que se produce cada evento. Pevio al evento de cortocircuito la magnitud de las corrientes de las tres fases es de 0.118 kA, al tiempo  $t=0.1$  s, se produce el cortocircuito el cual incrementa la corriente a 7.229 kA en la fase A, posterior a esto se da la apertura tripolar y despeje de la falla al tiempo  $t=0.21$  s, el cual desconecta la línea haciendo que las corrientes se reduzcan a cero, hasta el instante de la reconexión al tiempo  $t=0.56$  s, teniendo al tiempo  $t=0.565$  s, un valor de corrientes de fase de 0.117 kA.

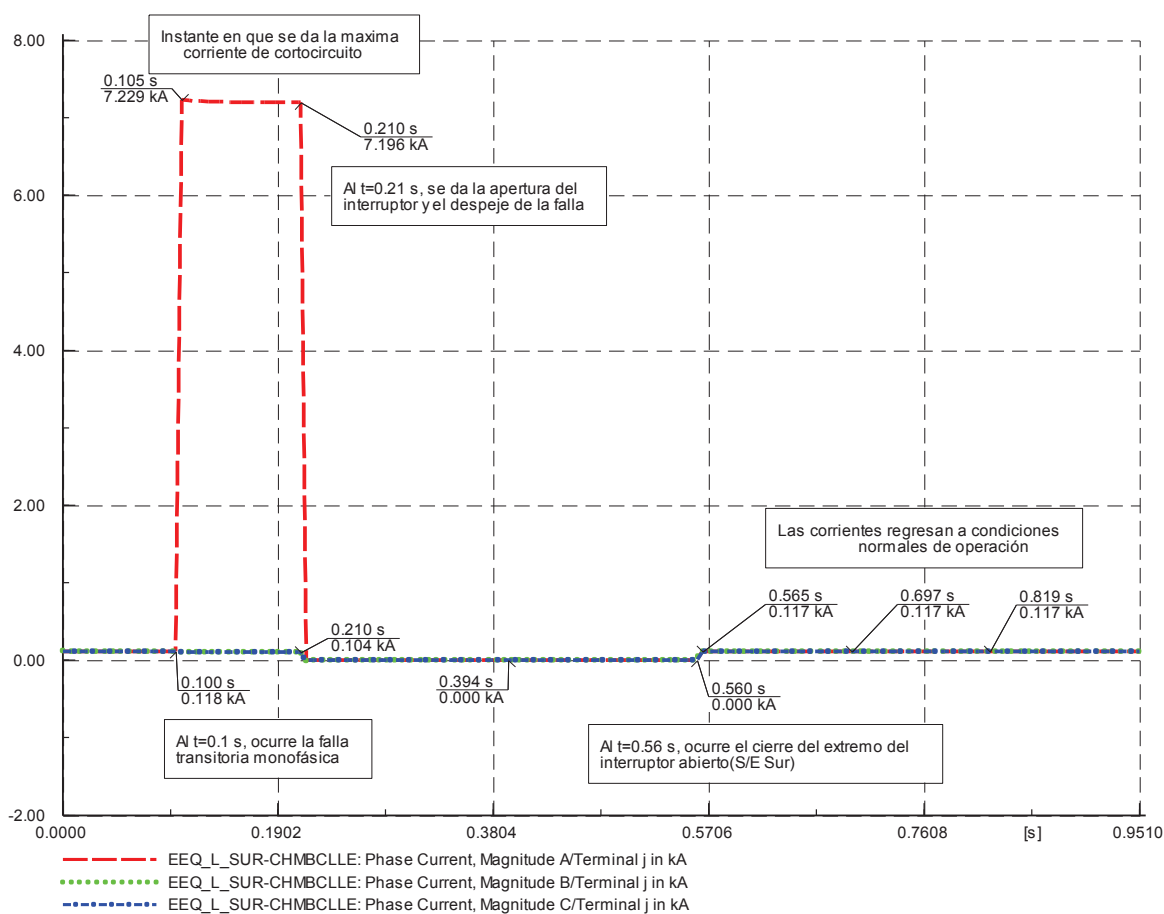


Figura 5.3 Análisis de la respuesta de corriente en la línea Sur – Chimbacalle  
[Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.2.1.1 Análisis de voltaje

La Figura 5.4 muestra la respuesta de voltaje de la línea Sur – Chimbacalle (46kV), de la cual se puede resaltar lo siguiente:

- Antes del evento de falla, el voltaje en la barra de la S/E Sur es de 44.661 kV y en la barra de la S/E Chimbacalle es de 44.576 kV. La diferencia de voltajes entre las barras de la S/E Sur y la S/E Chimbacalle es de 0.085 kV, es decir 0.00184 p.u. Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Sur despejando la falla, instante en el cual el voltaje en la barra de la S/E Sur se incrementa a 44.882 kV, mientras que el voltaje en la S/E Chimbacalle cae a cero durante 350 ms (tiempo muerto establecido para líneas de 46 kV en la sección 4.5).
- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Sur de la línea hacia Chimbacalle, volviendo a energizar la línea Sur – Chimbacalle.
- Al tiempo  $t = 3.319$  s, la magnitud del voltaje oscila levemente luego del periodo transitorio de la simulación.
- Al tiempo  $t = 4.678$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. En este punto se puede verificar la diferencia de voltaje entre las barras. El voltaje en la S/E Sur es 44.824 kV y en la S/E Chimbacalle es de 44.739 kV, estableciendo una diferencia de voltaje entre barras 0.085 kV es decir 0.00184 p.u.

En cada una de las simulaciones se debe analizar cada uno de los valores obtenidos y compararlos con los valores permitidos dentro de los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL enumerados la sección 2.6.

- Durante el tiempo que el sistema se ve afectado por los eventos en la simulación, el voltaje en la barra de la S/E Sur llega a estar por debajo de 0.8 p.u. pero no por más de 500 ms. En el intervalo entre el evento de cortocircuito

hasta el despeje de falla el voltaje baja a 0.7 p.u. durante 110 ms, como se mencionó en la sección 2.6.4, el tiempo que el voltaje este por debajo de su valor nominal (0.7 p.u) en la barras de las subestación, no debe exceder los 4 segundos, tiempo en el cual empieza el deslastre de carga (abrir alimentadores primarios), ésto como filosofía propia de la EEQ.

- Como comprobación de los parámetros de calidad y seguridad, una vez despejada la falla, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms, en este caso el voltaje más bajo en la barra de la S/E Sur al despejar la falla es de 44.636 kV es decir 0.97 p.u., siguiendo una tendencia hacia el 1 p.u.
- Además, luego de realizarse la reconexión de la línea y regresar a condiciones normales de operación, el voltaje en las barras no supera su valor nominal en un  $\pm 10\%$ .

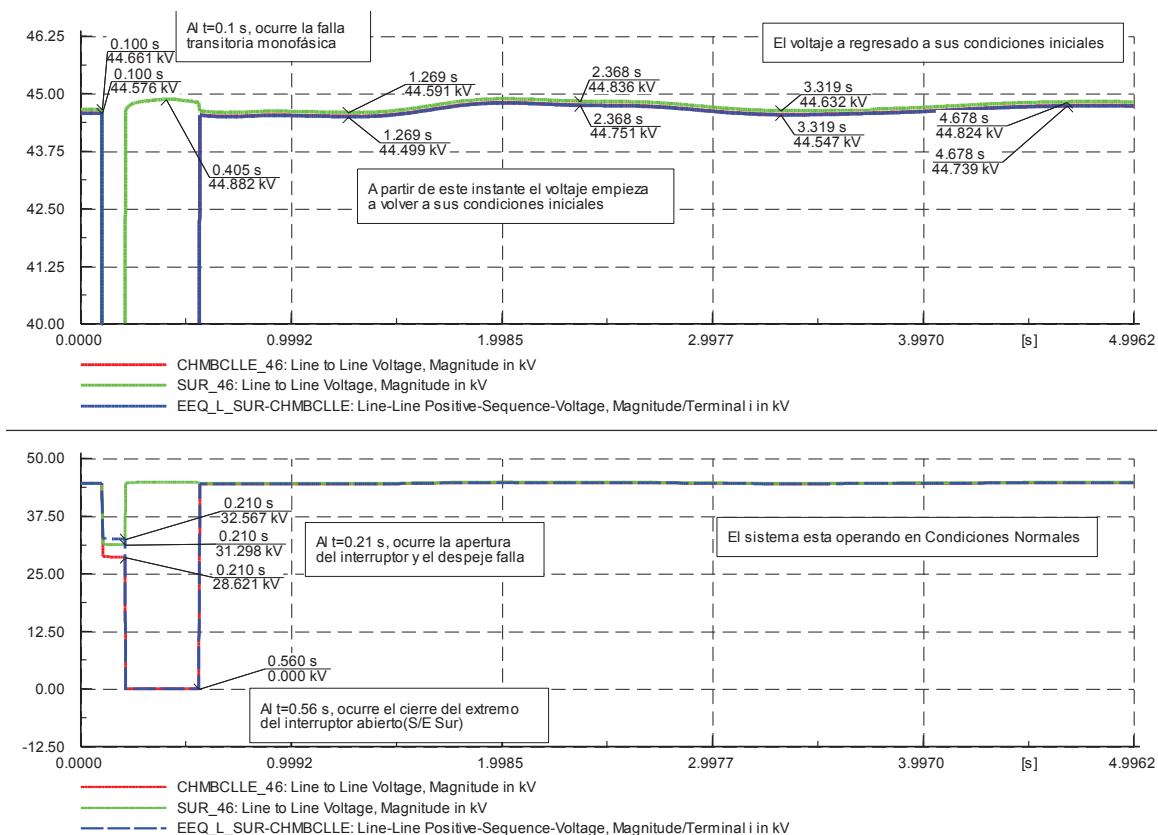


Figura 5.4 Análisis de la respuesta de voltaje en la línea Sur – Chimbacalle [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.2.1.2 Análisis de frecuencia

La Figura 5.5 ilustra la respuesta de frecuencia en la barra de la S/E Sur durante toda la simulación, de la cual se observa lo siguiente:

- Antes del evento de falla, la frecuencia en la barra de la S/E Sur y en la barra de la S/E Chimbacalle es de 60.00 Hz. Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea, instante en el cual la frecuencia en ambas barras es de 59.973 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Sur despejando la falla, instante en el cual la frecuencia en la barra de la S/E Sur se incrementa a 60.024 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Sur de la línea hacia Chimbacalle, volviendo a energizar la línea Sur – Chimbacalle.
- Al tiempo  $t = 1.486$  s, la frecuencia comienza a estabilizarse en un nuevo punto luego de reconectar la línea.
- Al tiempo  $t = 4.286$  s, el sistema vuelve a sus condiciones normales de operación. La frecuencia en ambas subestaciones es de 60.044 Hz.

Al igual que en el análisis de voltaje, se deben considerar los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL enumerados en la sección 2.6, y el esquema de alivio de carga de la sección 2.6.3.

No se analiza la frecuencia en la barra de la S/E Chimbacalle, pues ésta queda desenergizada durante el tiempo de reconexión de 350 ms.

- La frecuencia durante la falla transitoria y durante todo el evento, no es inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz en la barra de la S/E Sur.

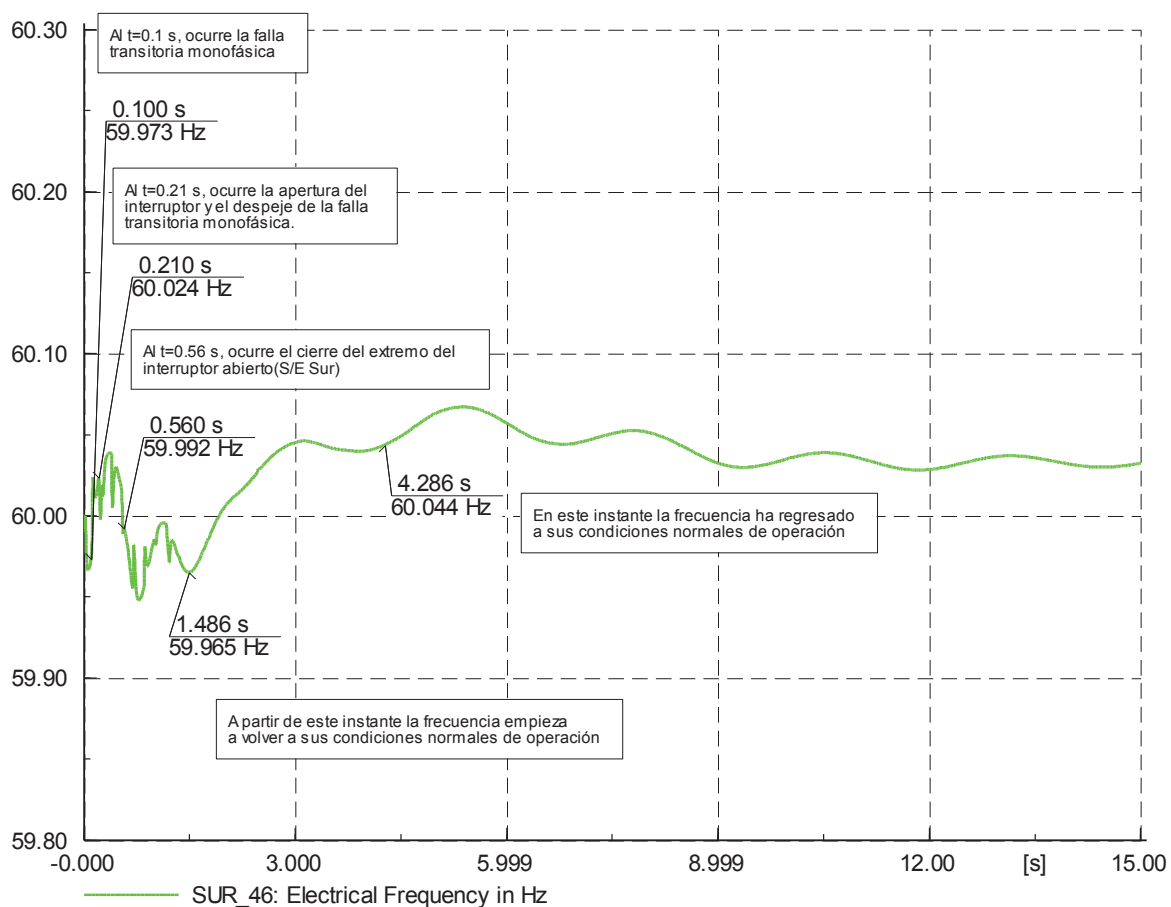


Figura 5.5 Análisis de la respuesta de frecuencia en la barra de la S/E Sur [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.2.1.3 Análisis de ángulo

En la Figura 5.6 se muestra la respuesta de ángulo de la barra de la S/E Sur, en donde:

- Antes del evento de falla, el ángulo en la barra de la S/E Sur es de  $23.496^\circ$ . Al tiempo  $t=0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica.
- Al tiempo  $t=0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Sur despejando la falla.
- Al  $t=0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Sur de la línea hacia Chimbacalle, instante en el que el ángulo en la S/E Sur es  $40.146^\circ$ . Debido a que es una línea radial y el extremo de la S/E Chimbacalle está desenergizado,

no se toma en cuenta el límite en cuanto a la diferencia de ángulo de  $25^\circ$  para la sincronización.

- Al tiempo  $t = 1.576$  s, el ángulo está próximo a regresar a sus condiciones normales de operación, mientras que al tiempo  $t = 4.636$  s, el sistema está funcionando en nuevas condiciones operativas. El ángulo en la S/E Sur es de  $-20.472^\circ$ .

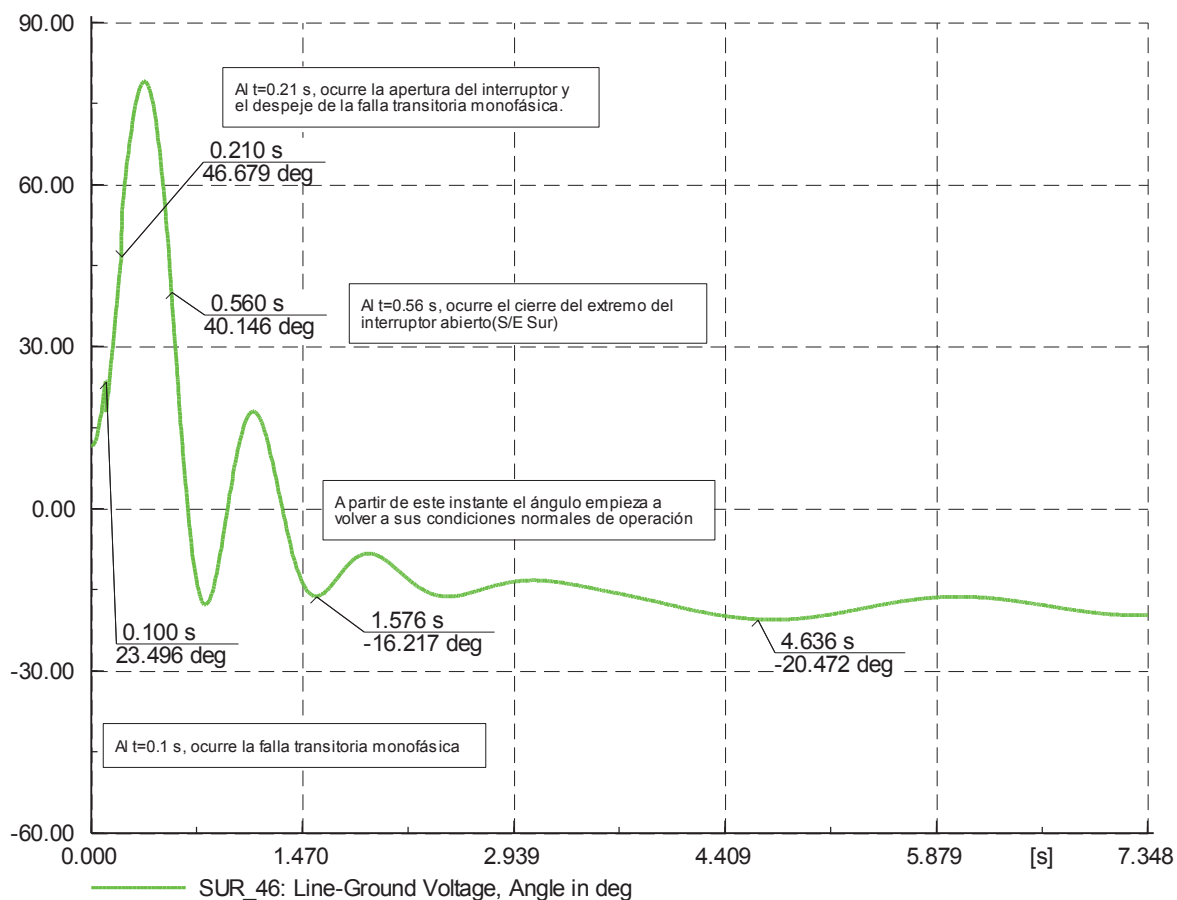


Figura 5.6 Análisis de la respuesta de ángulo en la barra de las S/E Sur [Imagen extraída del programa PowerFactory]

#### 5.2.1.4 Análisis de potencia activa y reactiva

La Figura 5.7 muestra la respuesta de potencia activa y reactiva en la línea de subtransmisión Sur – Chimbacalle en 46 kV, donde se puede observar que:

- Previo al evento de falla la potencia activa en el terminal  $j$  (S/E Sur) es de 8.998 MW (el signo + indica que el flujo de potencia está saliendo de la barra), mientras que en el terminal  $i$  (S/E Chimbacalle) es de -8.983 MW (el signo menos “-” indica que el flujo de potencia está entrando a la barra), con una diferencia de 0.015 MW (potencia consumida por la línea).  
La potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de -1.298 MVar, el extremo  $j$  tiene 1.313 MVar, diferencia entre ellos de 0.015 MVar.
- Al  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica, instante en el cual las potencias tanto activa como reactiva sufren variaciones.
- Al  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Sur despejando la falla, luego de lo cual todas las potencias se reducen a cero.
- Al  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Sur de la línea hacia Chimbacalle, energizando nuevamente la línea.
- Al tiempo  $t = 1.085$  s, la potencia activa en el terminal  $j$  (S/E Sur) es de 8.976 MW, mientras que en el terminal  $i$  (S/E Chimbacalle) es de -8.962 MW teniendo en este instante una diferencia de 0.014 MW igual que en condiciones iniciales. Mientras que la potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de -1.295 MVar, el extremo  $j$  tiene 1.310 MVar, con una diferencia entre ellos de 0.015 MVar.

Con esto se puede deducir que la línea luego la falla transitoria monofásica, y después de haber ocurrido el despeje de la misma al darse la apertura del interruptor de la S/E Sur, transcurrido el tiempo muerto de 350 ms, verificando las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo en las barras y potencia en los extremos de la línea, se tiene que el sistema ha sido reestablecido exitosamente, al regresar todos sus valores a condiciones similares a las de prefalla.

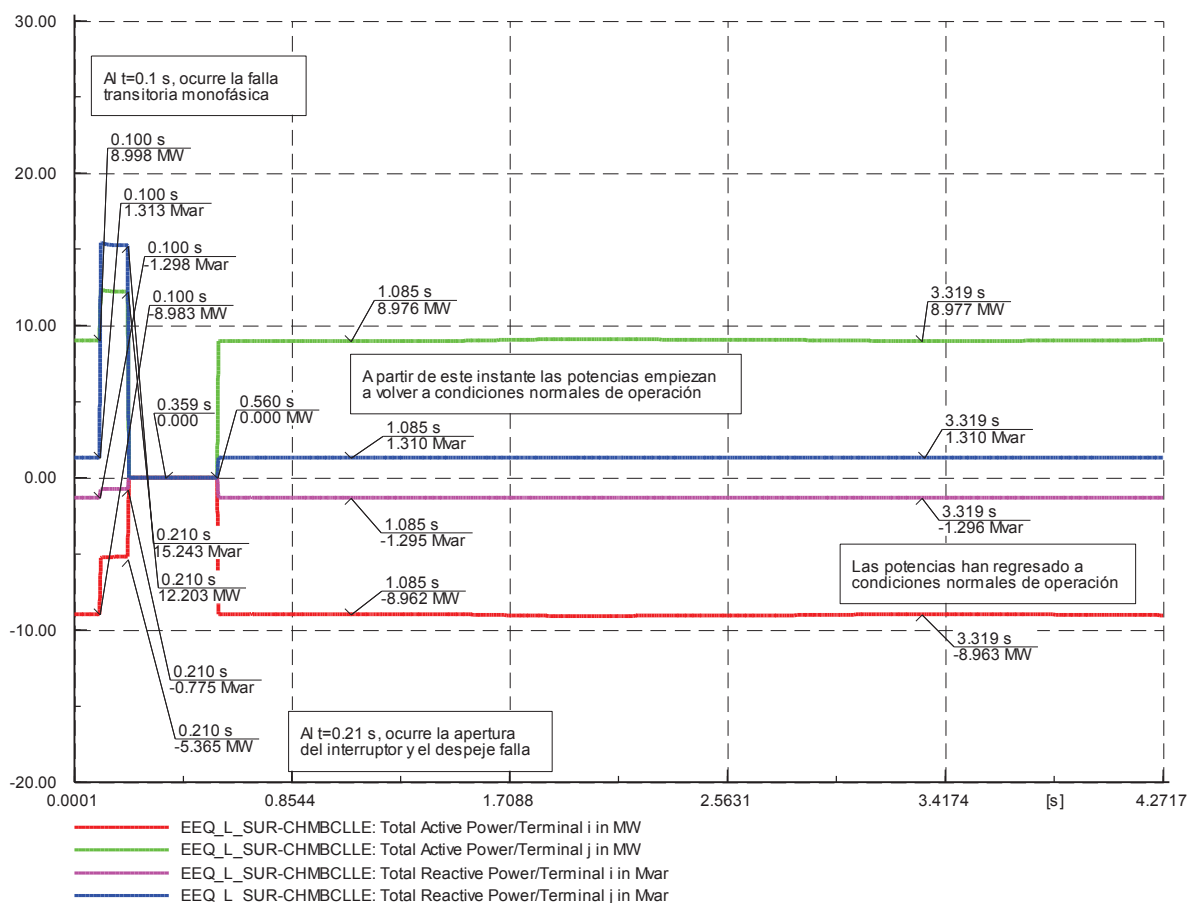


Figura 5.7 Análisis de la respuesta de potencia activa y reactiva en las barras de las S/E Sur y S/E Chimbacalle [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Los resultados obtenidos de las simulaciones para la línea radial Sur – Chimbacalle se los resume en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Resultados obtenidos para el caso 1 [Elaboración propia]

Línea	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Análisis de frecuencia	Tiempo de despeje de falla [s]	Tiempo de recierre [s]	Tiempo de estabilización [s]	Tiempo final [s]
Sur - Chimbacalle	SUR_46	Sur	Sur	0.21	0.56	3.319 <sup>1</sup>	4.678 <sup>2</sup>
	CHMBCLLE_46						

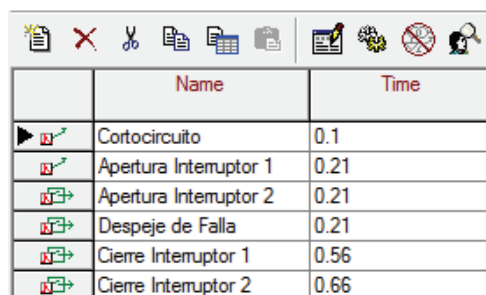
Donde:

- 1, es dato extraído de la respuesta de voltaje en la Figura 5.4.
- 2, es dato extraído de la Figura 5.4 luego de verificar la respuesta de frecuencia en la figura 5.5 al  $t=4.286$  s.



### 5.3. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS EN ANILLO DE 46 kV

La secuencia de eventos para la simulación de líneas en anillo se realizó conforme a lo señalado en la Figura 5.8.



	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
▶	Apertura Interruptor 1	0.21
▶	Apertura Interruptor 2	0.21
▶	Despeje de Falla	0.21
▶	Cierre Interruptor 1	0.56
▶	Cierre Interruptor 2	0.66

Figura 5.8 Eventos de simulación para líneas en anillo de 46 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]

#### 5.3.1 CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA SANTA ROSA – EPICLACHIMA 46 kV (CASO 2)

Al determinar que la línea Santa Rosa – Epiclachima en 46 kV, es una línea en anillo, se deben valorar las condiciones operativas de los eventos durante la simulación.

En primer lugar, al ocurrir el cortocircuito deben abrirse ambos extremos de la línea. Como el flujo de potencia es dirigido desde la S/E Santa Rosa hacia la S/E Epiclachima, se tiene en la S/E Epiclachima un voltaje menor en el flujo de potencia como se puede observar en la Tabla 5.2, para demanda media el cual es de 0.972 p.u., mientras que en la S/E Santa Rosa se tiene 0.993 p.u.

Una vez despejada la falla y transcurrido el tiempo muerto de 350 ms para líneas de 46 kV, el recierre debe hacerse primero en los interruptores de la S/E Epiclachima, debido a que ésta barra presenta un voltaje más bajo, y 100 ms después se cierra el interruptor en la S/E Santa Rosa.

Estos 100 ms de diferencia entre el cierre del primer y segundo extremo de la línea, dan lugar a que el interruptor que cerró en primera instancia verifique el estado de la falla, haciendo que el interruptor permanezca cerrado si la falla fue despejada o vuelve

abrir en caso de que la falla sea permanente, tiempo estimado en la sección 2.5.2, que demora en abrir un interruptor, desde que la falla es detectada por el relé de protección.

Los interruptores que deben operar tanto en la apertura como en el cierre durante estos eventos son, los interruptores S50 y S60 de la S/E Santa Rosa (esquema de interruptor) y los interruptores S20 y S30 de la S/E Epiclachima (esquema de interruptor), los cuales pueden observarse en la Figura 5.9, parte tomada del diagrama unifilar en el Anexo 4.

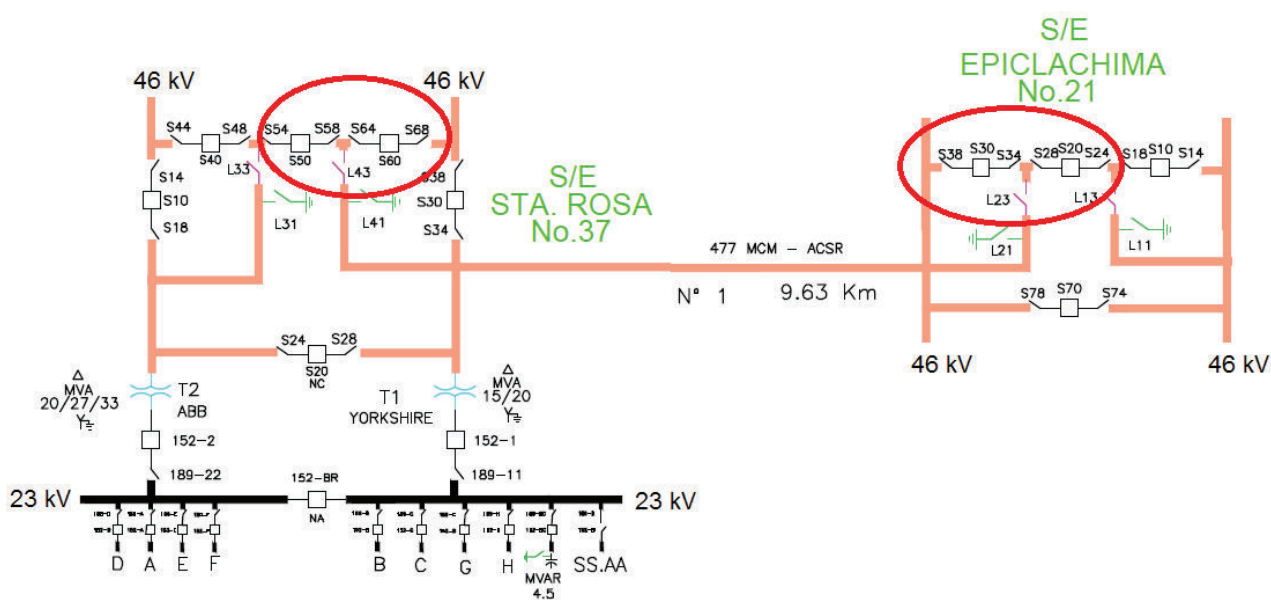


Figura 5.9 Conexión entre la S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima [15]

La Figura 5.10 muestra el comportamiento de la corriente de cada una de las fases en el circuito 1 de la línea Santa Rosa – Epiclachima en 46 kV, indicando el tiempo en el que se origina cada evento.

Previo al evento de cortocircuito la corriente de cada una de las fases es de 0.264 kA, al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce el cortocircuito monofásico el cual incrementa la corriente a 8.393 kA en la fase A, y debido a esto se da la apertura y despeje de la falla al tiempo  $t = 0.21$  s, la cual desconecta la línea, haciendo que las corrientes vayan a cero. Al tiempo  $t = 0.56$  s, se da el recierre del primer extremo en la S/E Epiclachima, las corrientes de línea siguen siendo cero, al tiempo  $t = 0.66$  s, se cierra el segundo

extremo de la línea (S/E Santa Rosa) teniendo al tiempo  $t = 0.665$  s, un valor de corrientes de fase de 0.265 kA, y al tiempo  $t = 1.979$  s, se tiene 0.264 kA de corriente por fase, al igual que en sus condiciones de prefalla.

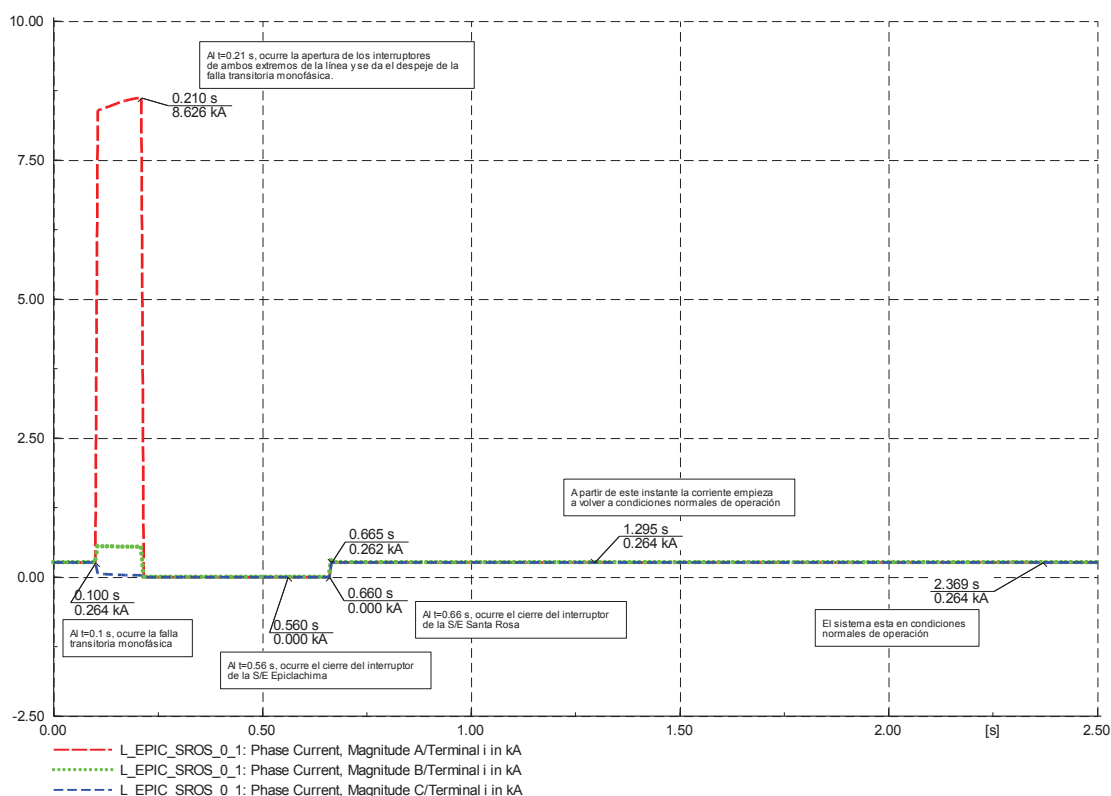


Figura 5.10 Análisis de la respuesta de corriente en la línea Santa Rosa – Epiclachima (circuito 1) [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.3.1.1. Análisis de voltaje

La Figura 5.11 corresponde a la respuesta de voltaje de la línea Santa Rosa – Epiclachima en 46 kV, de la cual se puede observar:

- Previo al evento de falla, el voltaje en la barra de la S/E Santa Rosa es de 45.687 kV y en la barra de la S/E Chimbacalle es de 44.708 kV, la diferencia de voltajes entre las barras de la S/E Sur y la S/E Chimbacalle es de 0.979 kV, es decir 0.021 p.u.

- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores de las subestaciones involucradas despejando la falla, instante en el cual el voltaje en la barra de la S/E Santa Rosa se incrementa a 46.483 kV, mientras que el voltaje en la S/E Epiclachima sube a 45.203 kV.
- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Epiclachima debido a que en esta barra se tiene un menor voltaje, (por efecto capacitivo este tendrá que aumentar en el otro extremo de la línea), instante en el que el voltaje en al S/E Santa Rosa es de 45.785 kV y en la S/E Epiclachima es de 44.332 kV.
- Al tiempo  $t = 0.66$  s, se da el recierre en el otro extremo de la línea (S/E Santa Rosa), luego de esto, los voltajes son 45.848 kV y 44.391 kV en la S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima respectivamente, con una diferencia de 1.457 kV es decir 0.031 p.u.
- Al tiempo  $t = 1.265$  s, el voltaje está estabilizándose alrededor de un nuevo punto de equilibrio.
- Al tiempo  $t = 4.603$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. En este punto se puede verificar la diferencia de voltaje entre las barras. El voltaje en la S/E Santa Rosa es 45.703 kV y en la S/E Chimbacalle es de 44.723 kV, estableciendo una diferencia de voltaje entre barras 0.98 kV es decir 0.021 p.u.

Al revisar los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL, se tiene que:

- Durante la simulación, el voltaje en la barra en ambas subestaciones llega a estar por debajo de 0.8 p.u. pero no por más de 500 ms. En el intervalo entre el evento de cortocircuito hasta el despeje de falla el voltaje baja a 0.7 p.u. durante 110 ms, este tiempo no debe exceder de los 4 segundos considerados dentro del procedimiento de despacho y operación de la Empresa Eléctrica Quito.

- Como comprobación de los parámetros de calidad y seguridad, una vez despejada la falla el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms, en este caso el voltaje más bajo en la barra de la S/E Epiclachima al despejar la falla es de 44.332 kV es decir 0.97 p.u., siguiendo una tendencia hacia el 1 p.u.
- Además, luego de realizarse la reconexión de la línea y regresar a condiciones normales de operación, el voltaje en las barras no supera su valor nominal en un  $\pm 10\%$ .

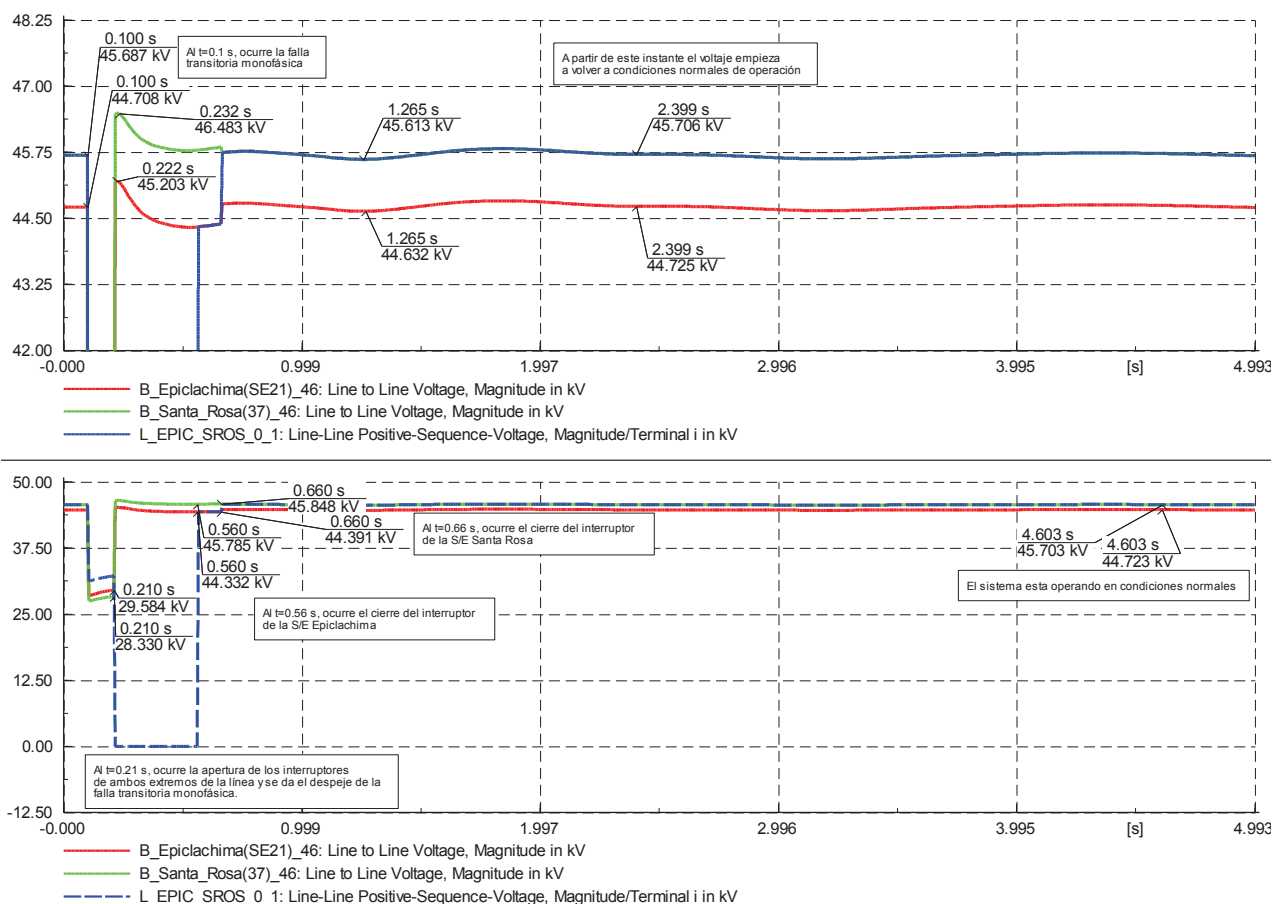


Figura 5.11 Análisis de la respuesta de voltaje en la línea Santa Rosa – Epiclachima, y en las barras de las S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.3.1.2. Análisis de frecuencia

La Figura 5.12 ilustra la respuesta de frecuencia en las barras que conectan la línea Santa Rosa – Epiclachima, de la cual se observa que:

- Antes del evento de falla, la frecuencia en la barra de la S/E Santa Rosa y en la barra de la S/E Epiclachima es de 60.00 Hz. Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea, luego de lo cual la frecuencia en la barra de la S/E Epiclachima se incrementa a 60.064 Hz, mientras que la frecuencia en la S/E Santa Rosa se incrementa a 60.052 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores en los extremos de la línea, instante en el cual la frecuencia en la barra de la S/E Epiclachima es de 60.044 Hz, mientras que la frecuencia en la S/E Santa Rosa es de 60.038 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Epiclachima teniendo en ese instante 60.001 Hz en la barra de la S/E Santa Rosa y 60.00 Hz en la S/E Epiclachima.
- Al tiempo  $t = 0.66$  s, se realiza el cierre en el segundo extremo de la línea (S/E Santa Rosa), punto en el cual ambas frecuencias son 60 Hz.
- Al tiempo  $t = 1.602$  s, la frecuencia comienza a estabilizarse en un nuevo punto.
- Al tiempo  $t = 1.4893$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. La frecuencia en ambas subestaciones es de 60.002 Hz. Estos valores sirven como referencia para calcular la diferencia de frecuencia, la cual ha sido determinada bajo norma en un  $\pm 0.2$  Hz. En este caso la diferencia de frecuencia entre barras es 0 Hz en la simulación, con lo que el sistema regresaría a sus condiciones iniciales.

Considerando lo establecido en los procedimientos de despacho y operación determinados por el ARCONEL, se tiene que:

- La frecuencia durante todo el proceso oscilatorio y el nuevo punto de equilibrio no es inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. En la S/E Epiclachima la frecuencia

máxima y mínima que se llegan a tener son de 60.064 Hz y 59.985 Hz respectivamente.

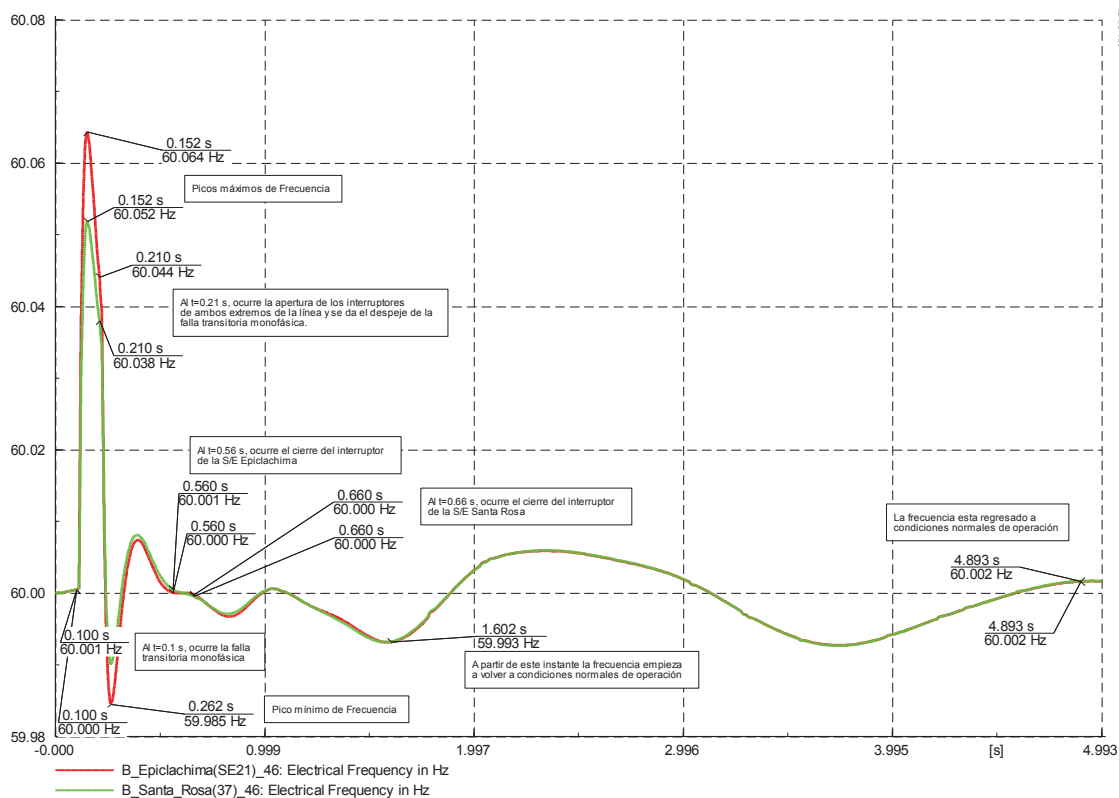


Figura 5.12 Análisis de la respuesta de frecuencia en las barras de las S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.3.1.3. Análisis de ángulo

En la Figura 5.13 se muestra la respuesta de ángulo de las barras de las subestaciones Santa Rosa y Epiclachima, en donde:

- Antes del evento de falla, el ángulo en la barra de la S/E Santa Rosa es  $-6.102^\circ$  y en la barra de la S/E Epiclachima es  $-8.631^\circ$ , con una diferencia angular entre ellas de  $2.529^\circ$ . En  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores en ambos extremos de la línea, despejando la falla, instante en el cual el ángulo en la barra de la S/E Santa Rosa es de  $-12.175^\circ$ , mientras que en la barra de la S/E Epiclachima tiene un valor de  $-14.17^\circ$ .

- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Epiclachima de la línea, instante en el que el ángulo en la S/E Santa Rosa es  $-4.138^\circ$ , mientras que en la S/E Epiclachima es de  $-7.556^\circ$ , la diferencia de ángulo es  $3.418^\circ$ .
- Al  $t = 0.66$  s, se realiza el cierre del segundo extremo de la línea en los interruptores de la S/E Santa Rosa, instante en el que el ángulo en la S/E Santa Rosa es  $-4.239^\circ$ , mientras que en la S/E Epiclachima es de  $-7.651^\circ$ , la diferencia de ángulo es  $3.412^\circ$ , valor que está dentro de los límites en cuanto a la diferencia de ángulo para la sincronización (menor igual a  $25^\circ$ ).
- Al tiempo  $t = 1.889$  s, los ángulos de ambas subestaciones están regresando a sus condiciones normales de operación, mientras que en  $t = 4.883$  s, el sistema está estabilizándose en sus nuevas condiciones operativas. El ángulo en la S/E Santa Rosa es de  $-6.344^\circ$  y en la S/E Epiclachima es  $-8.602^\circ$ , la diferencia de ángulo es  $2.258^\circ$  menor que en las condiciones de prefalla.

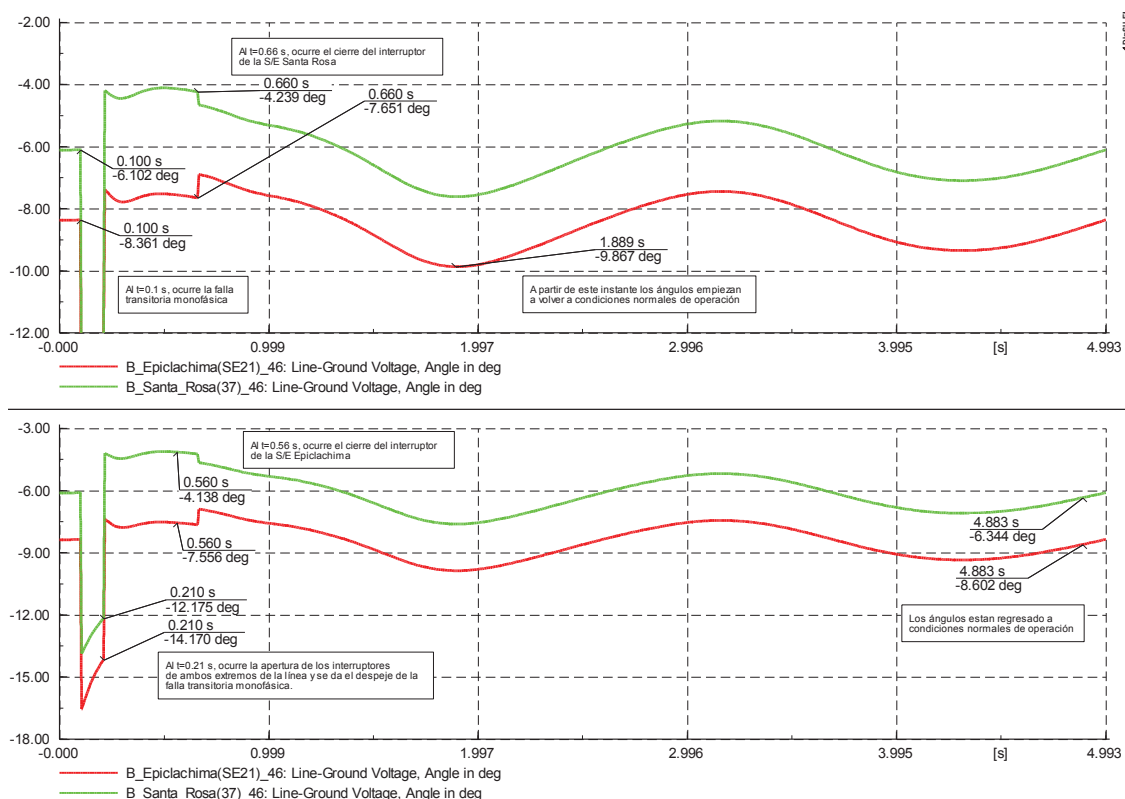


Figura 5.13 Análisis de la respuesta de ángulo en las barras de las S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima [Imagen extraída del programa PowerFactory]



#### 5.3.1.4. Análisis de potencia activa y reactiva

La Figura 5.14 muestra la respuesta de potencia activa y reactiva en la línea de subtransmisión Santa Rosa– Epiclachima en 46 kV, de la cual se puede observar que:

- Previo al evento de falla la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Santa Rosa) es de 20.181 MW (el signo + indica que el flujo de potencia está saliendo de la barra), mientras que en el terminal  $j$  (S/E Epiclachima) es de -19.943 MW (el signo - indica que el flujo de potencia está entrando a la barra), con una diferencia de 0.238 MW (potencia consumida por la línea). La potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de 5.387 MVar, y en el extremo  $j$  tiene -4.562 MVar, diferencia entre ellos de 0.825 MVar.
- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica, instante en el cual las potencias tanto activa como reactiva se modifican.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores de línea en ambos extremos de la línea Santa Rosa – Epiclachima, despejando la falla, instante en el cual todas las potencias se reducen a cero.
- Al tiempo  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre en el extremo de la línea con menor voltaje (S/E Epiclachima), en este instante las potencias siguen siendo cero.
- Al  $t = 0.66$  s, se realiza el cierre en el otro extremo de la línea (S/E Santa Rosa), en este instante las potencias empiezan a incrementarse.
- Al tiempo  $t = 1.029$  s, las potencias empiezan a volver a sus condiciones iniciales.
- Al tiempo  $t = 4.581$  s, la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Santa Rosa) es de 20.173 MW, mientras que en el terminal  $j$  (S/E Epiclachima) es de -19.935 MW teniendo en este instante una diferencia de 0.238 MW igual que en condiciones iniciales. Mientras que la potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de 5.415 MVar, el extremo  $j$  tiene -4.591 MVar, con una diferencia entre ellos de 0.824 MVar prácticamente igual al 0.825 MVar dado en condiciones iniciales.

Con esto se puede concluir que luego de los eventos transitorios, al verificar las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia en los extremos de la línea, han retornado a sus condiciones de prefalla, una vez transcurrido el tiempo muerto de la reconexión de 350 ms, la línea ha sido reconectada exitosamente al sistema.

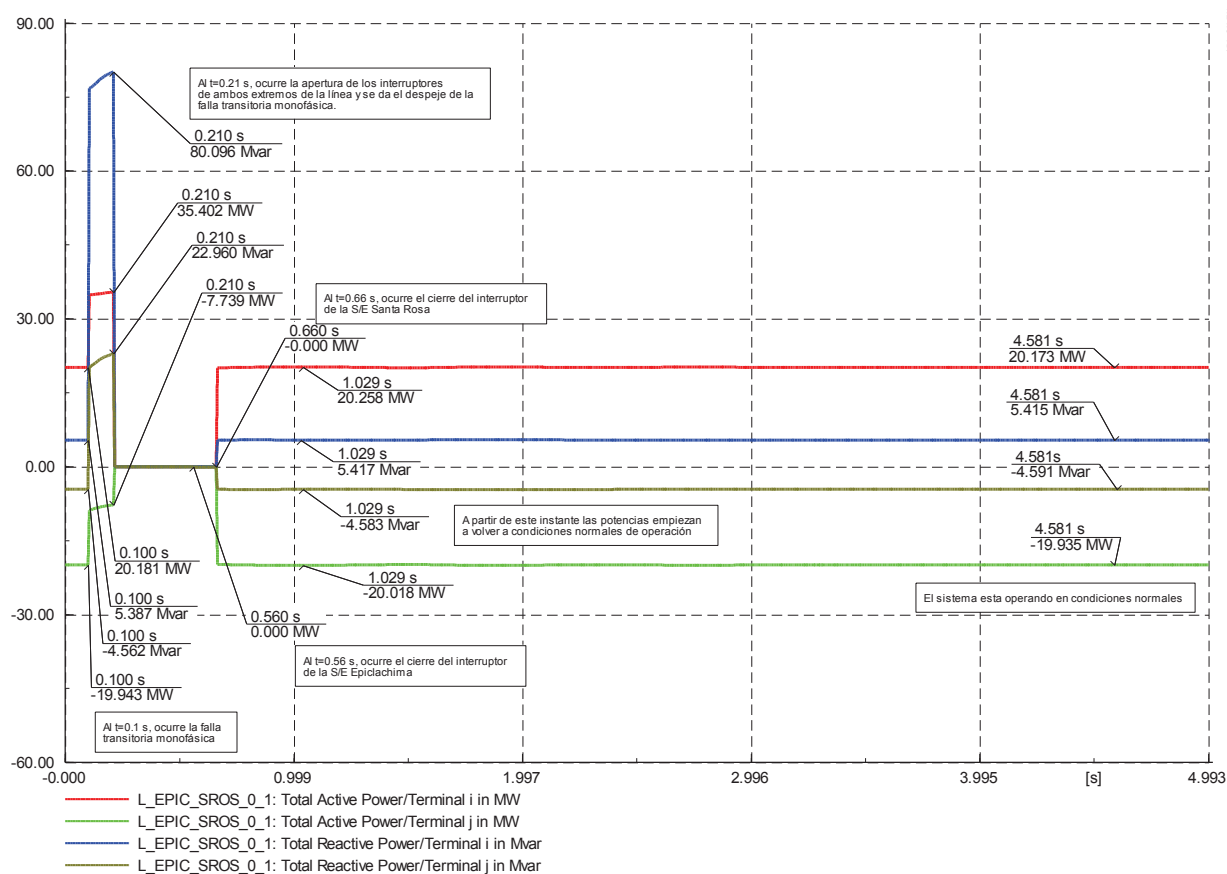


Figura 5.14 Análisis de la respuesta de potencia activa y reactiva en las barras de las S/E Santa Rosa y S/E Epiclachima [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Los resultados obtenidos de las simulaciones para la línea radial Santa Rosa – Epiclachima se resumen en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Resultados obtenidos para el caso 2 [Elaboración propia]

Línea	Nomenclatura de la Barra	Primer recierre	Tiempo recierre 1er extremo [s]	Tiempo recierre 2do extremo [s]	Diferencia angular al cierre en el 2do extremo [°]	Diferencia de voltaje al cierre en el 2do extremo p.u.	Tiempo de estabilización [s]	Tiempo Final [s]
Santa Rosa - Epiclachima (circuito 1)	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.412 <sup>1</sup>	0.031 <sup>2</sup>	2.399 <sup>3</sup>	4.603 <sup>4</sup>
	EPCLCHMA_46							

Donde:

- 1, es dato extraído de la respuesta de ángulo en la Figura 5.13.
- 2, es dato extraído de la Figura 5.11, al  $t = 0.660$  s.
- 3, es dato extraído de la Figura 5.11 luego verificar la respuesta de frecuencia de la Figura 5.12 al  $t = 1.602$  s.
- 4, es dato extraído de la Figura 5.11 (respuesta de voltaje) y de la Figura 5.12 al observar que la frecuencia esta en sus valores normales de operación.

#### 5.4. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS RADIALES DE 138 kV

La secuencia de eventos para la simulación de la línea radial de 138 kV se realizó de acuerdo a lo señalado en la Figura 5.15.

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
▶	Apertura Interruptor	0.21
▶	Despeje de Falla	0.21
▶	Cierre Interruptor	0.71

Figura 5.15 Eventos de simulación para líneas radiales de 138 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]

##### 5.4.1 LÍNEA POMASQUI – CRISTIANÍA 138 kV (CASO 3)

Al tratarse de una línea radial, al igual que en el caso de las líneas radiales de 46 kV, se debe tener en cuenta que, al ocurrir el evento de cortocircuito en la línea, el extremo de la línea que abre es en la S/E Pomasqui, ya que el flujo de potencia es dirigido desde la S/E Pomasqui hacia la S/E Cristianía (ver Tabla 5.3), y consecuencia de ello la barra en Cristianía queda desenergizada durante el tiempo muerto establecido (500 ms).

El interruptor que deben realizar la operación de apertura y cierre es el de la posición 52-2 de la S/E Pomasqui, como se muestra en la Figura 5.16, la cual que es parte del diagrama unifilar presentado en el Anexo 4.

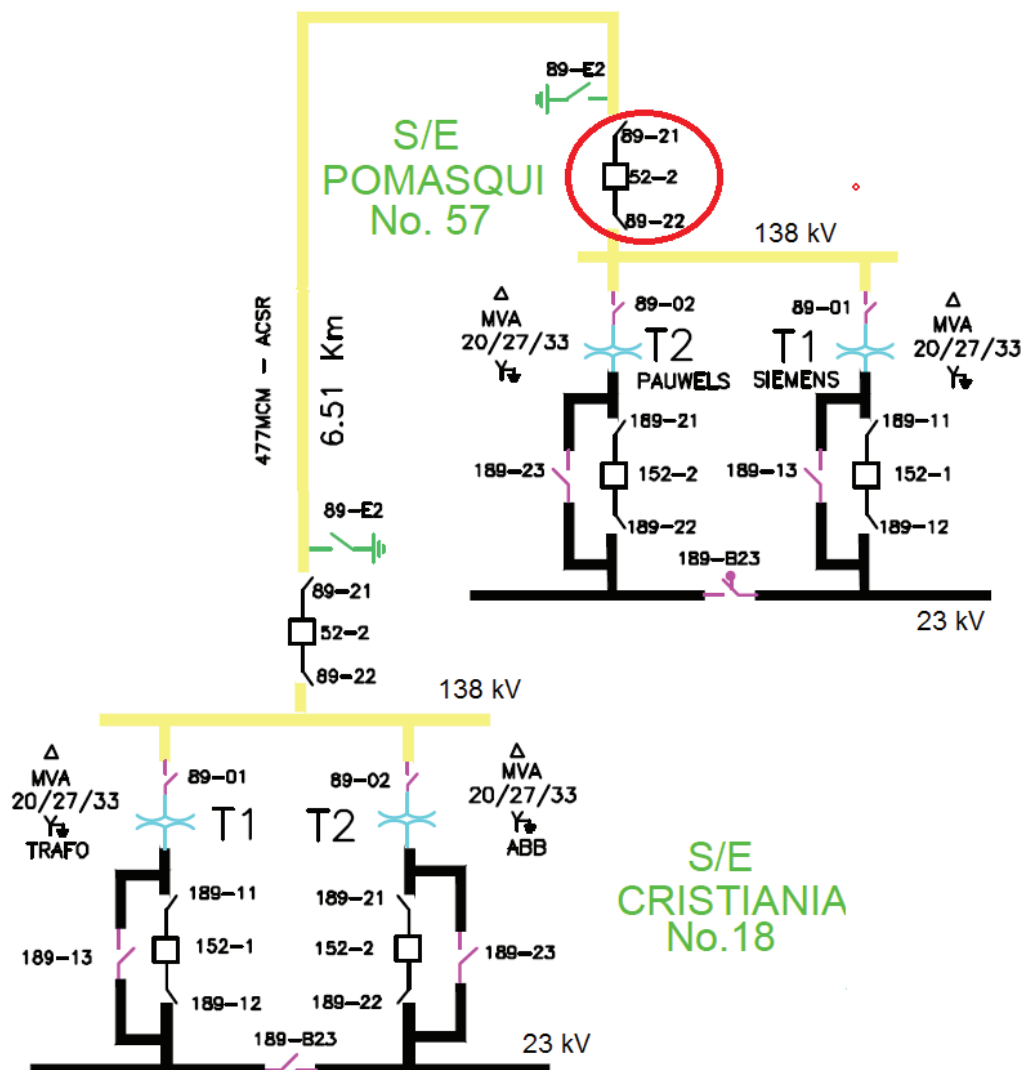


Figura 5.16 Conexión entre la S/E Pomasqui y S/E Cristianía [15]

La Figura 5.17 muestra el comportamiento de la corriente de cada una de las fases en la línea Pomasqui - Cristianía, indicando el tiempo en el que se produce cada evento. Pevio al evento de cortocircuito la magnitud de las corrientes de las tres fases es de 0.180 kA, al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce el cortocircuito el cual incrementa la corriente a 6.845 kA en la fase A, posterior a esto, se da la apertura tripolar y despeje de la falla al tiempo  $t = 0.21$  s, lo cual desconecta la línea haciendo que las corrientes se reduzcan

a cero, hasta el instante de la reconexión al tiempo  $t = 0.71$  s, a partir del cual la corriente va reestableciéndose poco a poco, hasta el instante  $t = 1.761$  s, en que la corriente tiene un valor de 0.179 kA por fase.

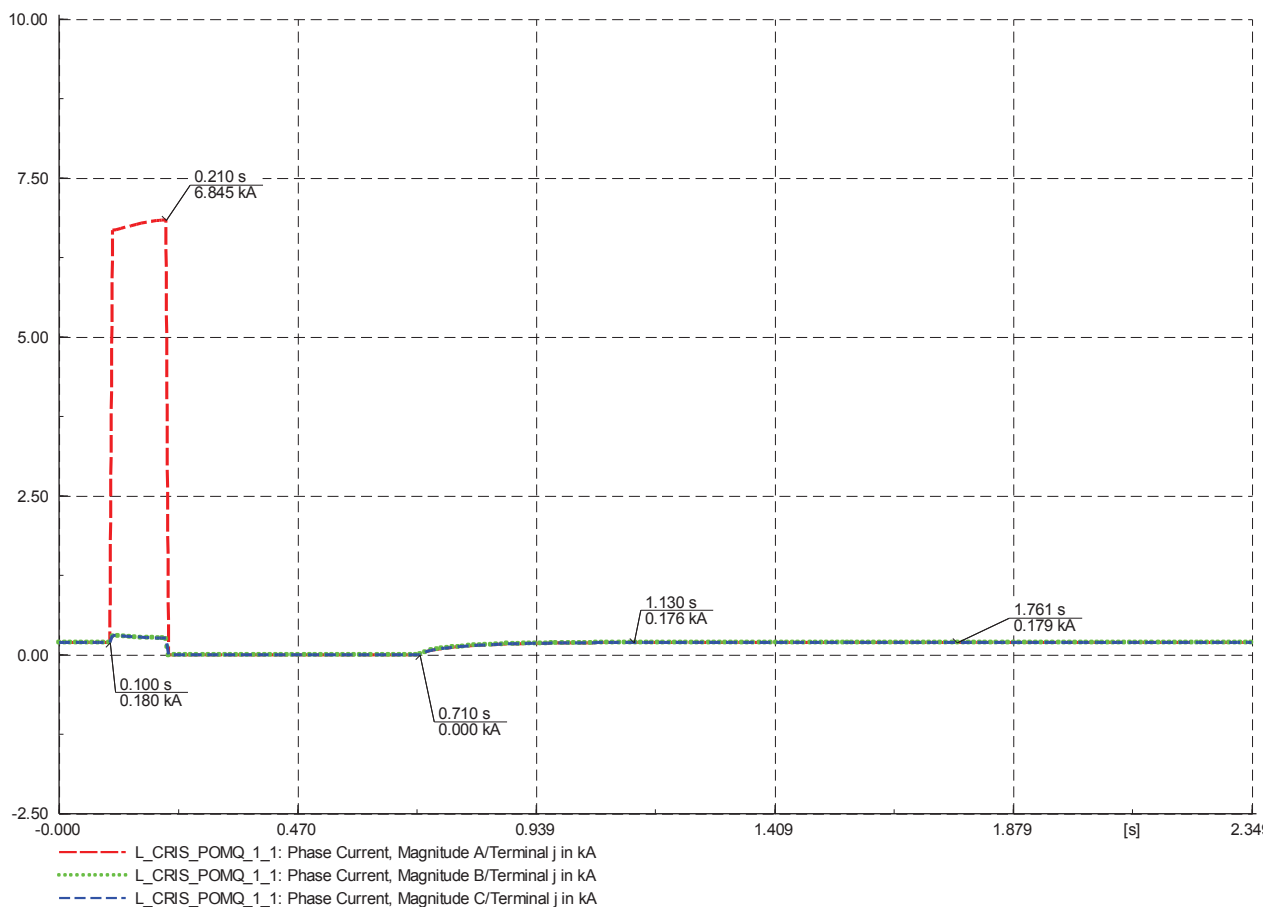


Figura 5.17 Análisis de la respuesta de corriente en la línea Pomasqui – Cristianía  
[Imagen extraída del programa PowerFactory]

#### 5.4.1.1. Análisis de voltaje

La Figura 5.18 muestra la respuesta de voltaje de la línea Pomasqui - Cristianía, de la cual se puede resaltar lo siguiente:

- Antes del evento de falla, el voltaje en la barra de la S/E Pomasqui es de 139.995 kV y en la barra de la S/E Cristianía es de 139.586 kV. La diferencia de

voltajes entre las barras de la S/E Pomasqui y la S/E Cristianía es de 0.409 kV, es decir 0.0029 p.u.

- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea.
- A tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Pomasqui despejando la falla.
- Al tiempo  $t = 0.232$  s, el voltaje en la barra de la S/E Pomasqui se incrementa a 142.275 kV, mientras que el voltaje en la S/E Cristianía cae a cero durante 500 ms (tiempo muerto establecido para líneas de 138 kV en la sección 4.5).
- A  $t = 0.56$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Pomasqui de la línea hacia Cristianía, volviendo a energizarla.
- Al tiempo  $t = 3.207$  s, la magnitud del voltaje oscila levemente luego del periodo transitorio de la simulación.
- Al tiempo  $t = 9.9805$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. En este punto se puede verificar la diferencia de voltaje entre las barras. El voltaje en la S/E Pomasqui es 139.947 kV y en la S/E Cristianía es de 139.535 kV, estableciendo una diferencia de voltaje entre barras 0.412 kV es decir 0.0029 p.u.

Del mismo modo que en los casos 1 y 2, se debe analizar cada uno de los valores obtenidos y compararlos con los permitidos dentro de los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL.

- Durante todo el proceso de simulación, el voltaje en la barra de la S/E Pomasqui llega a estar por debajo de 0.8 p.u. pero no por más de 500 ms. En el intervalo entre el evento de cortocircuito hasta el despeje de falla el voltaje baja a 0.65 p.u. durante 110 ms, como se mencionó en la sección 2.6.4, el tiempo que el voltaje este por debajo de su valor nominal en la barra de las subestación, no debe exceder los 4 segundos, tiempo en el cual empiezan el deslastre de carga (abrir alimentadores primarios), esto como procedimiento propio de la EEQ.

- Como comprobación de los parámetros de calidad y seguridad, una vez despejada la falla el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms, en este caso el voltaje más bajo en la barra de la S/E Pomasqui al realizar la reconexión es de 138.174 kV es decir 1.0012 p.u., siguiendo una tendencia hacia el 1 p.u.
- Además, luego de realizarse la reconexión de la línea y regresar a condiciones normales de operación, el voltaje en las barras no supera su valor nominal en un  $\pm 10\%$ .

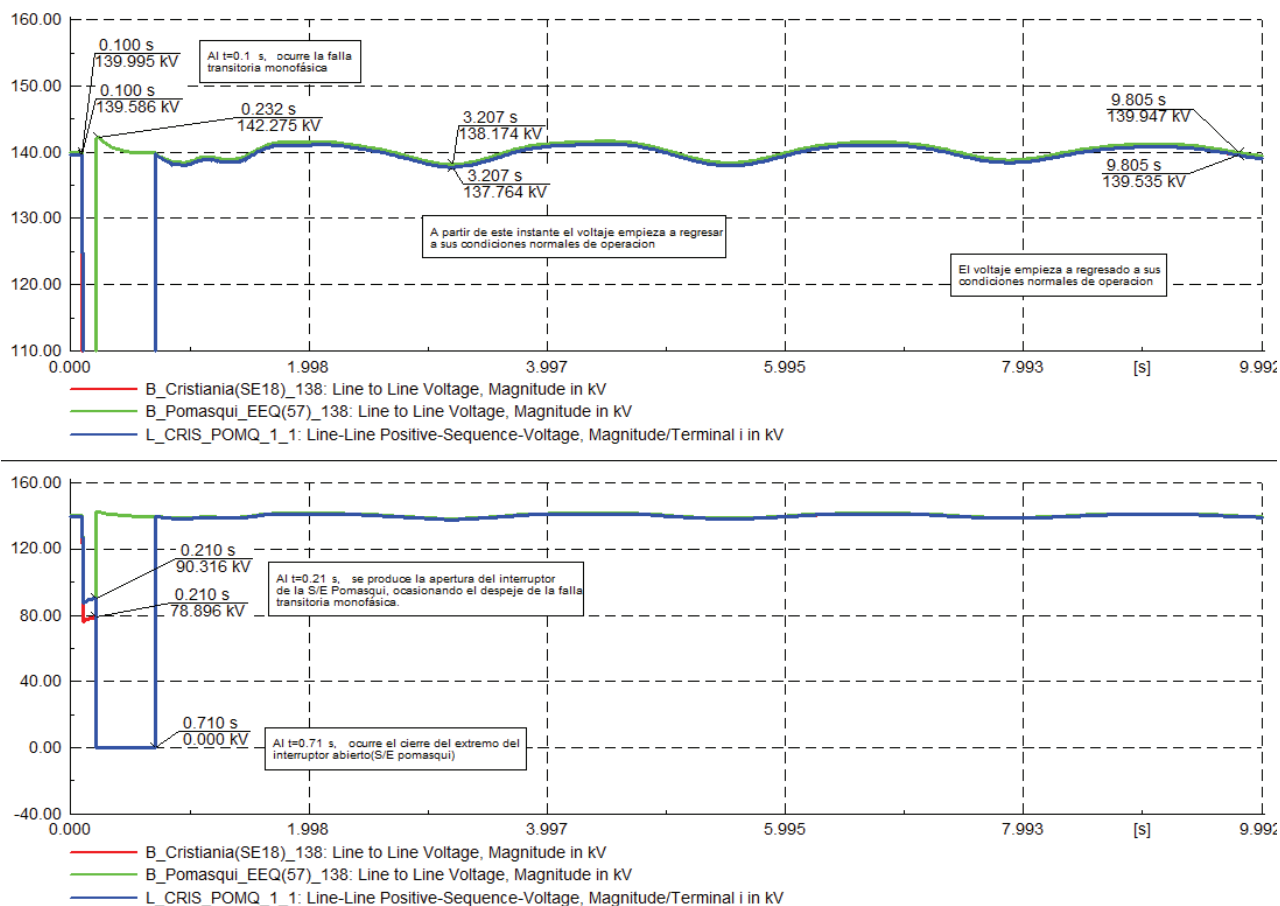


Figura 5.18 Análisis de la respuesta de voltaje en la línea Pomasqui – Cristianía, y en las barras de las S/E Pomasqui y S/E Cristianía [Imagen extraída del programa PowerFactory]

#### 5.4.1.2. Análisis de frecuencia

La Figura 5.19 ilustra la respuesta de frecuencia en la barra de la S/E Pomasqui durante la simulación, de la cual se observa lo siguiente:

- Antes del evento de falla, la frecuencia en la barra de la S/E Pomasqui y en la barra de la S/E Cristianía es de 59.959 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea, instante en el cual la frecuencia en ambas barras es de 60 Hz.
- En  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Pomasqui despejando la falla, instante en el cual la frecuencia en la barra de la S/E Pomasqui se incrementa a 60.039 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Pomasqui de la línea hacia Cristianía, volviendo a energizar la línea, teniendo en la barra de la S/E Pomasqui un valor de 59.963 Hz.
- Al tiempo  $t = 8.722$  s, la frecuencia comienza a estabilizarse en un nuevo punto luego de reconectar la línea.
- Al tiempo  $t = 12.239$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. La frecuencia es de 60.072 Hz, mientras que al tiempo  $t = 18.141$  s, la frecuencia esta cercana a estabilizarse por completo en 60 Hz.

De la misma manera, se deben considerar los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL.

No se analiza la frecuencia en la barra de la S/E Cristianía, porque ésta queda desenergizada durante el tiempo de reconexión de 350 ms.

- La frecuencia durante los eventos transitorios y estabilización no es inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz en la barra de la S/E Pomasqui.



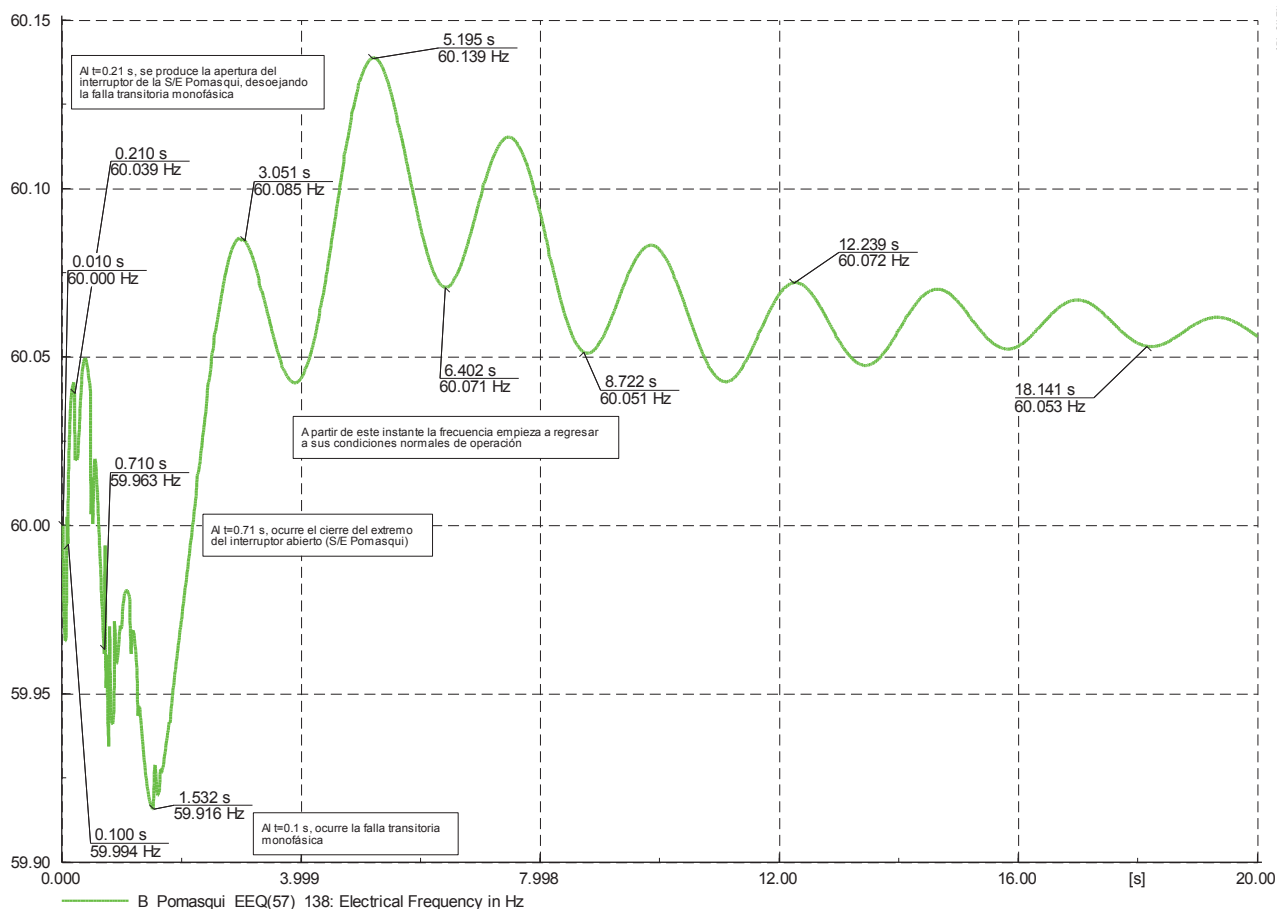


Figura 5.19 Análisis de la respuesta de frecuencia en la barra de las S/E Pomasqui  
[Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.4.1.3. Análisis de ángulo

En la Figura 5.20 se muestra la respuesta de ángulo de la barra de las S/E Pomasqui durante los eventos simulados, en donde:

- Antes del evento de falla, el ángulo en la barra de la S/E Pomasqui es de  $19.727^\circ$ . Al tiempo  $t=0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica.
- Al tiempo  $t=0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Pomasqui despejando la falla, instante en el cual el ángulo en la barra de la S/E Pomasqui se incrementa a  $44.816^\circ$ .
- Al tiempo  $t=0.71$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Pomasqui de la línea hacia Cristianía, instante en el que el ángulo en la S/E Pomasqui es -

9.058°. Por ser una línea radial no se considera la diferencia de ángulo (25°) para la sincronización.

- Al tiempo  $t = 2.351$  s, el ángulo está regresando a sus condiciones normales de operación, mientras que al tiempo  $t = 9.419$  s, el sistema está estabilizándose a sus nuevas condiciones operativas. El ángulo en la S/E Pomasqui es de  $-28.611^\circ$ .

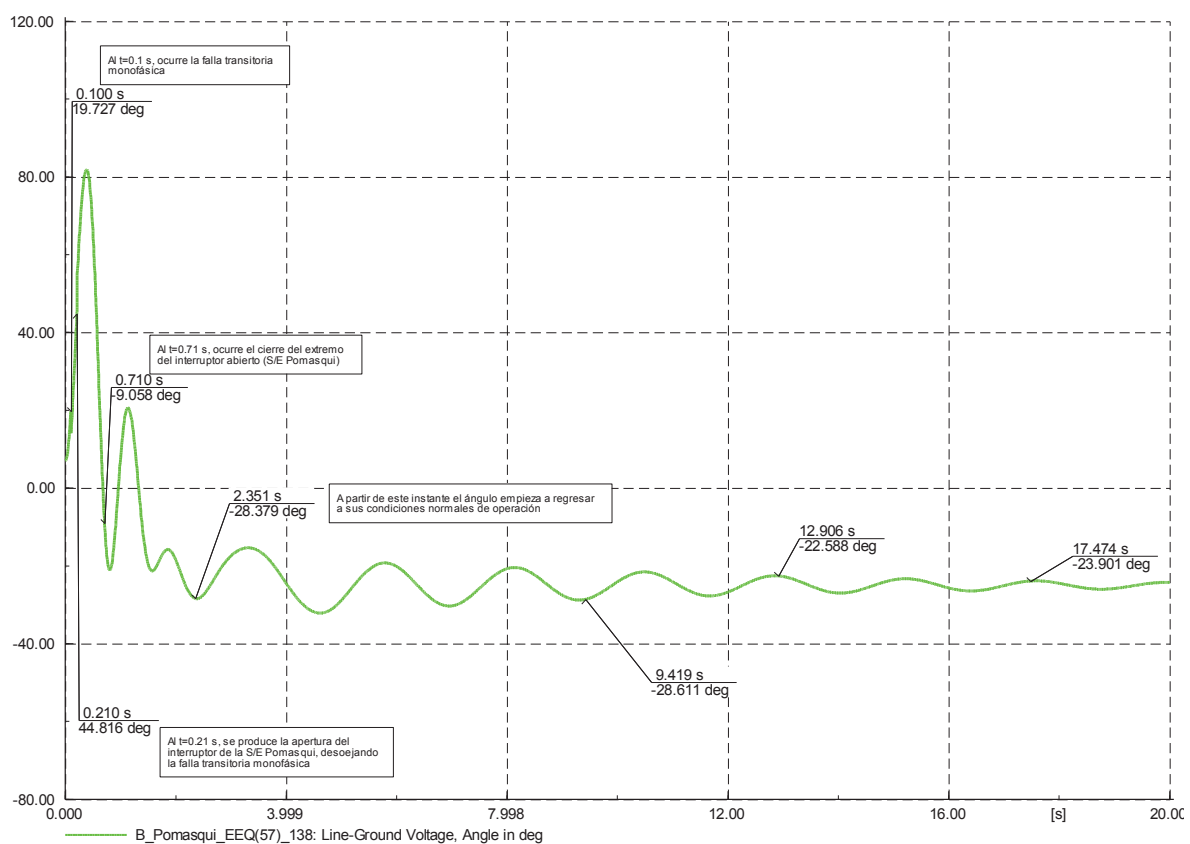


Figura 5.20 Análisis de la respuesta de ángulo en la barra de la S/E Pomasqui  
[Imagen extraída del programa PowerFactory]

#### 5.4.1.4. Análisis de potencia activa y reactiva

La Figura 5.21 muestra la respuesta de potencia activa y reactiva en la línea de subtransmisión Pomasqui – Cristianía, de la cual se puede observar que:

- Previo al evento de falla, la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Cristianía) es de -46.328 MW (el signo - indica que el flujo de potencia está entrando a la barra), mientras que en el terminal  $j$  (S/E Pomasqui) es de 46.415 MW (el signo + indica que el flujo de potencia está saliendo de la barra), con una diferencia de 0.087 MW (potencia consumida por la línea). La potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de -7.156 MVAR, el extremo  $j$  tiene 6.994 MVAR, diferencia entre ellos de 0.162 MVAR.
- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica, instante en el cual las potencias tanto activa como reactiva se modifican.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura del interruptor de la S/E Pomasqui despejando la falla, instante en el cual todas las potencias se reducen a cero.
- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Pomasqui, energizando nuevamente la línea.
- Al tiempo  $t = 3.207$  s, las potencias empiezan a regresar a sus valores iniciales.
- Al tiempo  $t = 5.904$  segundos, la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Cristianía) es de -46.638 MW, mientras que en el terminal  $j$  (S/E Pomasqui) es de 46.726 MW teniendo en este instante una diferencia de 0.088 MW similar a las condiciones iniciales. Mientras que la potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de -7.214 MVAR, el extremo  $j$  tiene 7.051 MVAR, con una diferencia entre ellos de 0.163 MVAR.

Con esto se puede concluir que luego del evento transitorio originado por la falla monofásica, al verificar las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia en los extremos de la línea, al transcurrir el tiempo muerto de la reconexión de 500 ms, el sistema ha sido reestablecido exitosamente, regresado todos sus valores a sus condiciones de prefalla.

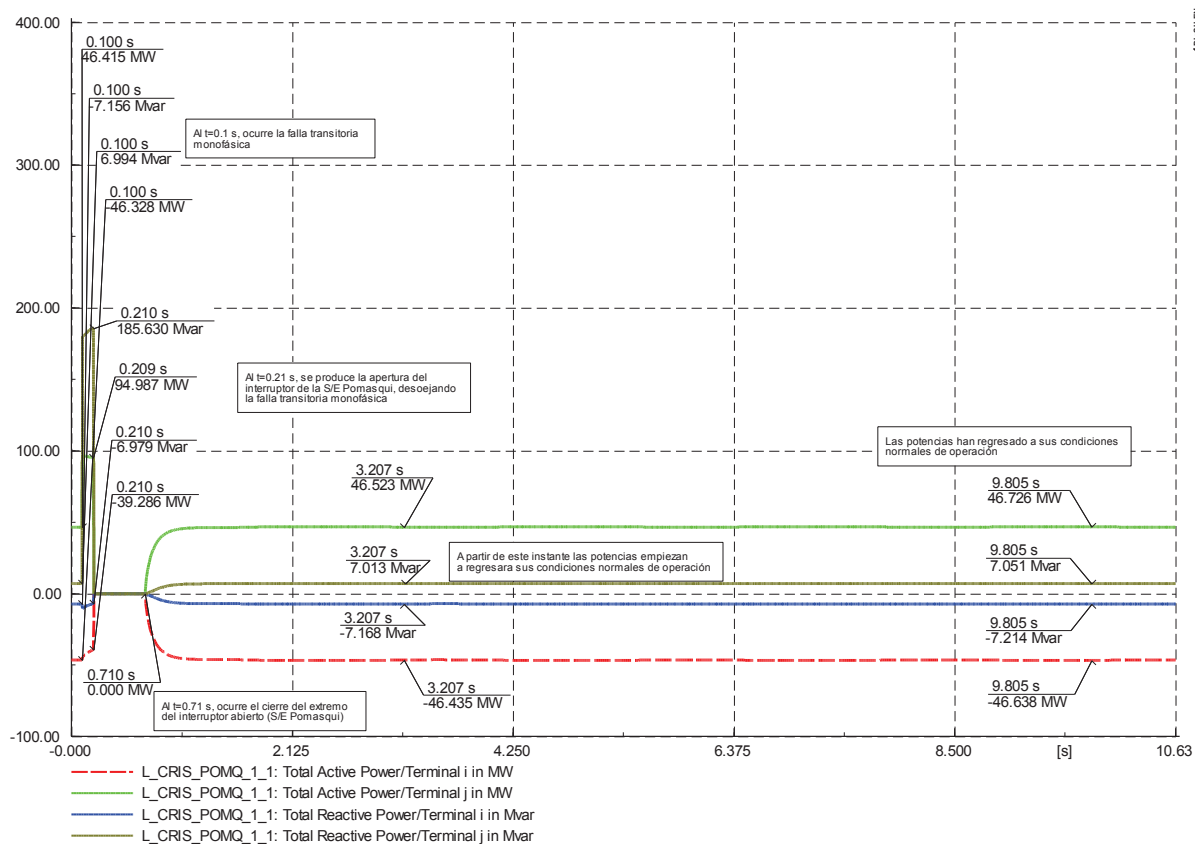


Figura 5.21 Análisis de la respuesta de potencia activa y reactiva en las barras de las S/E Pomasqui y S/E Cristianía [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Los resultados obtenidos de las simulaciones para la línea radial Pomasqui – Cristianía se los resume en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Resultados obtenidos para el caso 3 [Elaboración propia]

Línea	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Análisis de frecuencia	Tiempo de despeje de falla [s]	Tiempo de recierre [s]	Tiempo de estabilización [s]	Tiempo final [s]
Pomasqui - Cristianía	PMSQ-EEQ_138	Pomasqui	Pomasqui	0.21	0.71	3.207 <sup>1</sup>	9.805 <sup>2</sup>
	CRSTNA_138						

Donde:

- 1, es dato extraído de la respuesta de voltaje en la Figura 5.18.
- 2, es dato extraído de la Figura 5.18 luego de verificar la respuesta de frecuencia en la figura 5.19 al  $t=8.722$  s.

## 5.5. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN LÍNEAS DEL ANILLO DE 138 kV

La secuencia de eventos a seguir para una línea en anillo a 138 kV se realizó conforme a lo señalado en la Figura 5.22.

	Name	Time
▶	Cortocircuito	0.1
▶	Apertura Interruptor 1	0.21
▶	Apertura interruptor 2	0.21
▶	Despeje de Falla	0.21
▶	Cierre interruptor 1	0.71
▶	Cierre interruptor 2	0.81

Figura 5.22 Eventos de simulación para líneas en anillo de 138 kV [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.5.1 LÍNEA CONOCOTO – VICENTINA 138 kV (CASO 4)

Al igual que la línea de 46 kV en el caso 2, para este caso se debe detallar cada uno de los eventos durante el proceso de simulación.

Al producirse un cortocircuito en la línea Conocoto – Vicentina, deben abrir ambos extremos de la línea para garantizar la extinción completa de la falla. El flujo de potencia es conducido desde la S/E Conocoto hacia la S/E Vicentina, además el voltaje en la S/E Vicentina es 1.006 p.u., menor al voltaje de la S/E Conocoto que es de 1.014 p.u. (ver Tabla 5.4).

Una vez despejada la falla y transcurrido el tiempo muerto de 500 ms, el cierre del primer extremo de la línea debe realizarse en la S/E Vicentina, debido a que el voltaje en esa barra es menor al de la S/E Conocoto. Luego, 100 ms más tarde, se realiza el cierre del segundo extremo de la línea en la S/E Conocoto. Como se explicó anteriormente para la línea en anillo Santa Rosa – Epiclachima en 46 kV, este tiempo entre el cierre de un extremo y el otro, es suficiente para verificar si la falla es transitoria o si es permanente. Los interruptores que deben operar son el 52-1 y 52-2 de la S/E Conocoto

y el interruptor 52-Q1 de la S/E Vicentina, como se muestra en la Figura 5.23, que es parte del diagrama unifilar del Anexo 4.

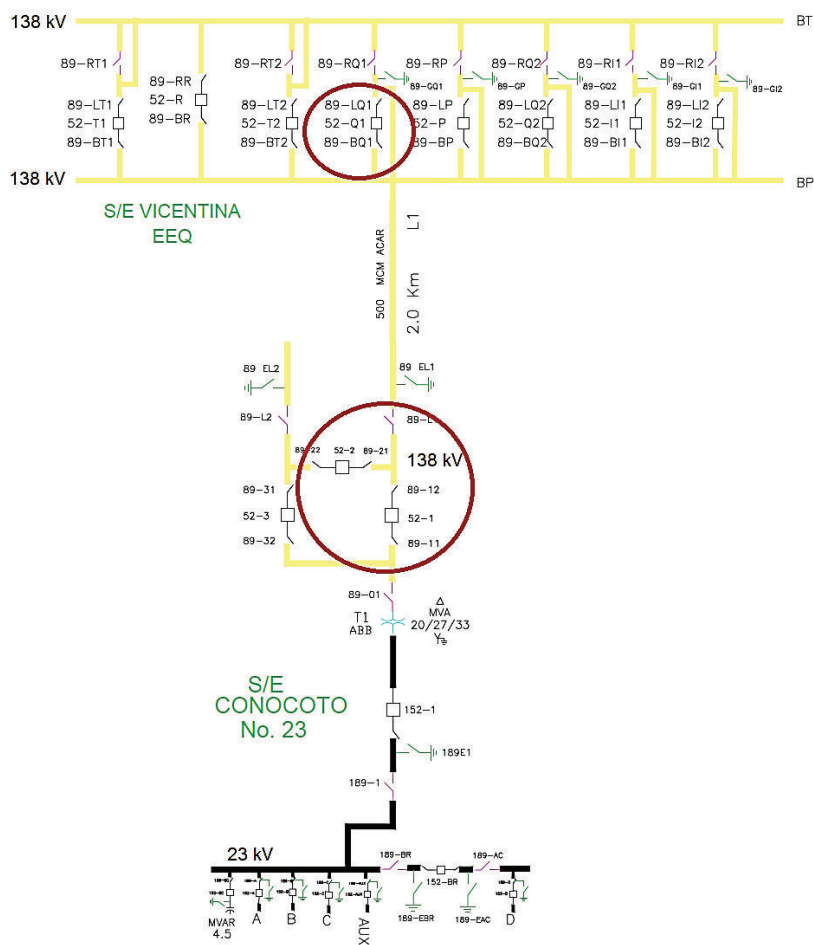


Figura 5.23 Conexión entre la S/E Vicentina y S/E Conocoto [15]

La Figura 5.24 muestra el comportamiento de la corriente de cada una de las fases de la línea Conocoto – Vicentina en 138 kV, indicando el tiempo en el que se origina cada evento. Pevio al evento de cortocircuito las corrientes de las tres fases es de 0.225 kA, al tiempo  $t = 0.1$  segundos se produce el cortocircuito monofásico el cual incrementa la corriente a 6.090 kA en la fase A, y debido a esto se da la apertura y despeje de la falla al tiempo  $t = 0.21$ , la cual desconecta la línea, haciendo que las corrientes se reduzcan a cero, al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del primer extremo de la línea en la S/E Vicentina, las corrientes de línea son muy pequeñas (corriente capacitiva) aproximadamente cero, al tiempo  $t = 0.81$  s, se cierra el segundo

extremo de la línea (S/E Conocoto), teniendo al tiempo  $t = 2.855$  s, un valor de corrientes de fase de 0.227 kA, cercano a sus valores en condiciones de prefalla.

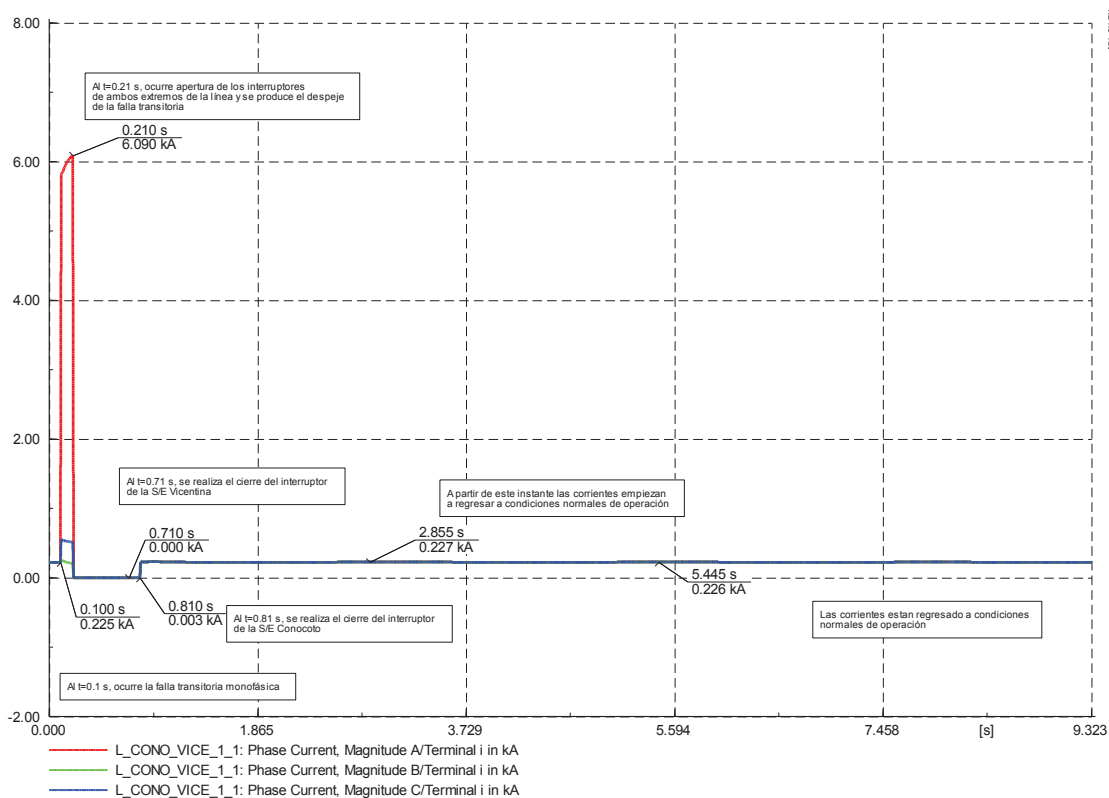


Figura 5.24 Análisis de la respuesta de corriente en la línea Conocoto – Vicentina  
[Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.5.1.1. Análisis de voltaje

La Figura 5.25 corresponde a la respuesta de voltaje de la línea Conocoto – Vicentina, de la cual se puede observar lo siguiente:

- Previo al evento de falla, el voltaje en la barra de la S/E Conocoto es de 140.001 kV y en la barra de la S/E Vicentina es de 138.816 kV, la diferencia de voltaje entre las barras de la S/E Conocoto y la S/E Vicentina es de 1.185 kV, es decir 0.0085 p.u. Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores de las subestaciones involucradas despejando la falla, instante en el cual el voltaje en

la barra de la S/E Conocoto se incrementa a 143.147 kV, mientras que el voltaje en la S/E Vicentina sube a 139.514 kV.

- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del primer extremo de la línea, con el interruptor de la S/E Vicentina debido a que en ésta barra se tiene un menor voltaje, (por efecto capacitivo éste tendrá que aumentar en el extremo opuesto de la línea), instante en el que el voltaje en al S/E Conocoto es de 142.266 kV y en la S/E Vicentina es de 137.757 kV.
- Al  $t = 0.81$  s, se da el segundo cierre en el otro extremo de la línea (S/E Conocoto), instante en el que los voltajes son 142.281 kV y 137.743 kV en la S/E Conocoto y S/E Vicentina respectivamente, con una diferencia de 4.583 kV es decir 0.098 p.u.
- Al tiempo  $t = 1.314$  s, el voltaje empieza a regresar a condiciones normales de operación. Al tiempo  $t = 6.110$  s, el sistema vuelve a sus condiciones iniciales. En este punto se puede verificar la diferencia de voltaje entre las barras. El voltaje en la S/E Conocoto es 139.972 kV y en la S/E Vicentina es de 138.788 kV, estableciendo una diferencia de voltaje entre barras 1.184 kV es decir 0.0085 p.u.

Considerando lo establecido en los procedimientos de despacho y operación determinados por el ARCONEL, se tiene que:

- Como comprobación de los parámetros de calidad y seguridad, una vez despejada la falla el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms, en este caso el voltaje en la barra de la S/E Vicentina más bajo al despejar la falla de 136.887 kV es decir 0.992 p.u., siguiendo una tendencia hacia el 1 p.u. al realizarse el recierre en el segundo extremo de la línea.
- Además, luego de realizarse la reconexión de la línea y regresar a condiciones normales de operación, el voltaje en las barras no supera su valor nominal en un  $\pm 10\%$ .



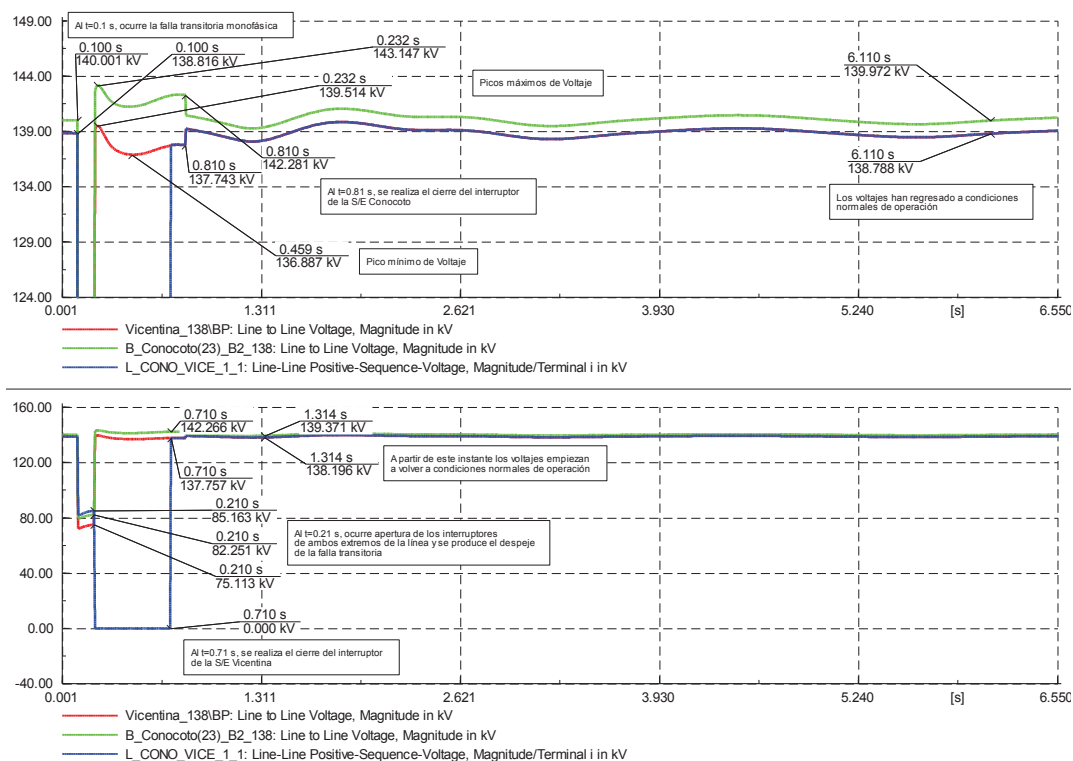


Figura 5.25 Análisis de la respuesta de voltaje en la línea Conocoto – Vicentina, y en las barras de las S/E Conocoto y S/E Vicentina [Imagen extraída del programa PowerFactory]

### 5.5.1.2. Análisis de frecuencia

La Figura 5.26 muestra la respuesta de frecuencia en las barras que conectan la línea Conocoto – Vicentina, de la cual se observa que:

- Antes del evento de falla, la frecuencia en la barra de la S/E Conocoto y en la barra de la S/E Vicentina es de 59.997 Hz. Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce una falla transitoria monofásica en la fase A de la línea, instante en el cual la frecuencia en la barra de la S/E Vicentina se incrementa a 60.068 Hz, mientras que la frecuencia en la S/E Conocoto se incrementa a 60.063 Hz.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores de línea, despejando la falla, instante en el cual la frecuencia en la barra de la S/E

Vicentina es de 60.061 Hz, mientras que la frecuencia en la S/E Conocoto es de 60.059 Hz.

- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Vicentina teniendo en ese instante 59.992 Hz en la barra de la S/E Conocoto y 59.991 Hz en la S/E Vicentina. Al tiempo  $t = 0.81$  s, se realiza el cierre en el segundo extremo de la línea (S/E Conocoto), punto en el cual la frecuencia en la S/E Conocoto y en la S/E Vicentina es 59.991 Hz.
- Al tiempo  $t = 1.545$  s, la frecuencia llega a su valor mínimo el cual es 59.997 Hz, que está dentro del rango permitido (57.5 Hz), mientras que al tiempo  $t = 3.732$  s, la frecuencia empieza a regresar a condiciones normales de operación.
- Al tiempo  $t = 12.142$  s, el sistema vuelve a sus condiciones de prefalla. La frecuencia en ambas subestaciones es de 60.014 Hz. En este caso la diferencia de frecuencia entre barras es 0 Hz en la simulación, con lo que el sistema regresaría a sus condiciones iniciales.

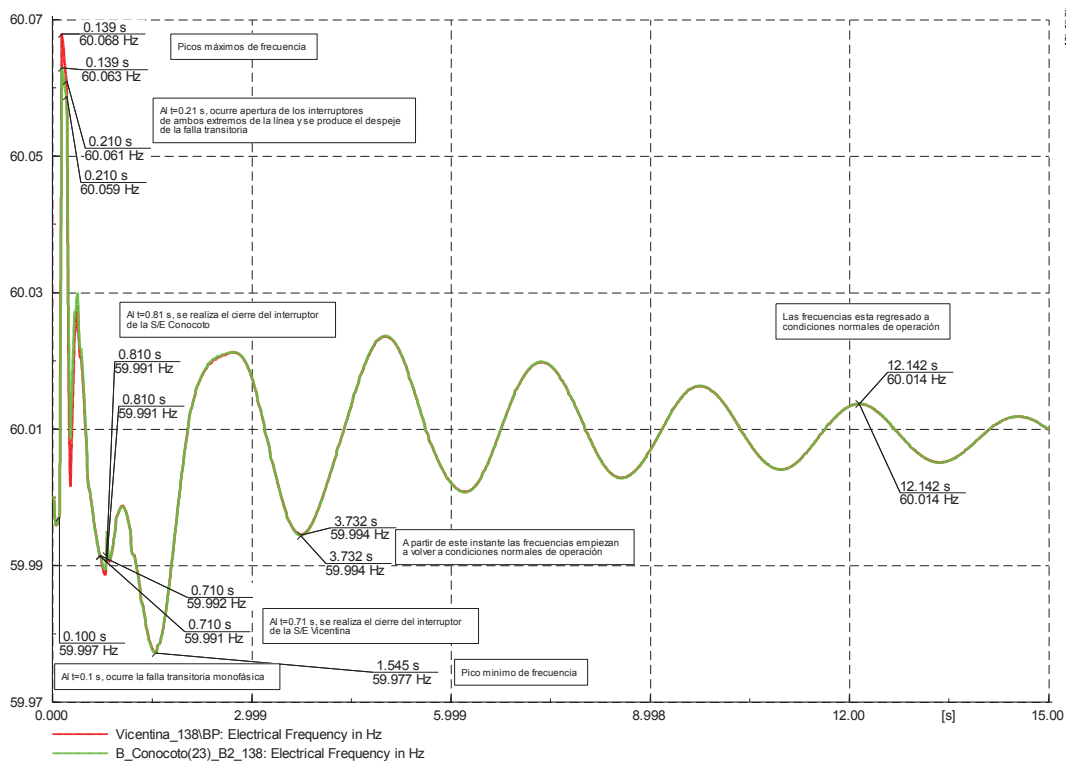


Figura 5.26 Análisis de la respuesta de frecuencia en las barras de las S/E Conocoto y S/E Vicentina [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Verificando los procedimientos de despacho y operación establecidos por el ARCONEL se tiene que:

- La frecuencia durante todo el evento y el nuevo punto de equilibrio no es inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. En la S/E Vicentina la frecuencia máxima y mínima que se llegan a tener son de 60.068 Hz y 59.977 Hz respectivamente.

### 5.5.1.3. Análisis de ángulo

En la Figura 5.27 se muestra la respuesta de ángulo de las barras de las subestaciones Conocoto y Vicentina, en donde se puede observar lo siguiente:

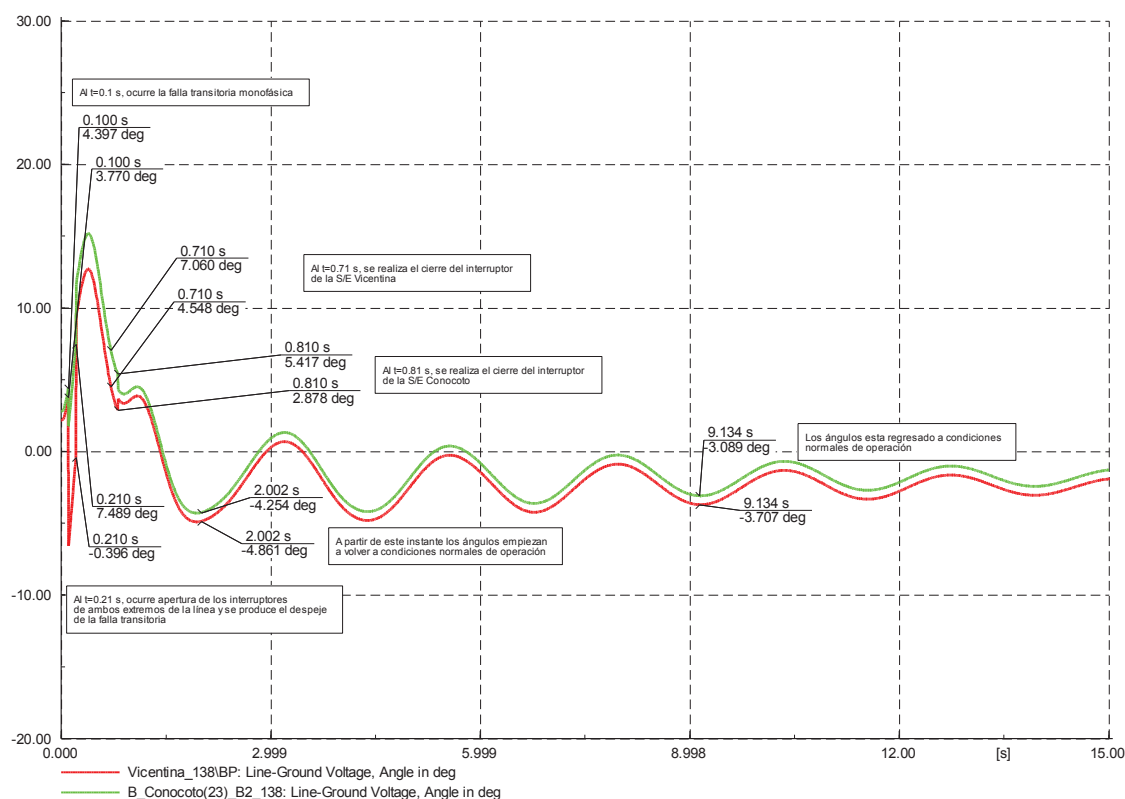


Figura 5.27 Análisis de la respuesta de ángulo en las barras de las S/E Conocoto y S/E Vicentina [Imagen extraída del programa PowerFactory]

- Antes del evento de falla, el ángulo en la barra de la S/E Conocoto es de  $-4.397^\circ$  y en la barra de la S/E Vicentina es  $3.770^\circ$ , con una diferencia angular entre ellas de  $0.627^\circ$ .
- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica.

- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores en ambos extremos de la línea, despejando la falla, instante en el cual el ángulo en la barra de la S/E Conocoto es de  $7.489^\circ$ , mientras que en la barra de la S/E Vicentina tiene un valor de  $-0.396^\circ$ , con una diferencia angular de  $7.093^\circ$ .
- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre del interruptor de la S/E Vicentina, instante en el que el ángulo en la S/E Conocoto es  $7.060^\circ$ , mientras que en la S/E Vicentina es de  $4.548^\circ$ .
- Al tiempo  $t = 0.81$  s, se realiza el cierre del segundo extremo de la línea en los interruptores de la S/E Conocoto, instante en el que el ángulo en la S/E Conocoto es  $5.417^\circ$ , mientras que en la S/E Vicentina es de  $2.878^\circ$ , la diferencia de ángulo es  $2.539^\circ$ , valor que está dentro de los límites en cuanto a la diferencia de ángulo para la sincronización (menor igual a  $25^\circ$ ).
- Al tiempo  $t = 2.002$  s, los ángulos de ambas subestaciones están regresando a sus condiciones normales de operación, mientras que al tiempo  $t = 9.134$  s, el sistema está estabilizándose a sus nuevas condiciones operativas. El ángulo en la S/E Conocoto es de  $-3.089^\circ$  y en la S/E Vicentina es  $-3.707^\circ$ , instante en el cual la diferencia de ángulo es  $0.618^\circ$ .

#### 5.5.1.4. Análisis de potencia activa y reactiva

La Figura 5.28 muestra la respuesta de potencia activa y reactiva en la línea de subtransmisión Conocoto– Vicentina, de la cual se puede observar:

- Previo al evento de falla, la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Vicentina) es de  $-49.229$  MW (el signo - indica que el flujo de potencia está entrando a la barra), mientras que en el terminal  $j$  (S/E Conocoto) es de  $49.405$  MW (el signo + indica que el flujo de potencia está saliendo de la barra), con una diferencia de  $0.176$  MW (potencia consumida por la línea). Mientras que la potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de  $-22.192$  MVar, y en el extremo  $j$  tiene  $22.280$  MVar, diferencia entre ellos de  $0.088$  MVar.

- Al tiempo  $t = 0.1$  s, se produce la falla transitoria monofásica, instante en el cual las potencias activas y reactivas cambian.
- Al tiempo  $t = 0.21$  s, se realiza la apertura de los interruptores de línea en ambos extremos de la línea Conocoto - Vicentina, despejando la falla, instante en el cual todas las potencias se reducen a cero.
- Al tiempo  $t = 0.71$  s, se realiza el cierre en el extremo de la línea con menor voltaje (S/E Vicentina), en este instante las potencias siguen siendo cero.
- Al tiempo  $t = 0.81$  s, se realiza el cierre en el otro extremo de la línea (S/E Conocoto), en este instante las potencias empiezan a incrementarse.
- Al tiempo  $t = 2.312$  s, las potencias empiezan a volver a sus condiciones iniciales, mientras que al tiempo  $t = 5.804$  s, la potencia activa en el terminal  $i$  (S/E Vicentina) es de  $-49.510$  MW, mientras que en el terminal  $j$  (S/E Conocoto) es de  $49.688$  MW teniendo en este instante una diferencia de  $0.178$  MW similar a las condiciones en prefalla. Mientras que la potencia reactiva en el terminal  $i$  tiene un valor de  $-22.046$  MVA<sub>r</sub>, el extremo  $j$  tiene  $22.146$  MVA<sub>r</sub>, con una diferencia entre ellos de  $0.1$  MVA<sub>r</sub> cercano al valor en condiciones iniciales.

Con esto se puede concluir que luego de los eventos transitorios, al ocurrir la falla monofásica, el despeje de la falla con la apertura de los interruptores de la S/E Conocoto y S/E Vicentina, al verificar las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo y potencia en los extremos de la línea, transcurrido el tiempo muerto de 500 ms, la línea se reconecta exitosamente al sistema, retornando todos sus valores a sus condiciones de prefalla.

Los resultados obtenidos de las simulaciones para la línea en anillo Conocoto – Vicentina se los resume en la Tabla 5.8.

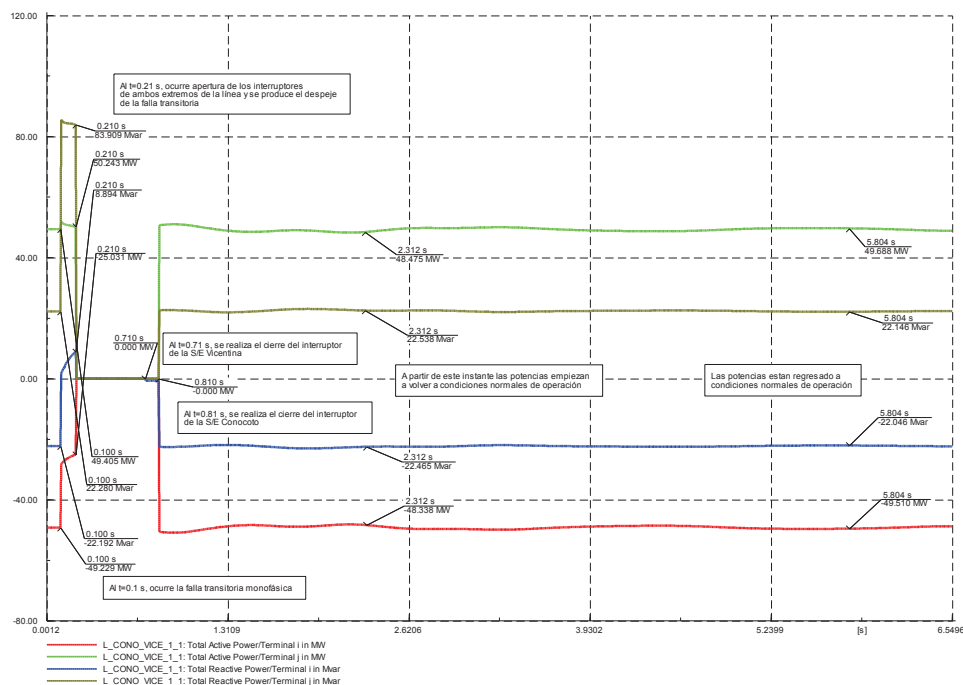


Figura 5.28 Análisis de la respuesta de potencia activa y reactiva en las barras de las S/E Conocoto y S/E Vicentina [Imagen extraída del programa PowerFactory]

Tabla 5.8 Resultados obtenidos para el caso 4 [Elaboración propia]

Línea	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Tiempo recierre 1er extremo [s]	Tiempo recierre 2do extremo [s]	Diferencia angular al cierre en el 2do extremo [°]	Diferencia de voltaje al cierre en el 2do extremo p.u.	Tiempo de estabilización [s]	Tiempo Final [s]
Conocoto – Vicentina	CNCTO_138	CNCTO_138	0.71	0.81	2.539 <sup>1</sup>	0.033 <sup>2</sup>	1.314 <sup>3</sup>	6.11 <sup>4</sup>
	VCNTNA_138							

Donde:

- 1, es dato extraído de la respuesta de ángulo en la Figura 5.27.
- 2, es dato extraído de la Figura 5.25, al  $t = 0.810$  s.
- 3, es dato extraído de la Figura 5.25 luego de verificar que la respuesta de frecuencia de la Figura 5.26 esté en su rango normal de operación.
- 4, es dato extraído de la Figura 5.25 (respuesta de voltaje) y de la Figura 5.26 al observar que la frecuencia esta en sus valores normales de operación.

## 5.6. RESULTADO DE TIEMPOS DE RECONEXIÓN DE LAS LÍNEAS DE 46 KV y 138 KV DE LA EEQ

Para adquirir los datos en cada una de las líneas tanto en 46 kV como en 138 kV, se realizó el mismo procedimiento de la sección 5.2 y 5.3 para líneas radiales y en anillo

de 46 kV respectivamente, y el procedimiento de la sección 5.4 y 5.5 para las líneas radiales y en anillo en 138 kV. Para los cuatro casos planteados, el evento de falla fue realizado para el 15% y el 85% de la longitud total de la línea, para cada una de las demandas definidas (mínima, media y máxima).

Además, tomando en consideración los tiempos muertos para líneas de 46 kV (350 ms) y de 138 kV (500 ms) estandarizados en este estudio, tanto para líneas radiales como en anillo, se utilizó el mismo tiempo muerto, para proceder a resumir los resultados obtenidos para cada una de las líneas. Especificando para líneas radiales el tiempo en que se realiza la apertura de los interruptores (despeje de la falla), el primer cierre (tiempo muerto), el tiempo de estabilización (el sistema empieza a estabilizarse) y el tiempo final (el sistema regresa a condiciones de prefalla).

Los tiempos de estabilización cada una de las líneas analizadas fueron seleccionados luego de verificar las respuestas de voltaje, ángulo, frecuencia y potencias una vez que cada una de las señales retornaban a sus condiciones iniciales, respetando los valores de voltaje, frecuencia ( $57.5 \text{ Hz} \leq f \leq 63 \text{ Hz}$ ) y ángulo ( $\delta \leq 25^\circ$ ).

El resultado de los tiempos obtenidos para cada una de las líneas, ha sido a partir de la determinación de los valores de voltaje y frecuencia luego de la falla, y a partir de éstos, se especifica y se tabula el tiempo de cierre, el tiempo de estabilización y el tiempo final. Para líneas radiales en 46 kV, los resultados son tabulados en la Tabla 5.9 y Tabla 5.10, mientras que, para las líneas en anillo de 46 kV, los resultados se muestran en la Tabla 5.11 y Tabla 5.12. Para la línea radial de 138 kV los resultados que se obtuvieron son los presentados en la Tabla 5.13 y Tabla 5.14, mientras que, para las líneas en anillo en 138 kV, los voltajes, frecuencias y tiempos, son los indicados en la Tabla 5.15 y Tabla 5.16.

El análisis completo de la obtención de estos resultados, puede visualizarse mediante la revisión de las respuestas de voltaje, ángulo, y frecuencia detallados en el Anexo 3.

Tabla 5.9 Resultados de voltaje y frecuencia luego de la falla para líneas radiales de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	% de falla	Demanda	Nomenclatura de la Barra	Voltaje 1 después de la reconexión		Voltaje 2 después de la reconexión		Frecuencia después de la Falla [Hz]
				[kV]	p.u.	[kV]	p.u.	
Santa Rosa-Machachi	15%	Mínima	SRSA_46	46.533	1.012	46.782	1.017	60.019
			MCHCHI_46	44.348	0.964	46.313	1.007	59.987
		Media	SRSA_46	45.820	0.996	45.571	0.991	59.992
			MCHCHI_46	45.359	0.986	44.711	0.972	59.960
		Máxima	SRSA_46	46.093	1.002	45.677	0.993	60.048
			MCHCHI_46	45.686	0.993	44.789	0.974	59.996
	85%	Mínima	SRSA_46	46.576	1.012	46.656	1.014	60.005
			MCHCHI_46	46.277	1.006	46.187	1.004	59.960
		Media	SRSA_46	45.837	0.996	45.596	0.991	60.017
			MCHCHI_46	45.528	0.989	44.736	0.972	60.043
		Máxima	SRSA_46	46.123	1.003	45.749	0.994	60.003
			MCHCHI_46	45.736	0.994	44.862	0.975	60.004
Sur - Escuela Sucre_Marín	15%	Mínima	SUR_46	46.611	1.013	46.524	1.011	60.022
			ESCREMRN_46	46.468	1.010	46.483	1.010	60.002
		Media	SUR_47	44.847	0.975	44.640	0.970	60.004
			ESCREMRN_47	44.452	0.966	44.552	0.968	60.033
		Máxima	SUR_48	45.001	0.978	44.741	0.973	60.030
			ESCREMRN_48	44.558	0.968	44.658	0.971	60.005
	85%	Mínima	SUR_49	46.619	1.013	46.478	1.010	60.018
			ESCREMRN_49	46.439	1.009	46.434	1.009	59.999
		Media	SUR_50	44.932	0.977	44.647	0.971	60.026
			ESCREMRN_50	44.551	0.968	44.571	0.967	60.013
		Máxima	SUR_51	45.343	0.985	45.039	0.979	60.003
			ESCREMRN_51	44.966	0.977	44.957	0.977	60.007
Sur - Chimbacalle	15%	Mínima	SUR_46	46.026	1.000	46.002	1.000	60.014
			CHMBCLLE_46	45.924	0.998	45.962	0.999	60.005
		Media	SUR_47	44.636	0.970	44.645	0.971	60.024
			CHMBCLLE_47	44.544	0.968	44.556	0.968	60.007
		Máxima	SUR_48	45.392	0.986	45.382	0.986	60.021
			CHMBCLLE_48	45.281	0.984	45.271	0.984	60.006
	85%	Mínima	SUR_49	46.012	0.988	45.957	0.999	60.021
			CHMBCLLE_49	45.893	0.997	45.916	0.998	60.006
		Media	SUR_50	44.814	0.974	44.574	0.969	60.006
			CHMBCLLE_50	44.514	0.967	44.490	0.967	60.015
		Máxima	SUR_51	45.591	0.991	45.360	0.986	59.995
			CHMBCLLE_51	45.226	0.983	45.249	0.984	59.992
San Rafael - Sangolquí	15%	Mínima	SRFL_46	46.428	1.009	46.259	1.005	59.994
			SNGLQUI_46	46.358	1.007	46.093	1.002	60.009
		Media	SRFL_47	44.847	0.975	44.248	0.962	59.946
			SNGLQUI_47	44.789	0.974	43.715	0.95	59.995
		Máxima	SRFL_48	44.722	0.972	44.355	0.964	60.038
			SNGLQUI_48	44.623	0.97	43.893	0.954	60.061
	85%	Mínima	SRFL_49	46.427	1.009	46.269	1.005	59.985
			SNGLQUI_49	46.223	1.005	46.071	1.002	60.024
		Media	SRFL_50	44.878	0.976	44.194	0.960	60.003
			SNGLQUI_50	44.236	0.962	43.661	0.949	59.955
		Máxima	SRFL_51	44.669	0.971	44.350	0.964	60.013
			SNGLQUI_51	44.458	0.966	43.887	0.954	60.021



Tabla 5.10 Resultado tiempos para líneas radiales de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	% de falla	Dem	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Análisis de Frecuencia	T. de despeje de falla [s]	T. recierre [s]	T. de estab. [s]	T. Final [s]
Santa Rosa-Machachi	15%	Mín	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	1.672	3.465
			MCHCHI_46						
		Med	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	1.189	3.379
	MCHCHI_46								
	Máx	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	1.222	3.263	
		MCHCHI_46							
85%	Mín	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	2.947	4.814	
		MCHCHI_46							
	Med	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	1.165	3.367	
MCHCHI_46									
Máx	SRSA_46	SRSA_46	SRSA_46	0.21	0.56	1.232	3.786		
	MCHCHI_46								
Sur - Escuela Sucre_Marín	15%	Mín	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.957	3.852
			ESCREMRN_46						
		Med	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.979	3.699
	ESCREMRN_46								
	Máx	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	2.151	3.982	
		ESCREMRN_46							
85%	Mín	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.175	3.002	
		ESCREMRN_46							
	Med	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.212	3.952	
ESCREMRN_46									
Máx	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	3.189	4.789		
	ESCREMRN_46								
Sur - Chimbacalle	15%	Mín	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.50	3.858
			CHMBCLLE_46						
		Med	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	3.319	6.073
	CHMBCLLE_46								
	Máx	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.997	3.149	
		CHMBCLLE_46							
85%	Mín	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.194	3.008	
		CHMBCLLE_46							
	Med	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.189	3.27	
CHMBCLLE_46									
Máx	SUR_46	SUR_46	SUR_46	0.21	0.56	1.248	3.204		
	CHMBCLLE_46								
San Rafael - Sangolquí	15%	Mín	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	1.956	4.65
			SNGLQUI_46						
		Med	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	1.997	4.465
	SNGLQUI_46								
	Máx	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	3.684	5.89	
		SNGLQUI_46							
85%	Mín	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	1.999	3.263	
		SNGLQUI_46							
	Med	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	1.239	3.326	
SNGLQUI_46									
Máx	SRFL_46	SRFL_46	SRFL_46	0.21	0.56	3.577	4.74		
	SNGLQUI_46								

Tabla 5.11 Resultados de voltaje y frecuencia luego de la falla para líneas en anillo de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Demanda	Nomenclatura de la Barra	Voltaje después de la reconexión		Frecuencia después de la reconexión [Hz]
				[kV]	p.u.	
Santa Rosa - Epiclachima (1)	15%	Mínima	SRSA_46	46.980	1.021	59.998
			EPCLCHMA_46	46.413	1.008	59.998
		Media	SRSA_46	46.483	0.010	59.985
			EPCLCHMA_46	44.885	0.976	59.998
		Máxima	SRSA_46	46.691	1.015	59.999
			EPCLCHMA_46	45.526	0.989	59.997
	85%	Mínima	SRSA_46	46.181	1.004	59.998
			EPCLCHMA_46	45.608	0.991	59.988
		Media	SRSA_46	46.376	1.008	60.000
			EPCLCHMA_46	45.099	0.980	59.999
		Máxima	SRSA_46	46.390	1.008	59.998
			EPCLCHMA_46	45.901	0.998	59.997
Santa Rosa - Epiclachima (2)	15%	Mínima	SRSA_46	46.978	1.021	59.998
			EPCLCHMA_46	46.418	1.009	59.998
		Media	SRSA_46	46.472	1.010	60.001
			EPCLCHMA_46	45.177	0.982	60.000
		Máxima	SRSA_46	46.544	1.012	59.996
			EPCLCHMA_46	45.171	0.982	59.995
	85%	Mínima	SRSA_46	46.955	1.021	59.998
			EPCLCHMA_46	46.389	1.008	59.998
		Media	SRSA_46	46.327	1.007	60.000
			EPCLCHMA_46	45.099	0.980	59.999
		Máxima	SRSA_46	46.535	1.012	59.998
			EPCLCHMA_46	45.236	0.983	59.997
Selva Alegre - Granda Centeno	15%	Mínima	S. ALEGRE_46	47.059	1.023	59.998
			GCNTNO_46	46.530	1.012	59.997
		Media	S. ALEGRE_46	46.516	1.011	60.001
			GCNTNO_46	44.739	0.973	59.999
		Máxima	S. ALEGRE_46	46.530	1.012	60.000
			GCNTNO_46	44.987	0.978	59.995
	85%	Mínima	S. ALEGRE_46	47.012	1.022	59.997
			GCNTNO_46	46.466	1.010	59.997
		Media	S. ALEGRE_46	46.368	1.008	60.000
			GCNTNO_46	44.592	0.969	59.998
		Máxima	S. ALEGRE_46	46.408	1.009	59.996
			GCNTNO_46	44.853	0.975	59.991
Vicentina - Norte (1)	15%	Mínima	VCNTNA_46	47.071	1.023	59.997
			NRTE_46	46.624	1.014	59.997
		Media	VCNTNA_46	46.032	1.001	59.997
			NRTE_46	45.178	0.982	59.996
		Máxima	VCNTNA_46	46.717	1.016	59.997
			NRTE_46	45.753	0.995	59.994
	85%	Mínima	VCNTNA_46	47.095	1.024	59.998
			NRTE_46	46.647	1.014	59.997
		Media	VCNTNA_46	46.154	1.003	59.999
			NRTE_46	45.239	0.983	59.999
		Máxima	VCNTNA_46	46.673	1.016	59.997
			NRTE_46	45.5786	0.995	59.995

Tabla 5.12 Resultados de tiempos para líneas en anillo de 46 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Dem	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Tiempo recierre 1er extremo [s]	Tiempo recierre 2do extremo [s]	Diferencia angular al cierre en el 2do extremo [°]	Diferencia de voltaje al cierre en el 2do extremo p.u.	T. de estab. [s]	T. Final [s]
Santa Rosa - Epiclachima (1)	15%	Mín	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	1.237	0.014	2.579	4.089
			EPCLCHMA_46							
		Med	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.412	0.030	2.399	4.603
			EPCLCHMA_46							
		Máx	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.74	0.028	3.243	6.39
			EPCLCHMA_46							
	85%	Mín	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	1.285	0.014	3.526	6.39
			EPCLCHMA_46							
		Med	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.415	0.031	3.206	5.643
Máx	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.744	0.031	3.243	5.99		
Santa Rosa - Epiclachima (2)	15%	Mín	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	1.238	0.014	2.949	5.843
			EPCLCHMA_46							
		Med	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.415	0.032	3.636	5.553
			EPCLCHMA_46							
		Máx	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.748	0.032	3.273	5.897
			EPCLCHMA_46							
	85%	Mín	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	1.238	0.014	2.879	5.99
			EPCLCHMA_46							
		Med	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.415	0.0321	3.193	5.534
Máx	SRSA_46	EPCLCHMA_46	0.56	0.66	3.721	0.0316	3.233	5.687		
Selva Alegre - Granda Centeno	15%	Mín	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	1.398	0.0146	3.197	4.553
			GCNTNO_46							
		Med	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	4.143	0.045	2.379	4.516
			GCNTNO_46							
		Máx	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	3.291	0.0368	3.216	5.566
			GCNTNO_46							
	85%	Mín	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	1.401	0.0145	2.822	6.173
			GCNTNO_46							
		Med	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	4.356	0.0452	3.146	5.603
Máx	S. ALEGRE_46	GCNTNO_46	0.56	0.66	3.309	0.0366	3.249	5.650		
Vicentina - Norte (1)	15%	Mín	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.206	0.0104	3.198	4.479
			NRTE_46							
		Med	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.858	0.0204	3.262	5.663
			NRTE_46							
		Máx	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.159	0.0211	3.243	5.617
			NRTE_46							
	85%	Mín	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.204	0.0104	2.849	5.560
			NRTE_46							
		Med	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.849	0.0204	3.206	5.553
Máx	VCNTNA_46	NRTE_46	0.56	0.66	0.154	0.0212	3.191	5.617		

Tabla 5.13 Resultado de voltaje y frecuencia luego de la falla para líneas radiales de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Demanda	Nomenclatura de la Barra	Voltaje 1 después de la reconexión		Voltaje 2 después de la reconexión		Frecuencia después de la Falla [Hz]
				[kV]	p.u.	[kV]	p.u.	
Pomasqui - Cristianía	15%	Mínima	PMSQ-EEQ_138	141.449	1.025	141.356	1.024	60.020
			CRSTNA_138	141.216	1.023	141.264	1.024	60.009
		Media	PMSQ-EEQ_138	142.275	1.031	138.174	1.001	60.050
			CRSTNA_138	139.575	1.011	137.764	0.998	59.960
		Máxima	PMSQ-EEQ_138	138.511	1.0037	139.384	1.0027	60.050
			CRSTNA_138	137.916	0.999	138.384	1.0027	60.018
	85%	Mínima	PMSQ-EEQ_138	142.648	1.056	141.400	1.0246	60.040
			CRSTNA_138	141.057	1.022	141.171	1.0229	60.011
		Media	PMSQ-EEQ_138	140.314	1.016	141.250	1.0235	59.980
			CRSTNA_138	137.413	0.9957	140.851	1.0206	60.038
		Máxima	PMSQ-EEQ_138	139.803	1.013	138.641	1.0046	60.076
			CRSTNA_138	137.879	0.999	138.230	1.0016	60.009

Tabla 5.14 Resultado de tiempos para líneas radiales de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Dem	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Análisis de Frecuencia	T. de despeje de falla [s]	T. de recierre [s]	T. de estab. [s]	T. Final [s]
Pomasqui - Cristianía	15%	Mín	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	1.997	4.733
			CRSTNA_138						
		Med	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	3.207	9.805
			CRSTNA_138						
		Máx	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	3.217	5.544
			CRSTNA_138						
	85%	Mín	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	2.846	4.823
			CRSTNA_138						
		Med	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	3.875	4.828
			CRSTNA_138						
		Máx	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	PMSQ-EEQ_138	0.21	0.71	3.173	7.857
			CRSTNA_138						

Tabla 5.15 Resultados de voltaje y frecuencia luego de la falla para líneas en anillo de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Demanda	Nomenclatura de la Barra	Voltaje después de la reconexión		Frecuencia después de la reconexión [Hz]
				[kV]	p.u.	
Conocoto - Vicentina	15%	Mínima	CNCTO_138	141.926	1.0284	59.995
			VCNTNA_138	140.764	1.0200	59.995
		Media	CNCTO_138	143.160	1.0374	59.992
			VCNTNA_138	139.528	1.0110	59.991
		Máxima	CNCTO_138	143.289	1.0383	59.998
			VCNTNA_138	138.282	1.0020	59.997
	85%	Mínima	CNCTO_138	141.907	1.0283	59.996
			VCNTNA_138	140.733	1.0198	59.995
		Media	CNCTO_138	153.02	1.0336	59.996
			VCNTNA_138	139.273	1.0092	59.996
		Máxima	CNCTO_138	143.100	1.0369	59.998
			VCNTNA_138	139.632	1.0118	59.997
Gualo - Vicentina	15%	Mínima	GUALO_138	142.427	1.032	59.995
			VCNTNA_138	140.721	1.0197	59.995
		Media	GUALO_138	142.31	1.0312	59.996
			VCNTNA_138	140.125	1.0379	59.995
		Máxima	GUALO_138	142.365	1.0316	59.997
			VCNTNA_138	140.370	1.0172	59.996
	85%	Mínima	GUALO_138	142.439	1.0322	59.996
			VCNTNA_138	140.694	1.0195	59.996
		Media	GUALO_138	142.056	1.0294	59.996
			VCNTNA_138	139.818	1.0132	59.996
		Máxima	GUALO_138	142.157	1.0301	59.997
			VCNTNA_138	140.119	1.0153	59.997
Selva Alegre - Cotocollao	15%	Mínima	S. ALEGRE_138	141.395	1.0246	59.985
			CTCLLO_138	141.238	1.0235	59.840
		Media	S. ALEGRE_138	141.421	1.0248	59.996
			CTCLLO_138	140.886	1.0209	59.996
		Máxima	S. ALEGRE_138	141.491	1.0253	59.997
			CTCLLO_138	140.526	1.0183	59.997
	85%	Mínima	S. ALEGRE_138	141.610	1.0262	59.995
			CTCLLO_138	141.466	1.0251	59.995
		Media	S. ALEGRE_138	141.296	1.0238	59.996
			CTCLLO_138	140.804	1.0203	59.996
		Máxima	S. ALEGRE_138	141.394	1.0246	59.998
			CTCLLO_138	140.562	1.0185	59.997
Selva Alegre – Eugenio Espejo	15%	Mínima	S. ALEGRE_138	142.353	1.0315	59.996
			EESPJO_138	141.264	1.0236	59.995
		Media	S. ALEGRE_138	142.758	1.0345	59.996
			EESPJO_138	140.101	1.0152	59.996
		Máxima	S. ALEGRE_138	142.798	1.0347	59.998
			EESPJO_138	140.263	1.0164	59.998
	85%	Mínima	S. ALEGRE_138	141.889	1.0282	59.995
			EESPJO_138	141.388	1.0245	59.995
		Media	S. ALEGRE_138	143.057	1.0366	59.987
			EESPJO_138	140.462	1.0178	59.987
		Máxima	S. ALEGRE_138	142.878	1.0353	59.995
			EESPJO_138	140.516	1.0182	59.995

Tabla 5.16 Resultado de tiempos para líneas en anillo de 138 kV [Elaboración propia]

Línea	% de Falla	Dem	Nomenclatura de la Barra	Primer cierre	Tiempo recierre 1er extremo [s]	Tiempo recierre 2do extremo [s]	Diferencia angular al cierre en el 2do extremo [°]	Diferencia de voltaje angular al cierre en el 2do extremo p.u.	T. de estab. [s]	T. Final [s]
Conocoto - Vicentina	15%	Mín	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.946	0.0111	3.872	6.603
			VCNTNA_138							
		Med	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	2.539	0.033	1.314	6.11
	VCNTNA_138									
	Máx	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	2.517	0.0292	3.186	5.608	
		VCNTNA_138								
85%	Mín	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.945	0.0103	2.852	4.576	
		VCNTNA_138								
	Med	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	2.513	0.0327	3.195	5.582	
VCNTNA_138										
Máx	CNCTO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	2.497	0.0258	3.221	5.622		
	VCNTNA_138									
Gualo - Vicentina	15%	Mín	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.123	0.0134	3.772	5.736
			VCNTNA_138							
		Med	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.584	0.0175	3.193	5.591
	VCNTNA_138									
	Máx	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.313	0.0154	3.195	5.615	
		VCNTNA_138								
85%	Mín	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.133	0.0134	2.842	4.609	
		VCNTNA_138								
	Med	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.601	0.0175	3.183	5.544	
VCNTNA_138										
Máx	GUALO_138	VCNTNA_138	0.71	0.81	0.332	0.0154	3.179	5.573		
	VCNTNA_138									
Selva Alegre - Cotacollao	15%	Mín	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	0.546	0.0031	2.849	4.546
			CTCLLO_138							
		Med	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	1.102	0.008	3.182	5.589
	CTCLLO_138									
	Máx	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	1.683	0.0116	3.241	5.611	
		CTCLLO_138								
85%	Mín	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	0.541	0.0031	2.842	4.636	
		CTCLLO_138								
	Med	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	1.089	0.0079	3.193	5.571	
CTCLLO_138										
Máx	S. ALEGRE_138	CTCLLO_138	0.71	0.81	1.669	0.0116	3.216	5.57		
	CTCLLO_138									
Selva Alegre - Eugenio Espejo	15%	Mín	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	1.127	0.0057	2.852	6.455
			EESPJO_138							
		Med	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	2.460	0.0241	3.218	5.596
	EESPJO_138									
	Máx	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	2.659	0.0218	3.221	5.592	
		EESPJO_138								
85%	Mín	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	1.084	0.0058	2.225	4.553	
		EESPJO_138								
	Med	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	2.503	0.0245	3.208	5.605	
EESPJO_138										
Máx	S. ALEGRE_138	S. ALEGRE_138	0.71	0.81	2.725	0.0219	3.274	5.719		
	EESPJO_138									

Al obtener los resultados mostrados en las tablas 5.9 hasta 5.16, y al analizarlos se tiene que:

- Al realizar la reconexión en los tiempos 350 ms y 500 ms para líneas de 46 kV y 138 kV respectivamente, se garantiza que el voltaje, frecuencia y ángulo están dentro de los valores especificados para la sincronización entre los extremos de la línea.
- El voltaje en las barras de 46 kV al efectuar la reconexión radial tiene una variación máxima de 0.024 p.u. con respecto al estado de prefalla.
- El voltaje en las barras de 138 kV al realizar la reconexión radial tiene una variación máxima de 0.0314 p.u. con respecto a las condiciones de prefalla.
- En la reconexión de las líneas en anillo de 46 kV, la máxima diferencia de ángulo y voltaje son  $4.35^\circ$  y 0.0452 p.u. respectivamente.
- En la reconexión de líneas en anillo de 138 kV, la máxima diferencia de ángulo y voltaje son  $2.725^\circ$  y 0.0328 p.u. respectivamente.
- El tiempo de estabilización promedio para líneas radiales de 46 kV es 1.922 s, y el tiempo final promedio es 3.926 s. Mientras que para líneas en anillo de 46 kV el tiempo de estabilización promedio es 3.0965 s, y el tiempo final es 5.5066 s.
- El tiempo de estabilización promedio para líneas radiales de 138 kV es 3.0525 s, y el tiempo final promedio es 6.265 s. Mientras que para líneas en anillo de 138 kV el tiempo de estabilización promedio es 3.1643 s, y el tiempo final es 5.498 s.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. CONCLUSIONES

- Para poder implementar la reconexión de una línea se debe tener en cuenta en primera instancia los principios y definiciones que influyen en un recierre, seguido de las características propias de la línea, definir si es una línea radial o en anillo, el nivel de voltaje al que se encuentra (importante para calcular el tiempo de desionización del arco), el tipo de subestaciones entre las que está la línea, las características de las protecciones y de los interruptores a operar durante el ciclo de reconexión.
- Del análisis de los tiempos muertos para realizar la reconexión, se concluye que el tiempo muerto para recierres tripolares depende del nivel de voltaje de la línea. Tiempos calculados y estimados en este estudio en base a las referencias utilizadas, tiempos en los cuales el sistema vuelve a condiciones normales de operación.
- Como condición de comprobación de sincronismo del sistema entre la parte aislada del sistema durante el evento de reconexión, al realizar el recierre de la línea se debe tener en cuenta el ángulo de voltaje en los polos del interruptor.
- El tiempo muerto establecido en líneas de 46 kV y de 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito, en este estudio fueron establecidos específicamente para eventos transitorios (descargas atmosféricas), estos son de 350 ms para líneas de 46 kV y 500 ms para líneas de 138 kV respectivamente. Estos tiempos están considerados dentro del estudio de reconexión de alta velocidad siendo menores a 1 segundo, mientras que si la reconexión se realiza mayor al 1 segundo se la denomina reconexión lenta.
- Para la reconexión en anillo el tiempo fijado de 100 ms entre el cierre del primer extremo y el cierre del segundo extremo de la línea, se lo estableció con el



objetivo de que el relé de protección ubicado en el extremo que cierra primero detecte si la falla ha sido despejada o no, si la falla aún no ha sido eliminada este extremo operará abriendo sus contactos y bloqueando la función de reconexión.

- Los tiempos de apertura, cierre y secuencia de operación del interruptor deben ser constatados en el patio de la S/E, o por un manual mediante el modelo y marca, para poder fijar una secuencia de eventos adecuado para el sistema.
- Para que la reconexión de una línea sea exitosa al primer intento, debe haberse despejado la falla y el arco en la cámara del interruptor debe extinguirse por completo.
- La reconexión de cualquiera de las líneas analizadas debe hacerse mediante la activación de un permisivo, el cual debe indicar si la falla monofásica fue despejada bajo el esquema de teleprotección.
- Los tiempos de recierre tripolares calculados en este estudio, son aquellos que se deberían esperar antes de realizar la reconexión de una línea, estos tiempos pueden ser mayores a los establecidos. Dependiendo de la línea que haya sido analizada, si estos tiempos son menores a los indicados, puede que la falla o el arco no hayan sido eliminados por completo, y esto sea visto como un nuevo evento de falla. Por lo que se concluye que el tiempo muerto para líneas de 46 kV sea de 350 ms, y 500 ms para líneas de 138 kV.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

- Una vez que se ha definido la línea a analizar, mediante el cálculo de flujo de potencia en cualquiera de las demandas se puede determinar en cuál de los extremos se tiene un voltaje menor. Se recomienda realizar el cierre del primer extremo en el lado en que el voltaje sea menor, con el objetivo de que, durante el estado dinámico del sistema, el voltaje no baje más de lo determinado por el ARCONEL en los procedimientos de despacho y operación.
- Es importante precisar en el número de intentos de reconexión, como se mencionó en el desarrollo del trabajo, el mayor porcentaje de establecer una

reconexión exitosa se da al primer intento, conforme el número de intentos de recierre va aumentando el porcentaje de éxito disminuirá.

- Si el tiempo muerto determinado para realizar la reconexión no es el adecuado, o si éste no es lo suficientemente largo como para extinguir el arco y despejar una falla, lo más probable es que se trate de una falla permanente, por lo que se recomienda establecer un tiempo muerto adecuado para realizar la reconexión, en el que el sistema no colapse (no tenga problemas de estabilidad) y ver si se puede implementar uno o más intentos de reconexión, considerando además otro tipo de fallas y el comportamiento del sistema al realizar el recierre de la línea en falla.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALSTOM GRID. (2011). Auto-Reclosing. Network Protection & Automation Guide(pp.14.1-14.15). Stafford UK: ALSTOM.
- [2] EEQ. (2015). Registro de Fallas. noviembre 26, 2016, Empresa Eléctrica Quito, Sitio web: <http://sdi.eeq.com.ec/SDi/archivos/inicio0.htm>
- [3] ANSI/IEEE Standard C37.2-2008. (2016). ANSI/IEEE Standard Device Numbers. 05/04/2017, de Power Systems Protection and Relaying Sitio web: <http://www.ece.uidaho.edu/ee/power/ECE525/Lectures/L3/L3.pdf>
- [4] COES. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN. San Isidro, Lima - Perú: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- [5] Midwest Reliability Organization. (March 3, 2009). Considerations for Transmission Reclosing Practices In the MRO Area. MRO Technical Paper on Transmission Reclosing, 1, pp. 4-22.
- [6] Power Systems Relaying Committee; Automatic Reclosing of Transmission Lines, IEEE Transactions Vol 1,1984.
- [7] IEEE Switchgear Committee, IEEE Standard Definitions for Power Switchgear, New York: ISBN 1-55937-250-8,1992
- [8] Gustafson G. (2000). Automatic Reclosing - Transmission Line Applications and Considerations. Spokane- Washington: Western Protective Relay Conference.
- [9] Franklin Vinicio Chimarro Alomoto. (2007). Análisis y Determinación de Tiempos de Recierre para Líneas del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador en 138 kV. Quito, Escuela Politécnica Nacional, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.
- [10] Coto Aladro José. (2002). Protecciones. En Análisis de Sistemas de Energía Eléctrica (pp. 275-276). Oviedo: Servicio de Publicaciones, Universidad de Oviedo.

- [11] Instituto Costarricense de Electricidad UEN Transporte de Electricidad. (2008). Especificaciones Técnicas Generales para Interruptores de Potencia Tipo Tanque Vivo. San José - Costa Rica.
- [12] ARCONEL. (2000). Procedimiento de Despacho y Operación. Quito: Resolución No. 0125/00.
- [13] XM Compañía de Expertos en Mercados. (Medellín-Colombia). Configuración de Subestaciones Eléctricas. 18/04/2017, de XM S.A. E.S.P. Sitio web: [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co).
- [14] Despacho de Carga. (2016). Dirección de Subtransmisión. Diagrama Unifilar EEQ. marzo 2016, Empresa Eléctrica Quito.
- [15] Departamento de Planificación Técnica. (2010). Plan de Expansión 2011 - 2021 del Sistema Eléctrico de la EEQ. 06/01/2017, de Empresa Eléctrica Quito Sitio web: <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/planExpansion.pdf>
- [16] DIgSILENT PowerFactory. (2012). User Manual. Gomaringen, Germany.

## **ANEXOS**

## ANEXO N°1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR DESCONEXIONES

	Errores Protección		Errores de Supervisión		Errores en Mantenimiento		Externo a la EEQ		Propio de la EEQ		Total	
	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]	Tiempo de desconexión [horas]	Energía no vendida [MWH]
2009	01	6,79	59,37		0,45		5,62	1348,38	35,33		48,19	1604,481
	02	0,53	6,30						86,97		87,5	136,058
	03	4,5	39,94		2,27	0,62	14,79		42,48		47,78	173,615
	04	18,7			35,02				58,85		99,13	187,14
	05					2,05	11,78		10,7		12,75	134,254
	06	0,05			4,70				9,22		10,59	24,651
	07	1,13	15,35						17,77		33,69	39,058
	08	0,82	13,91						16,2		17,02	118,894
	09					2,33			8,44		10,77	131,461
	10	3,48	162,10		23,96				26,4		49,47	388,826
	11	5,79	280,47						24,25		30,04	563,367
	12				44,38	4,67			19,23		23,9	172,382
	<b>2009 total</b>	<b>41,79</b>	<b>577,437</b>	<b>64,91</b>	<b>110,338</b>	<b>8,29</b>	<b>1374,953</b>	<b>355,84</b>	<b>470,83</b>	<b>1611,459</b>	<b>3674,187</b>	
2010	01	0,75		1,22	91,23				25,07		36,54	470,5
	02								6,07		6,07	29,641
	03								3,89		3,89	39,213
	04				55,90	4,07	101,88		39,01		53,07	368,473
	05	1,5			21,16	2,05			3,96		9,64	53,036
	06				31,14	3,6			5,28		8,88	73,35
	07	0,92			5,32	0,42			10,28		11,62	49,627
	08	3	26,07						6,17		9,17	98,326



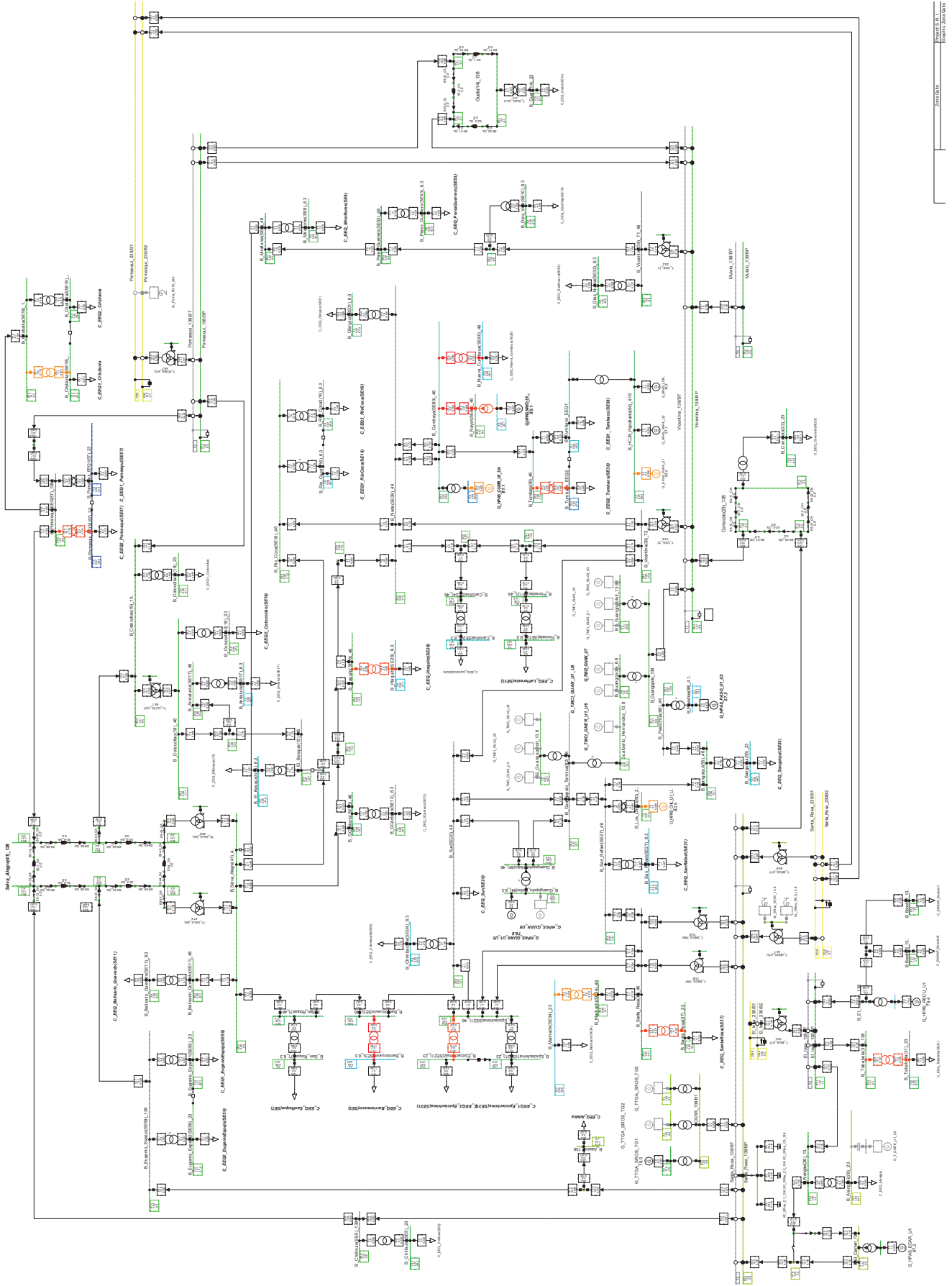




	06	junio								0,25	0,76	5,66	5,12	5,91	5,872
	07	julio							0,37	1,74	1,47	21,44	21,44	1,84	23,179
	08	agosto			1,42			0,90			38,3	114,12	114,12	39,72	115,02
	09	septiembre							0,25	1,30	6,35	390,39	390,39	6,6	391,697
	10	octubre	0,05	27,49	0,62			9,75	0,7	46,03	19,15	77,02	77,02	20,54	160,281
	11	noviembre			3,33				1	20,42	12,59	97,59	97,59	16,92	118,005
	12	diciembre			2,53			51,16			6,34	89,82	89,82	8,87	140,979
		<b>2015 total</b>	<b>6,21</b>	<b>44,832</b>	<b>0,05</b>	<b>27,488</b>	<b>14,91</b>	<b>114,786</b>	<b>6,43</b>	<b>326,24</b>	<b>118,33</b>	<b>936,573</b>	<b>936,573</b>	<b>145,93</b>	<b>1449,919</b>
	01	enero	0,08	3,52	0,17	19,13			0,43	8,91	1,72	51,48	51,48	2,4	83,031
	02	febrero					7,18	76,56	0,12	0,96	7,22	77,23	77,23	14,52	154,754
	03	marzo	1,42	3,49			0,2	6,61			4,66	31,83	31,83	6,28	41,939
	04	abril	0,15	1,40	0,4		3,02	12,14	1,22	17,01	6,29	16,23	16,23	11,08	46,787
	05	mayo					3,38	42,74			7,55	88,03	88,03	10,93	130,769
	06	junio	0,23				0,75	5,92	0,13	2,86	1,03	6,72	6,72	2,14	15,5
	07	julio	0,68	3,13			1,53	42,92	1,32	118,34	3,33	64,38	64,38	6,86	228,766
	08	agosto					4,62	83,15	1,86	49,96	4,67	83,66	83,66	11,15	216,768
	09	septiembre	0,57				0,08	23,37	0,65	22,79	1,39	29,28	29,28	2,69	75,44
	10	octubre	1,39	12,08	0,03	0,30	0,16	2,72	1,71	686,49	3,16	19,27	19,27	6,45	720,859
	11	noviembre					0,12	2,56	0,12	18,33	0,47	4,15	4,15	0,71	25,045
		<b>2016 TOTAL</b>	<b>4,52</b>	<b>23,617</b>	<b>0,6</b>	<b>19,428</b>	<b>21,04</b>	<b>298,69</b>	<b>7,56</b>	<b>925,658</b>	<b>41,49</b>	<b>472,265</b>	<b>472,265</b>	<b>75,21</b>	<b>1739,658</b>
		<b>Total</b>	<b>98,99</b>	<b>1250,65</b>	<b>11,69</b>	<b>139,344</b>	<b>265,68</b>	<b>1974,85</b>	<b>52,22</b>	<b>3515,235</b>	<b>1237,32</b>	<b>7885,757</b>	<b>7885,757</b>	<b>1665,9</b>	<b>14765,843</b>



ANEXO N°2 RED COMPLETA DE LA EEQ MODELADA EN POWERFACTORY

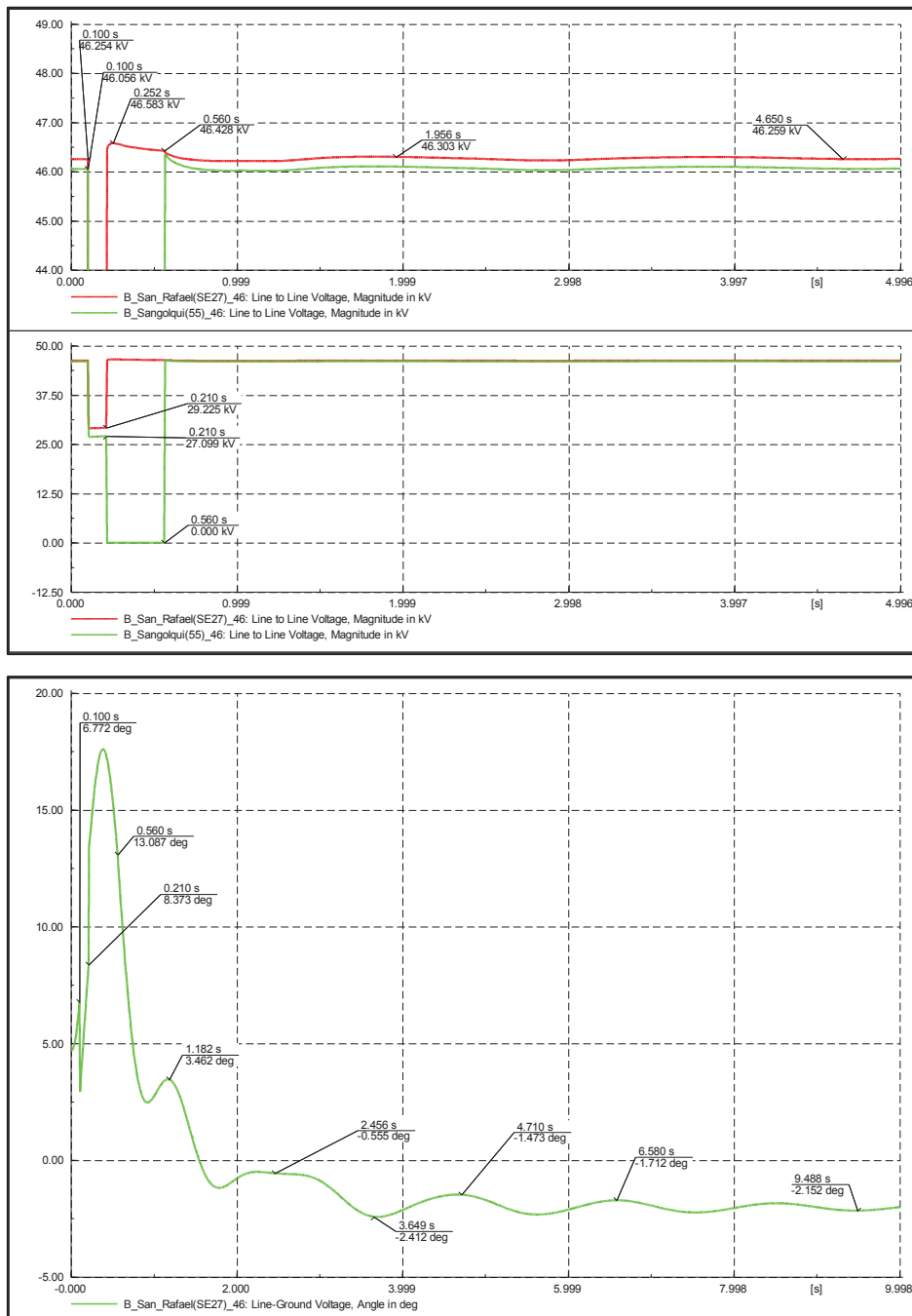


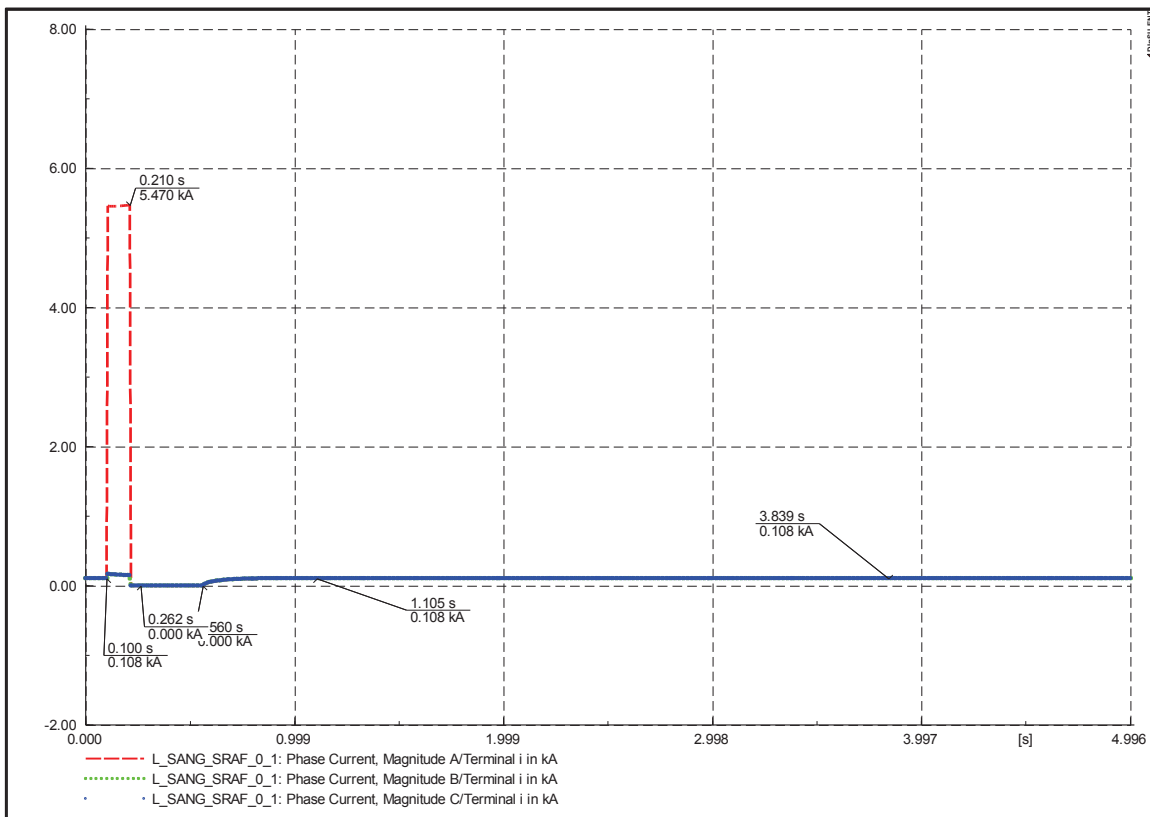
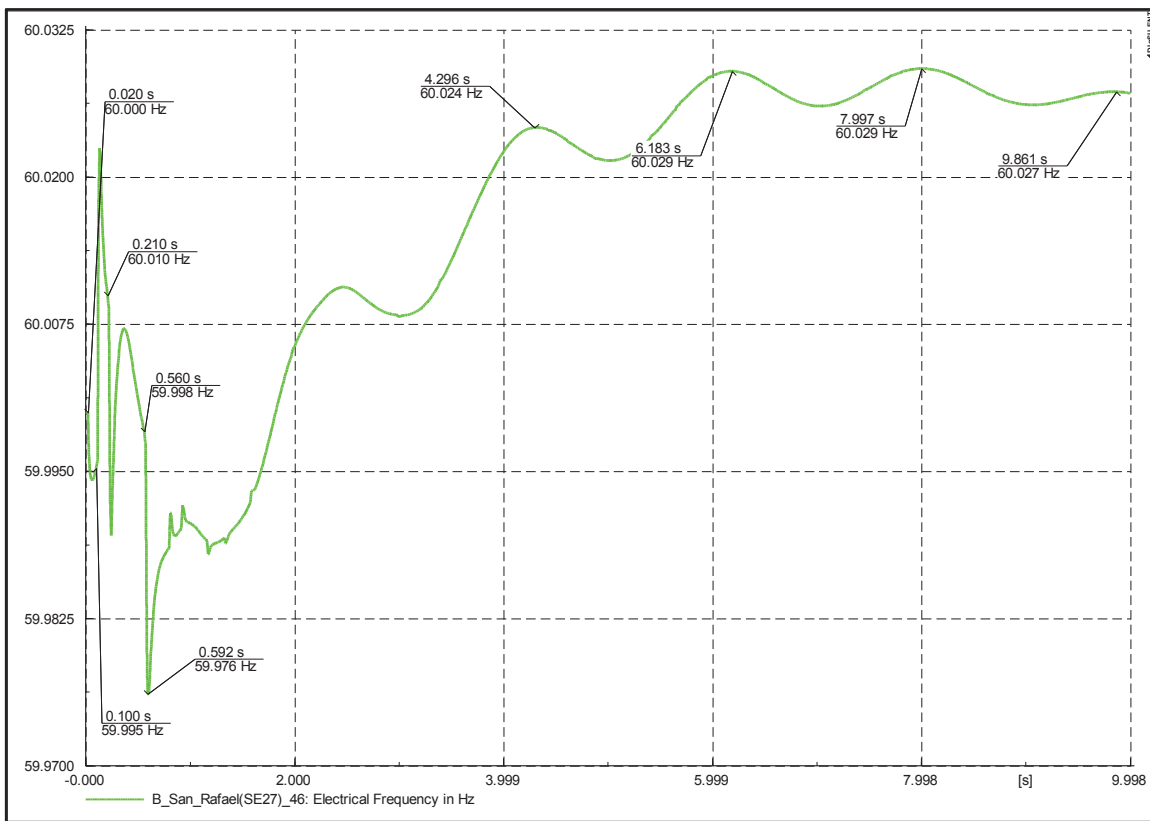
## ANEXO N°3 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES

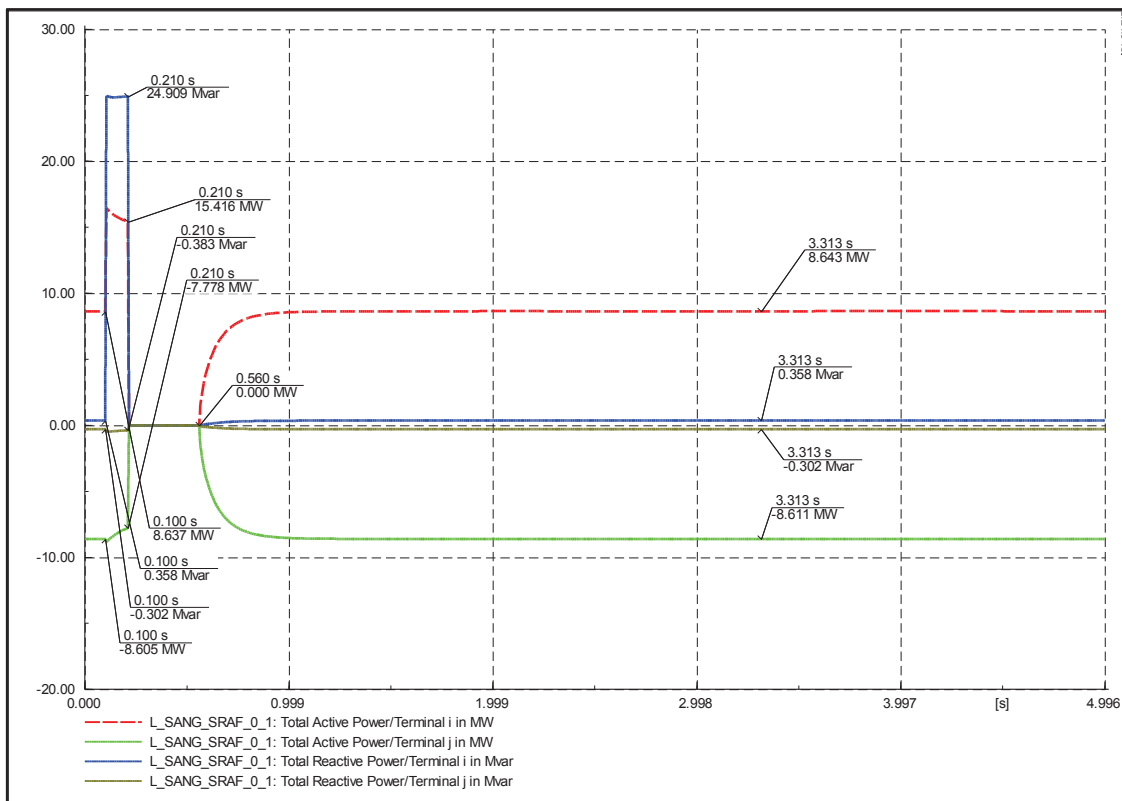
### Líneas radiales de 46 kV

#### Línea San Rafael - Sangolquí

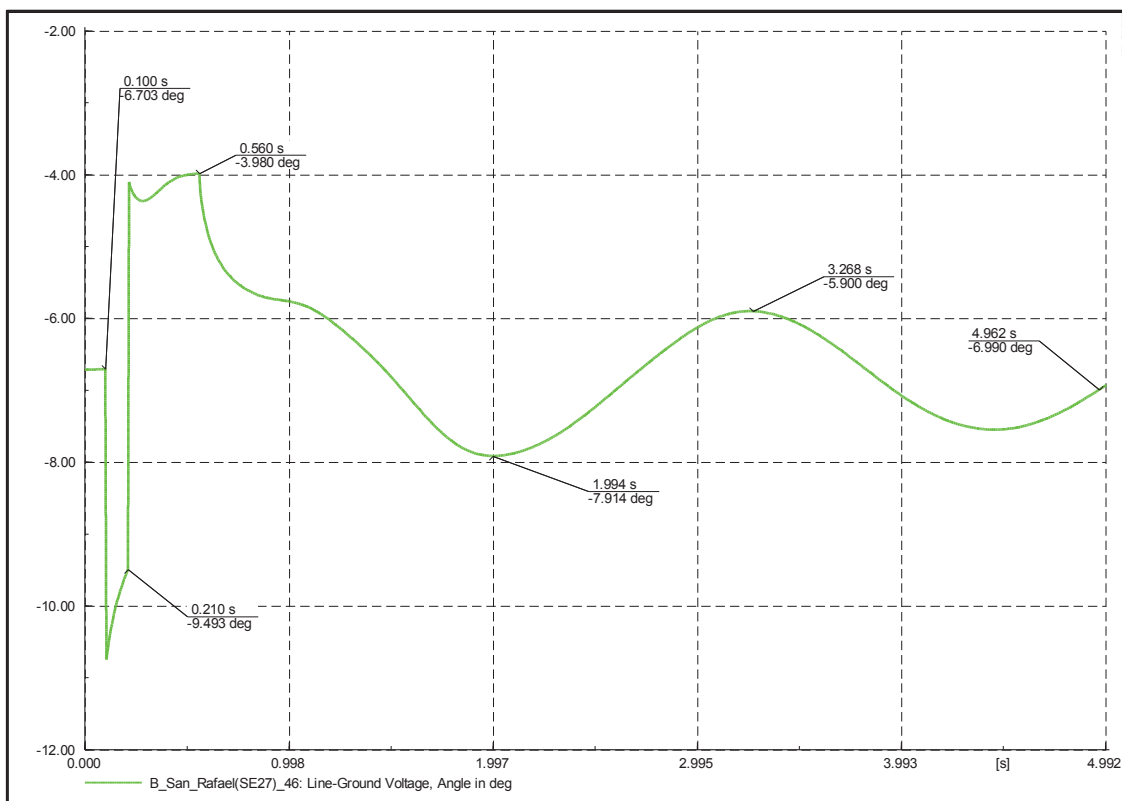
#### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

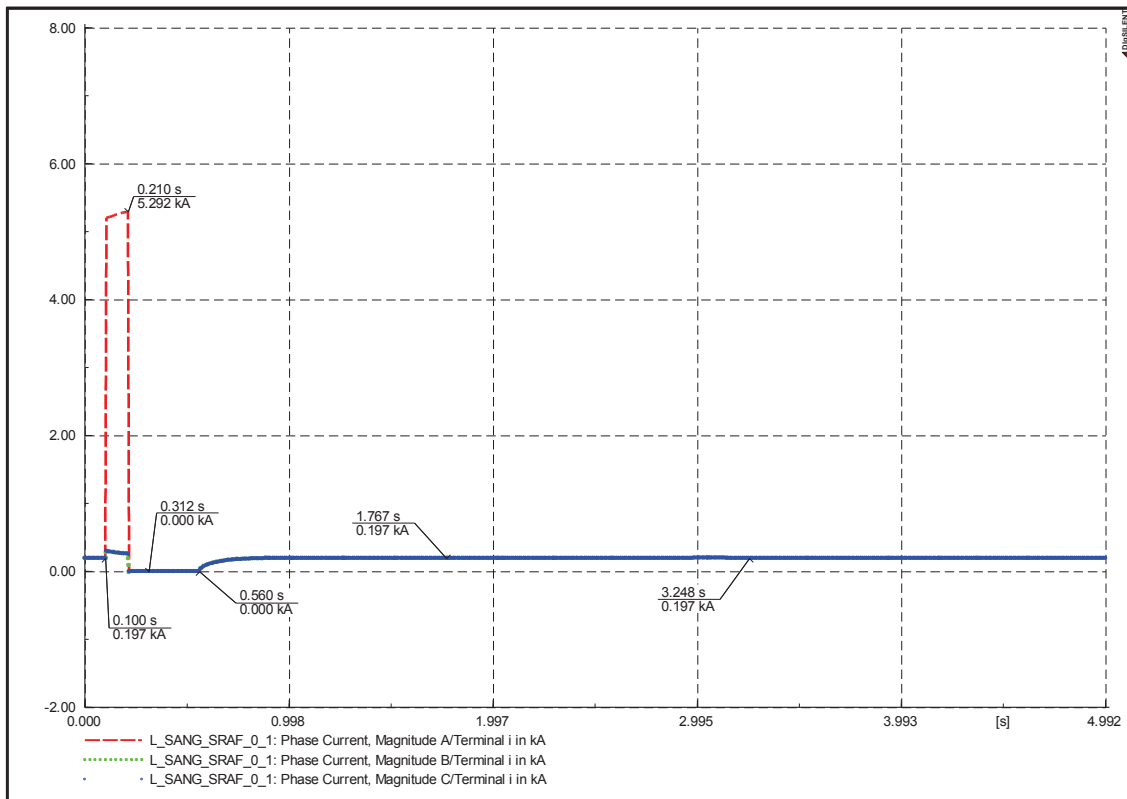
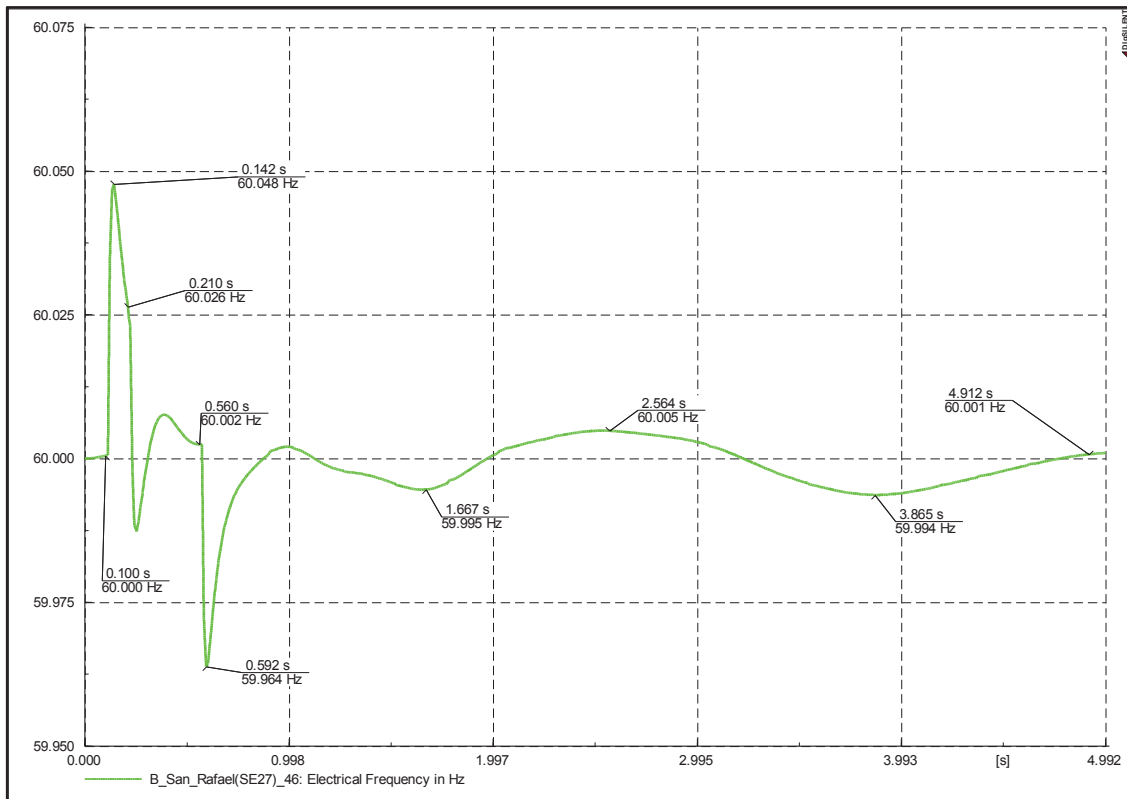


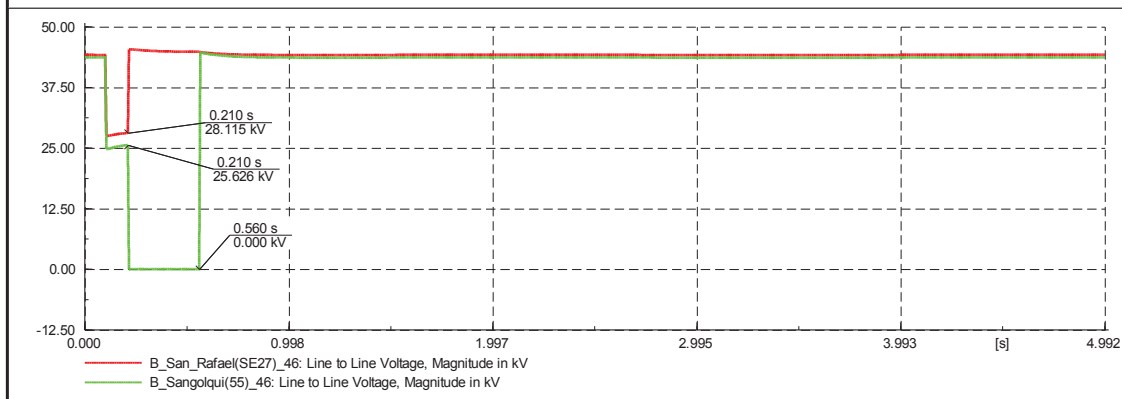
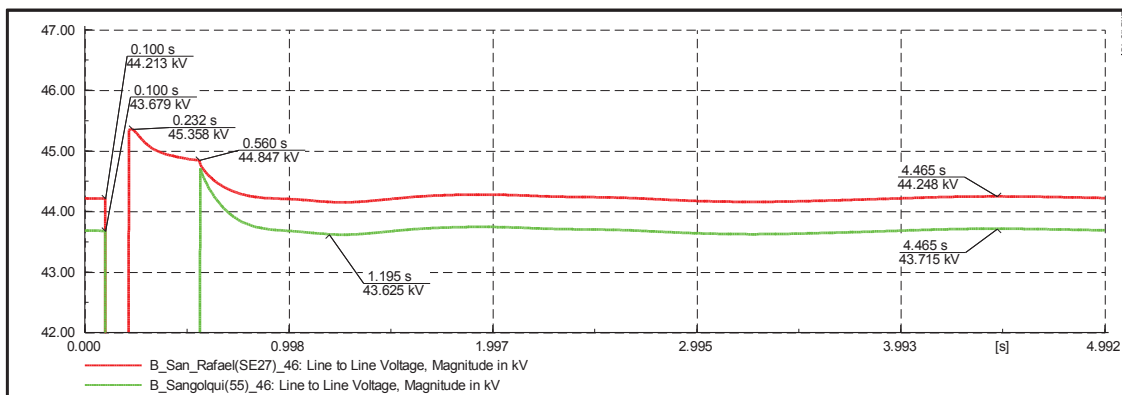
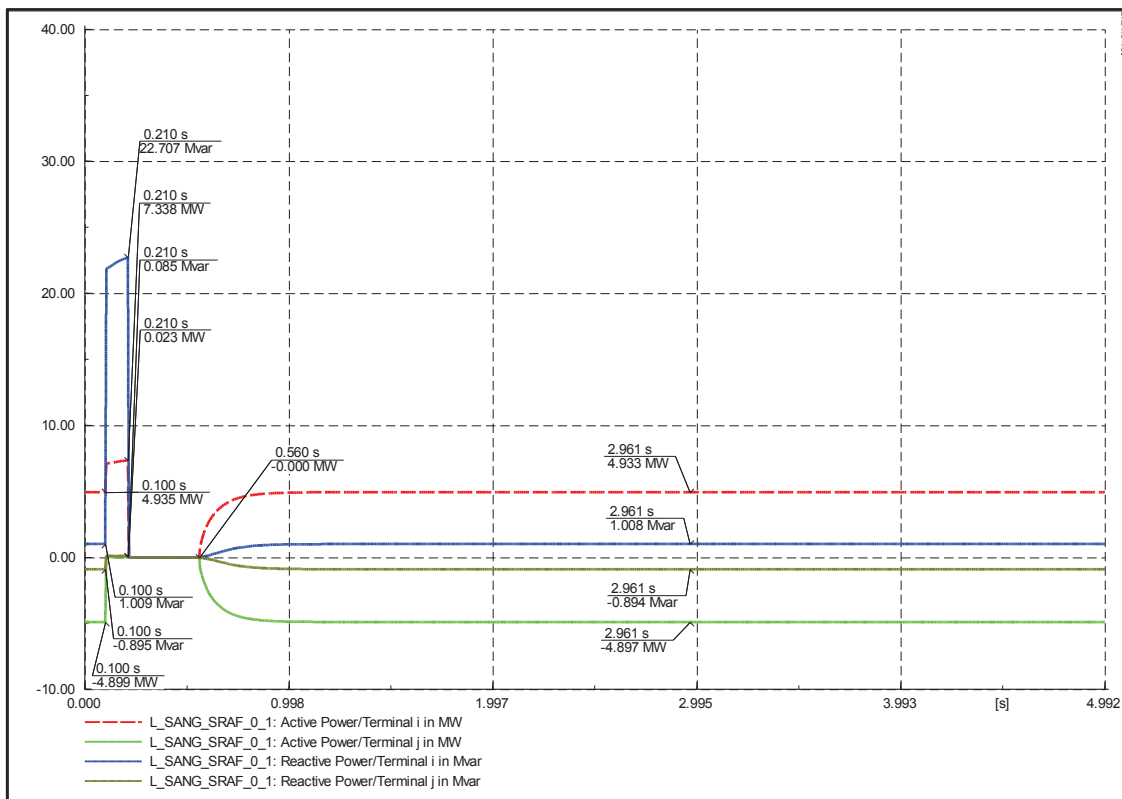




**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

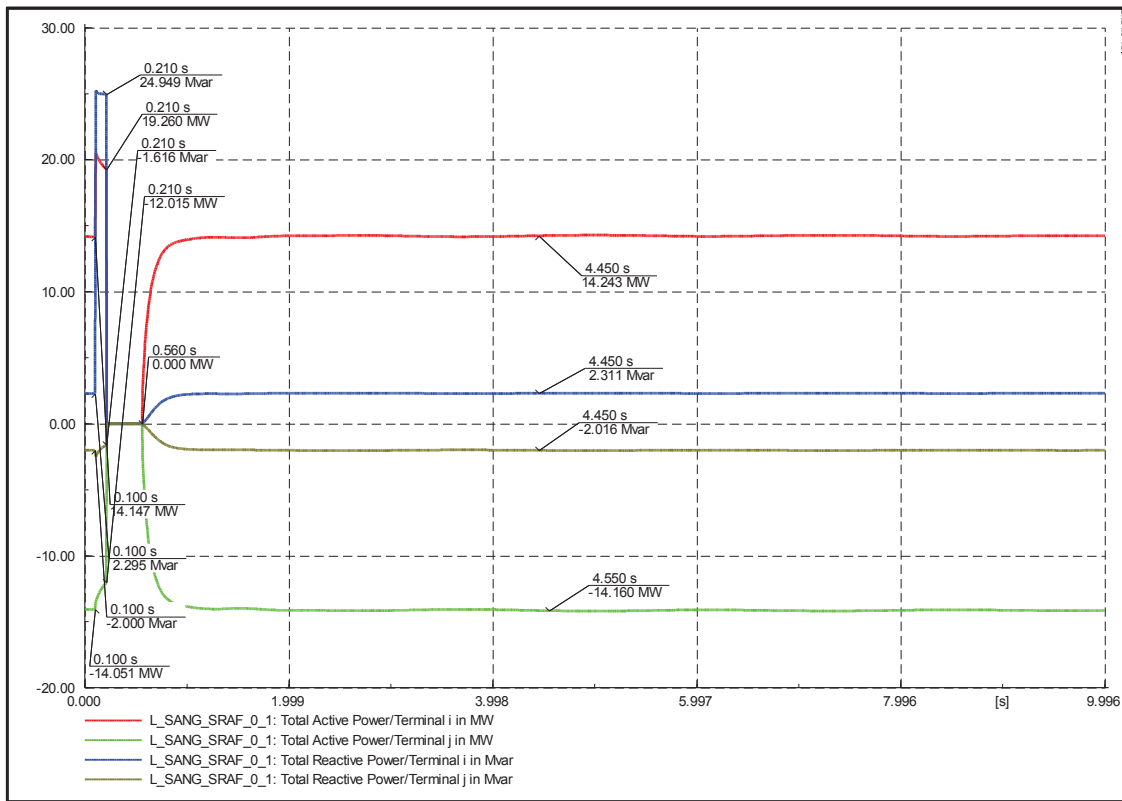
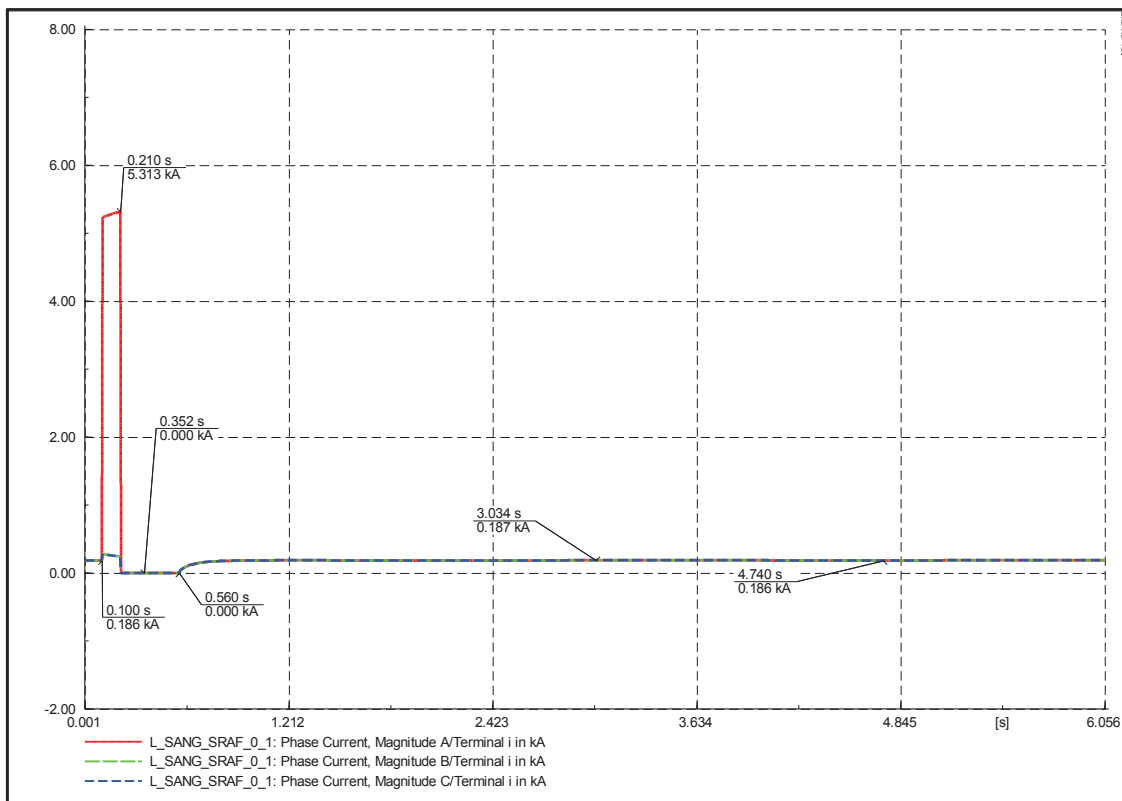


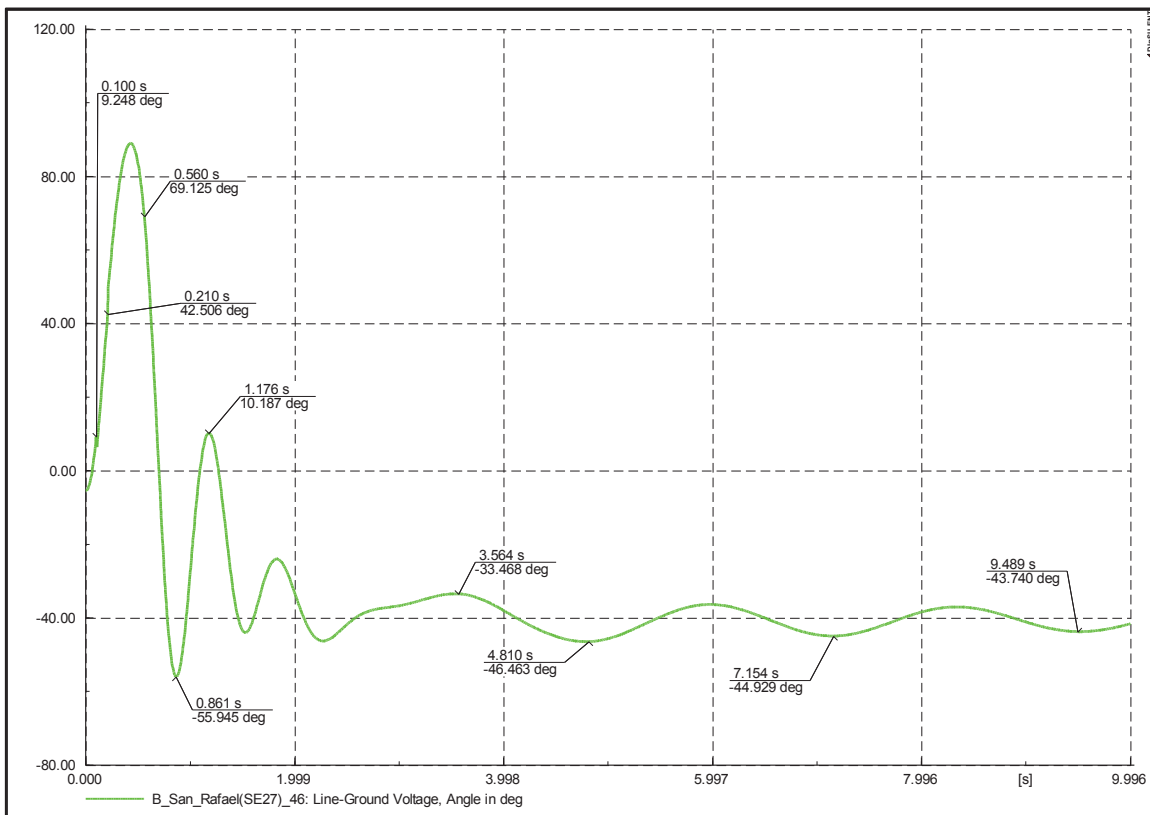
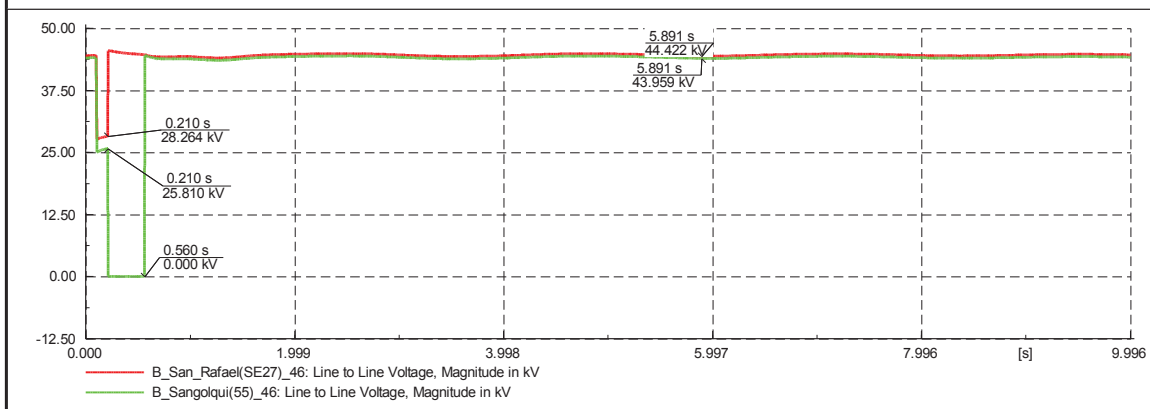
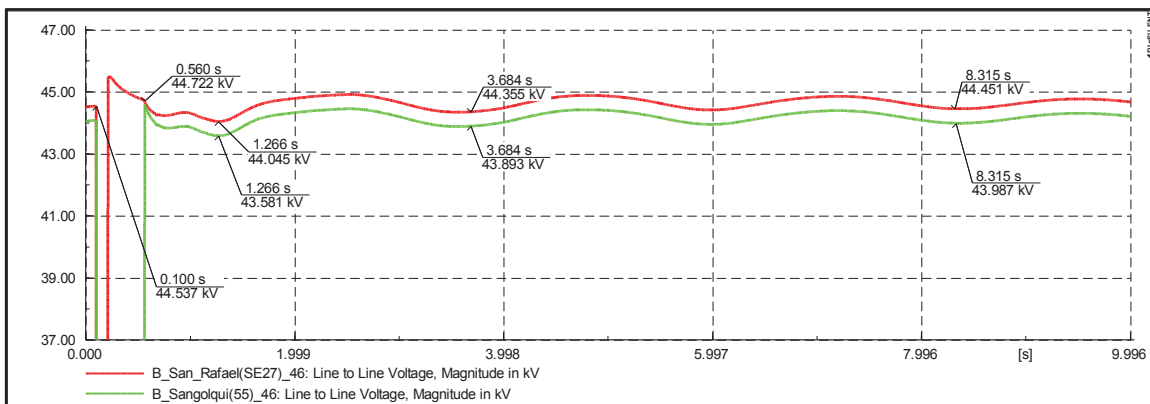


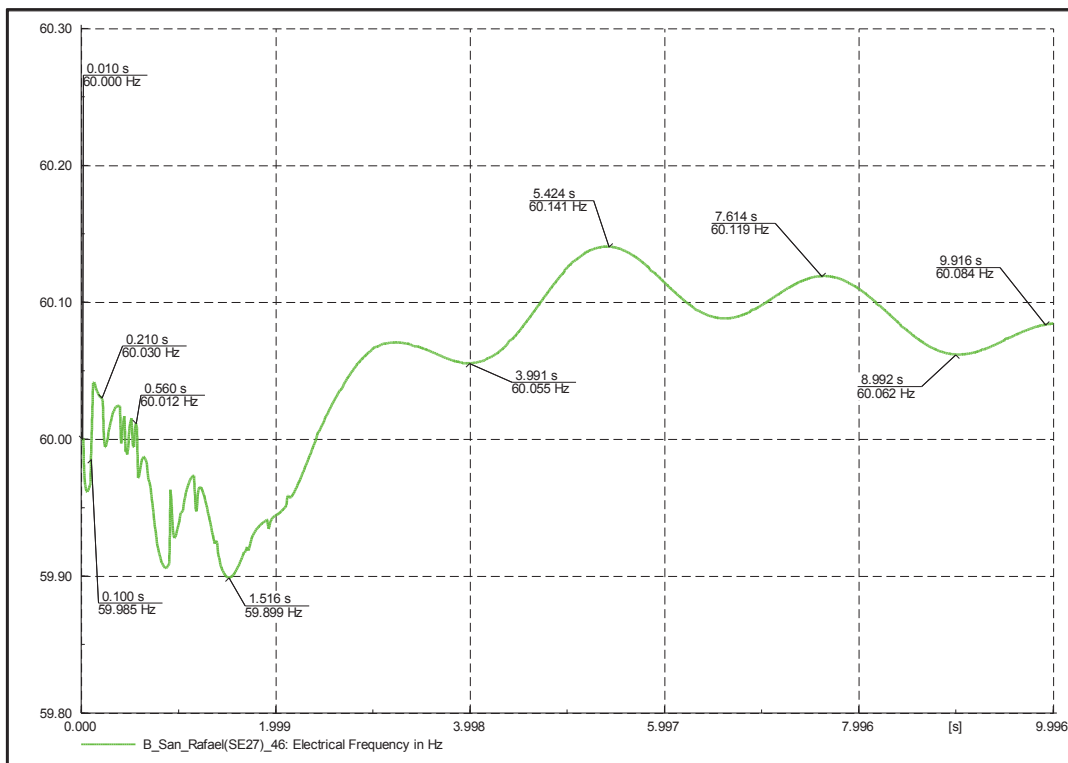


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

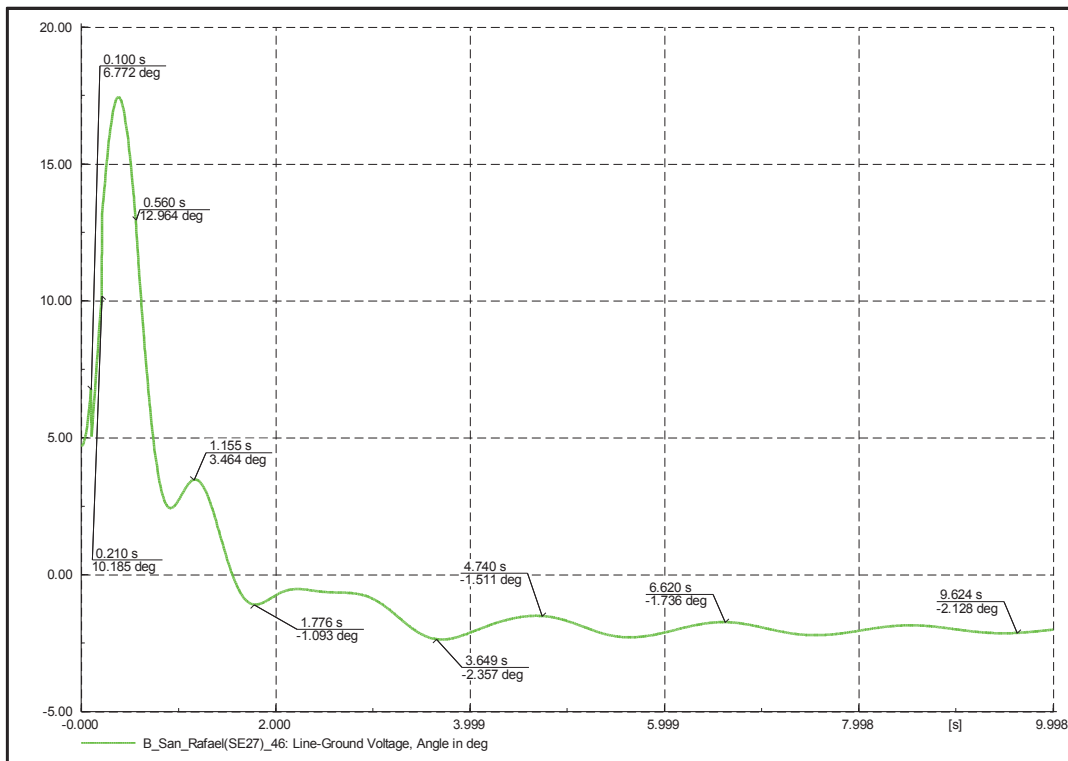


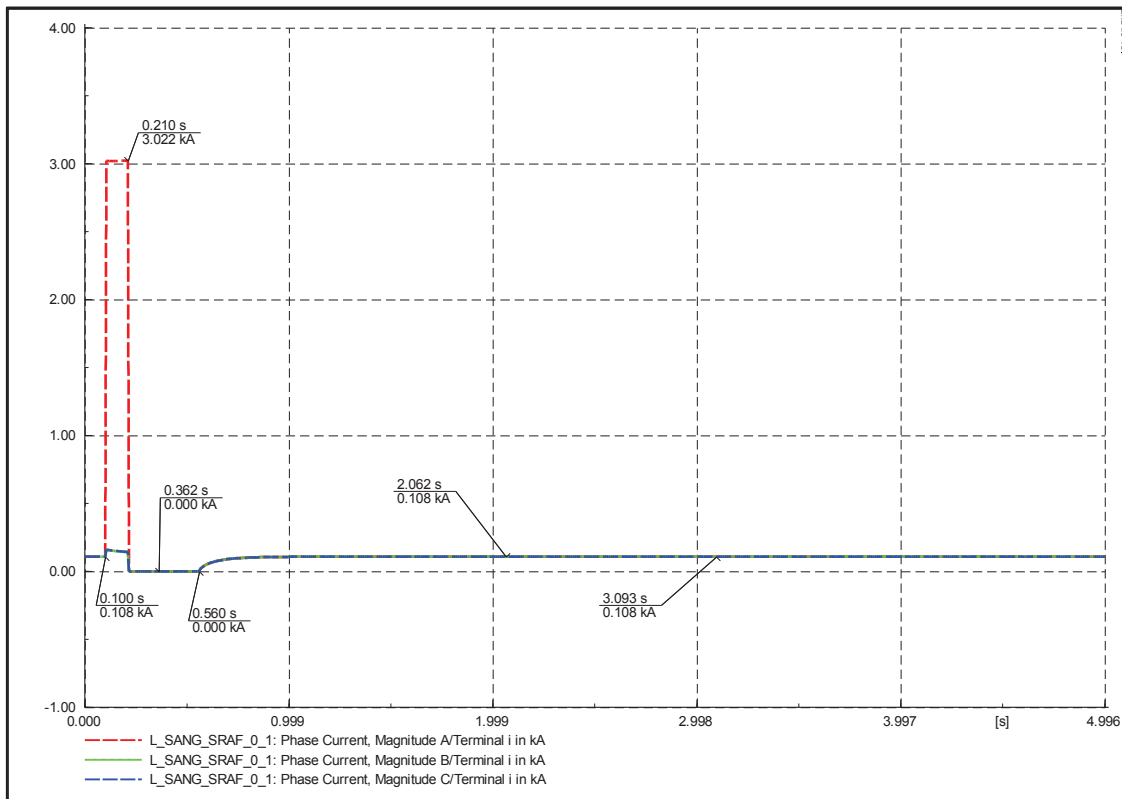
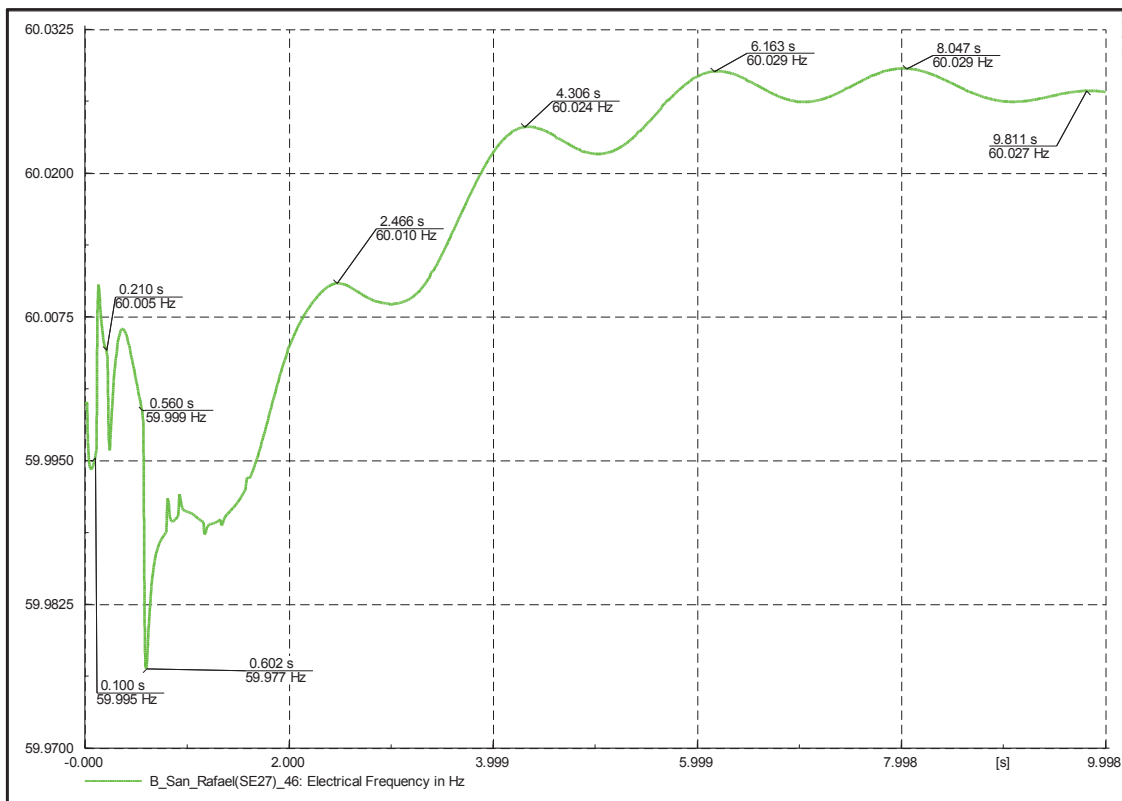


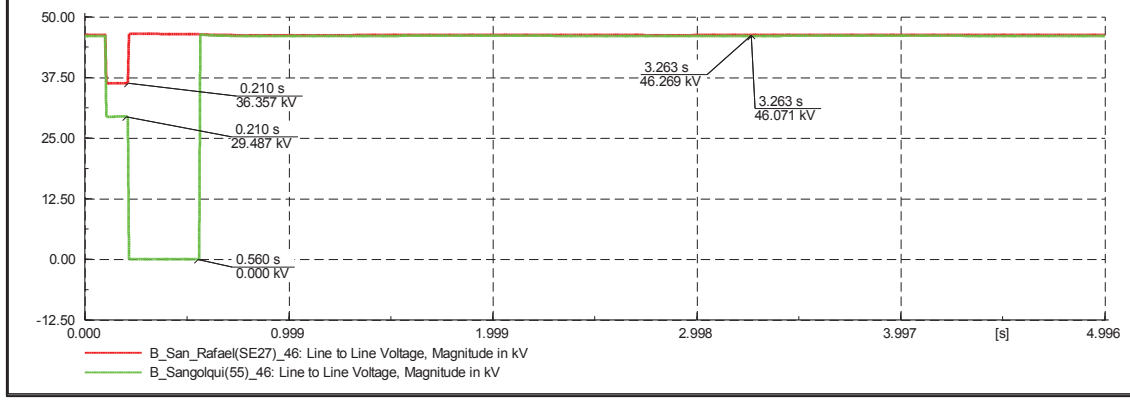
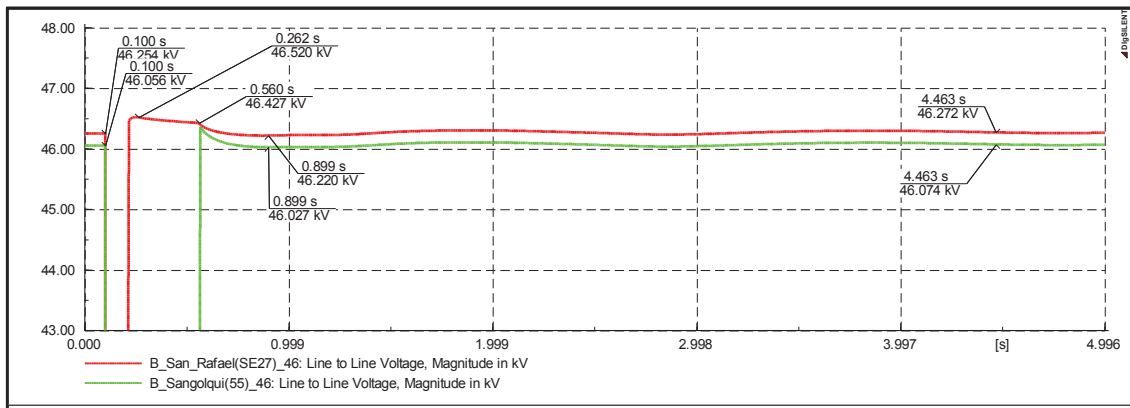
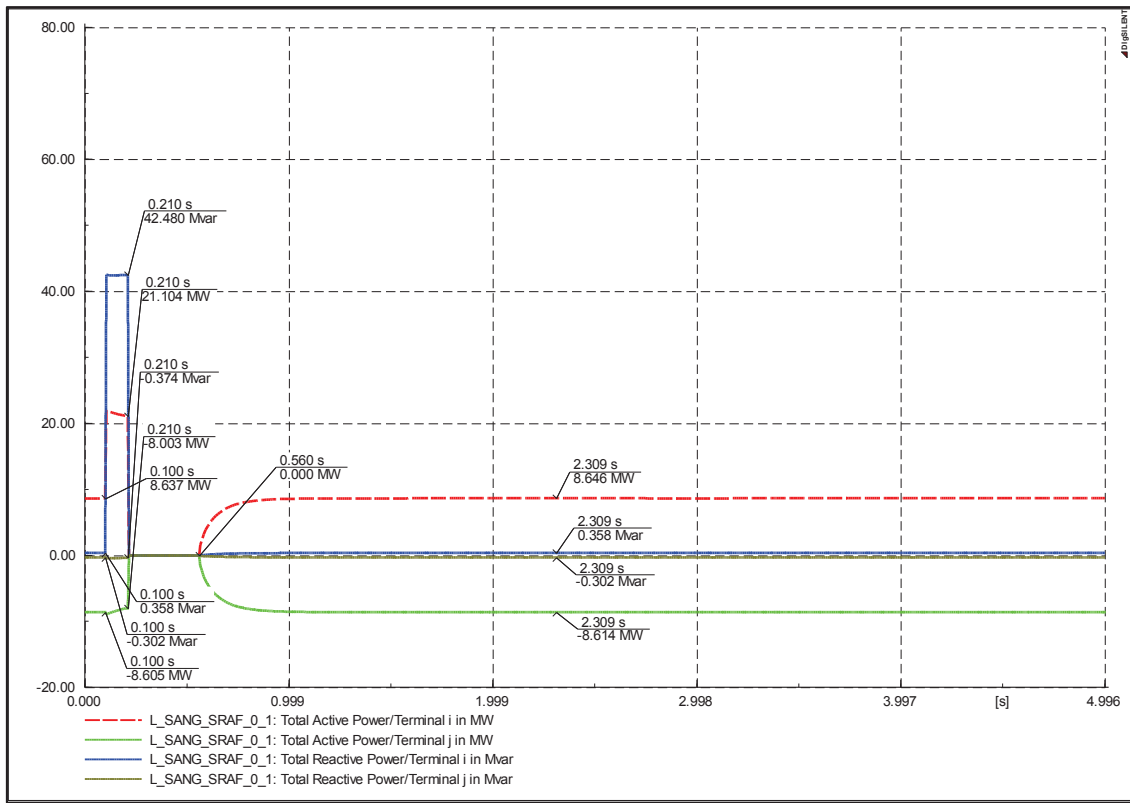




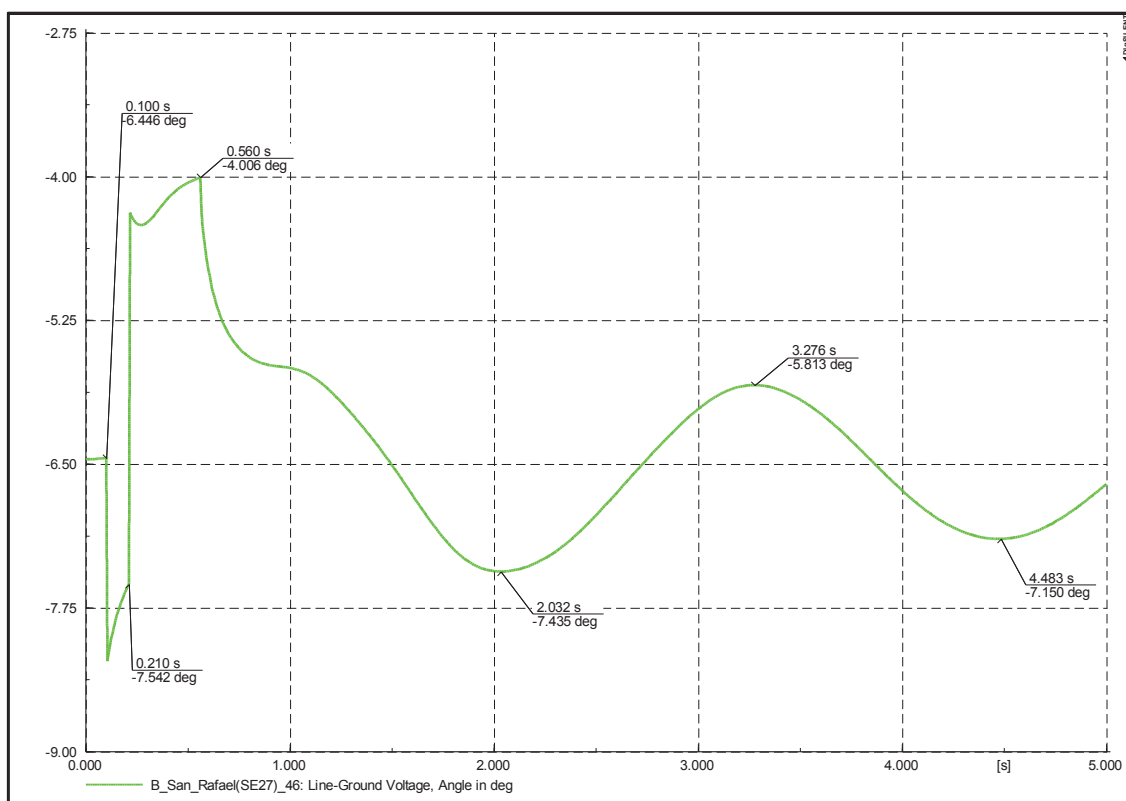
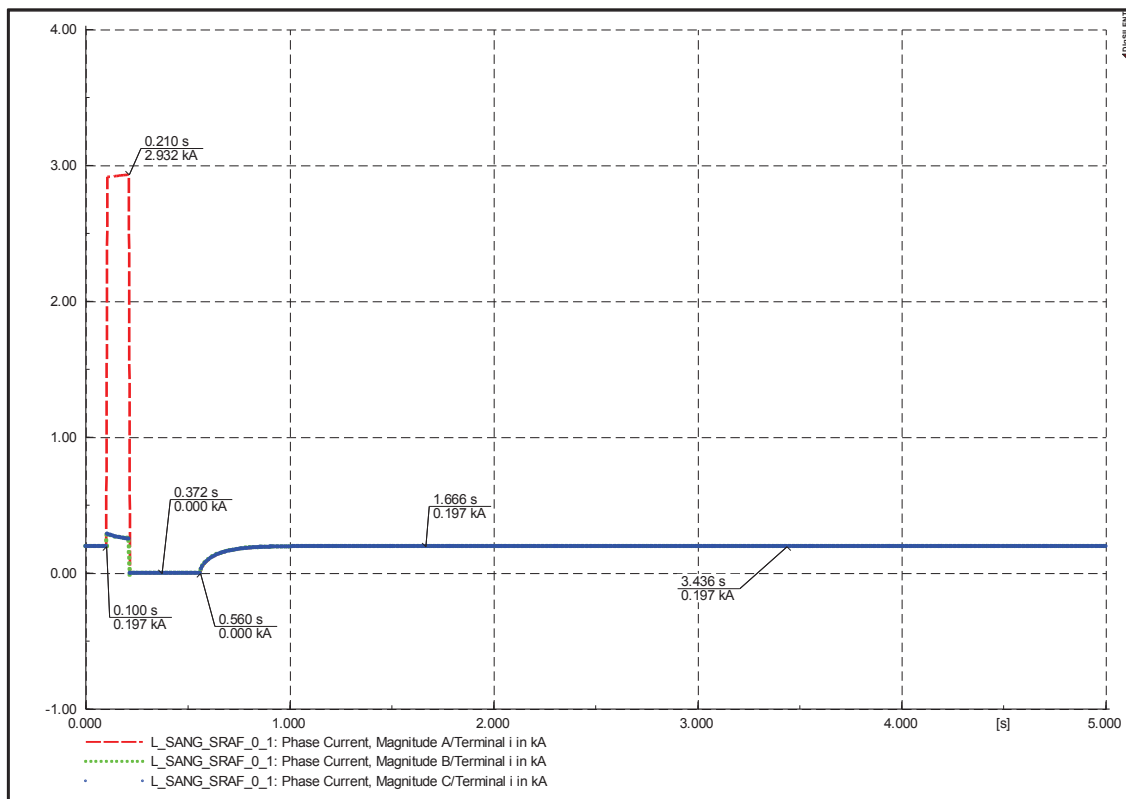
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

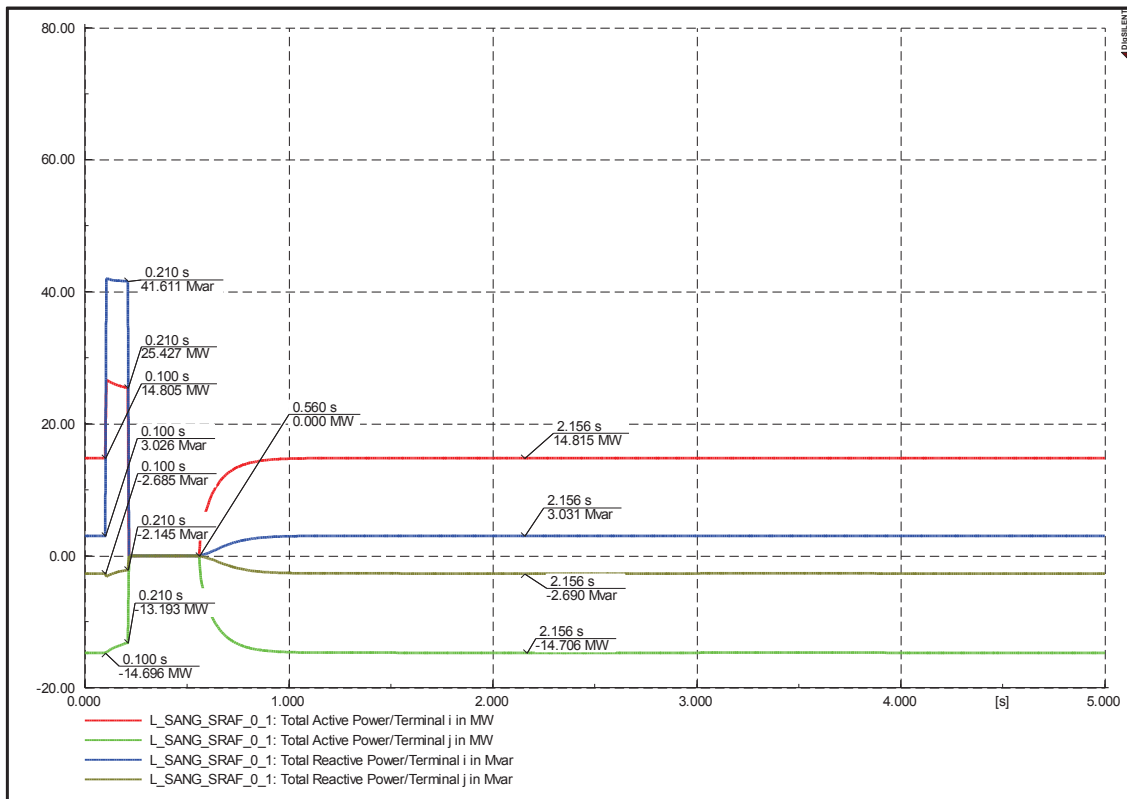
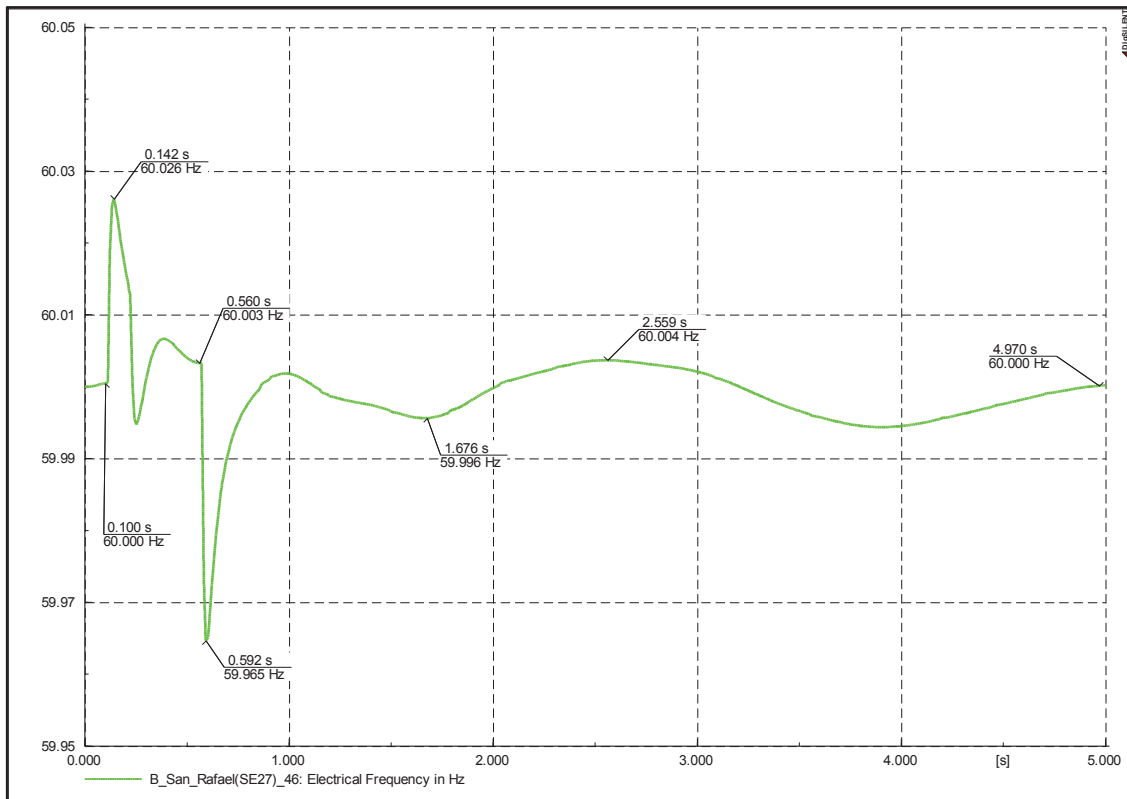


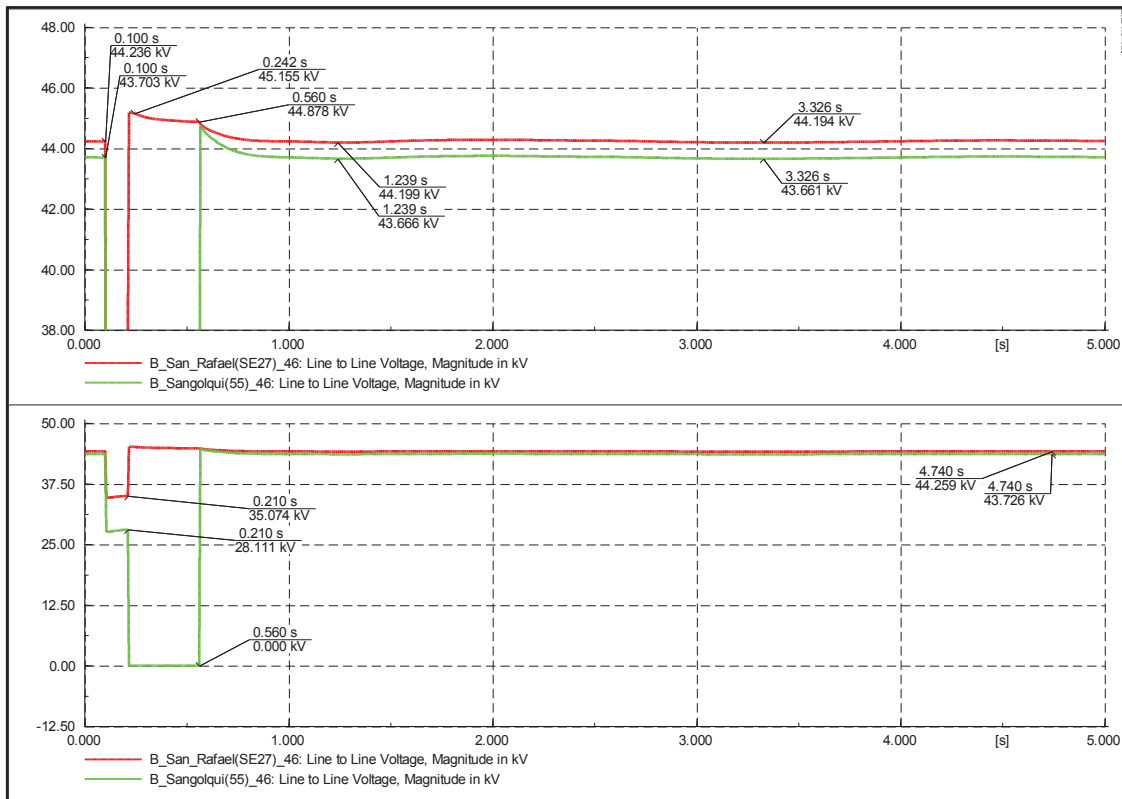




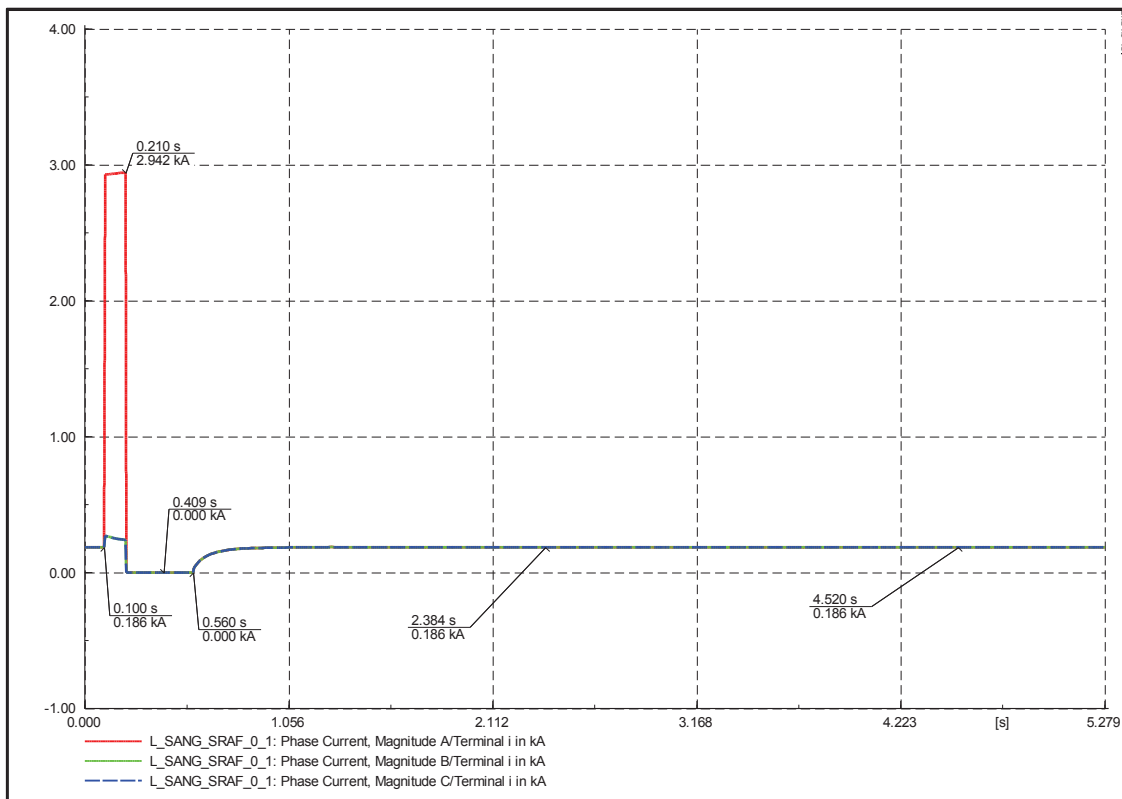
### Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea



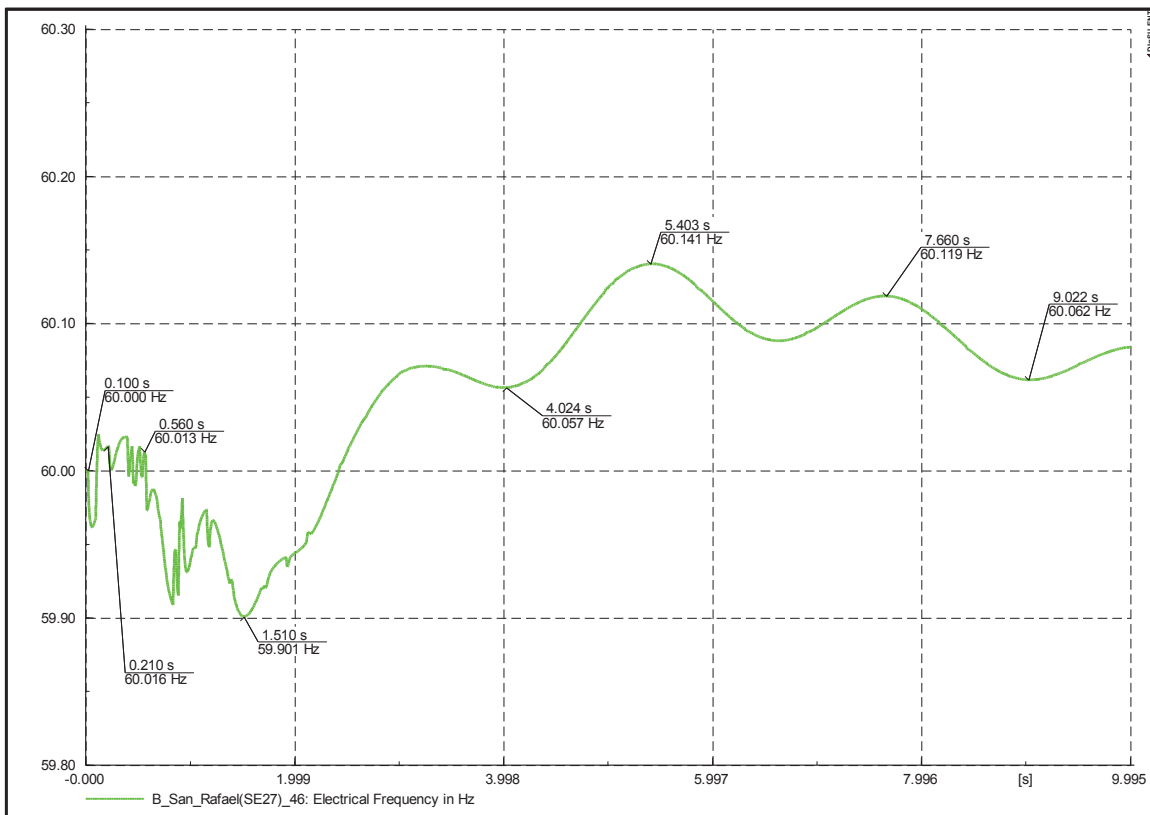
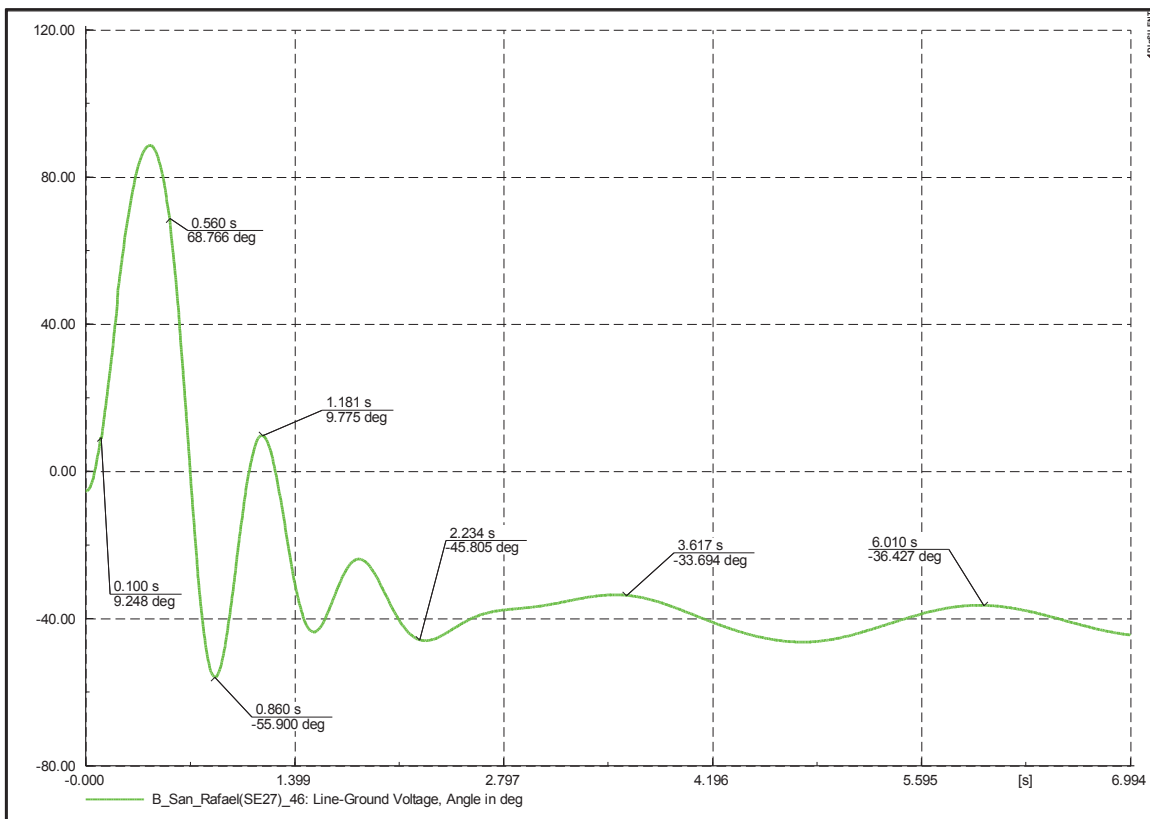


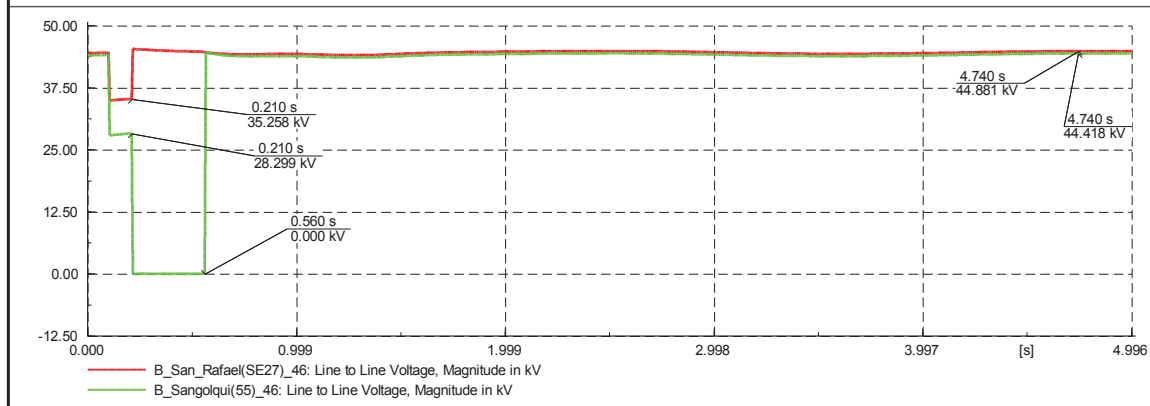
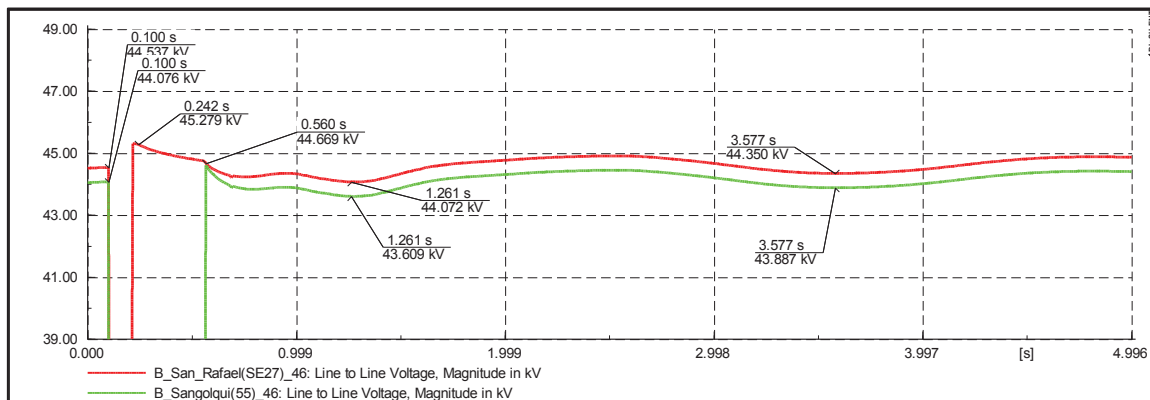
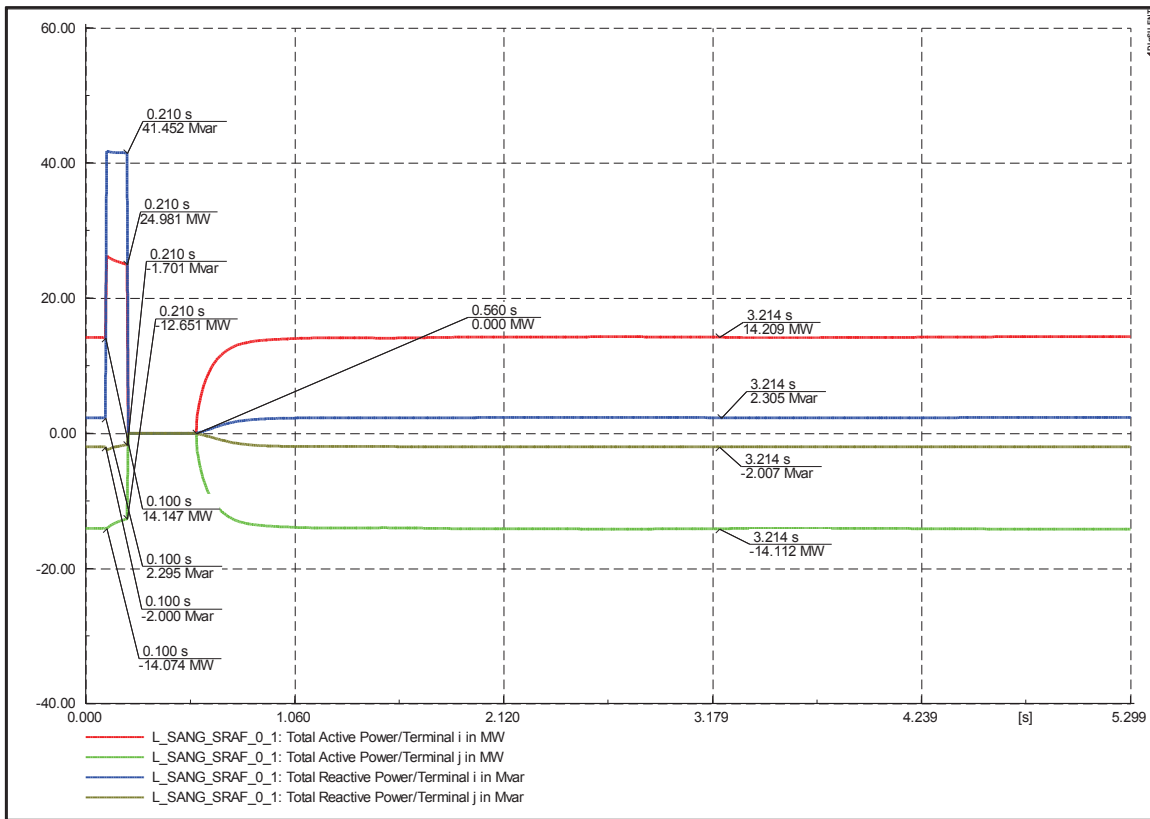


**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



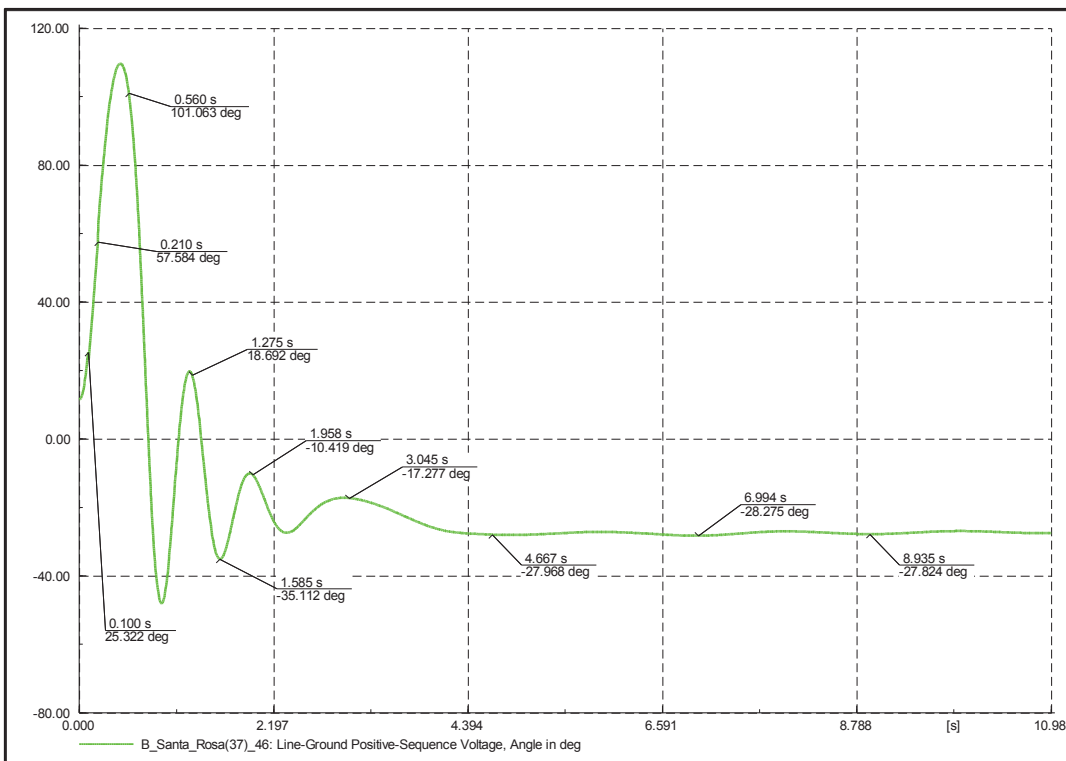
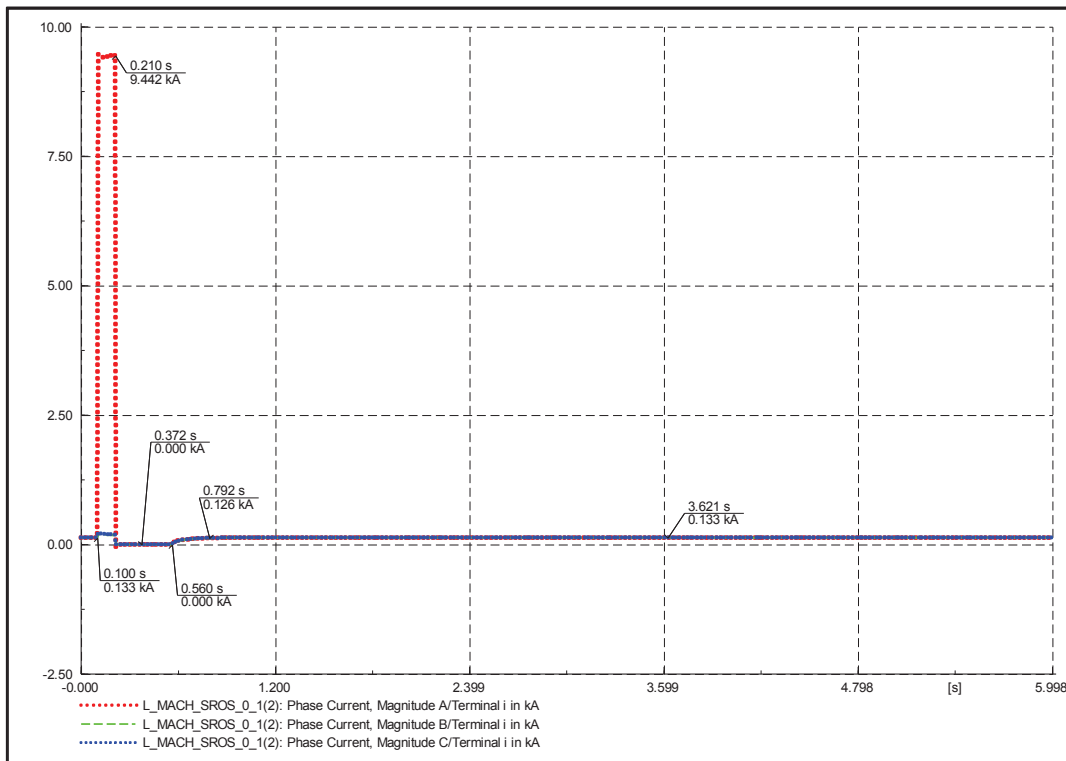


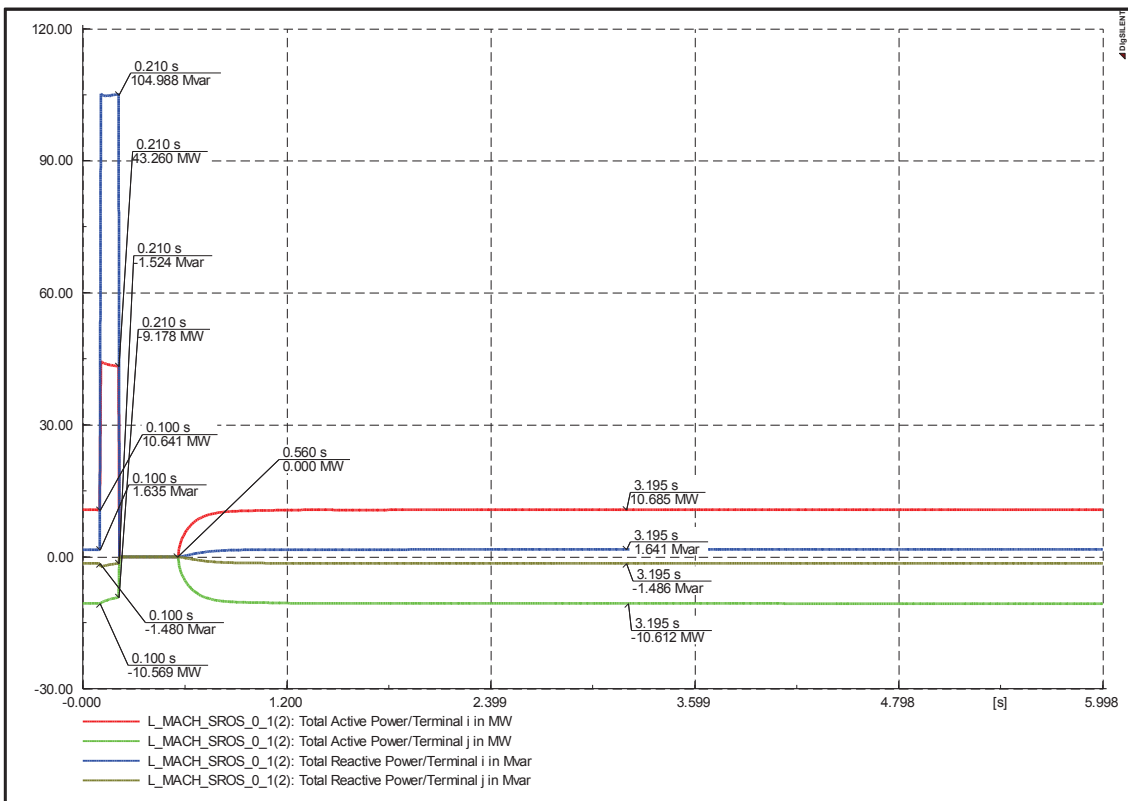
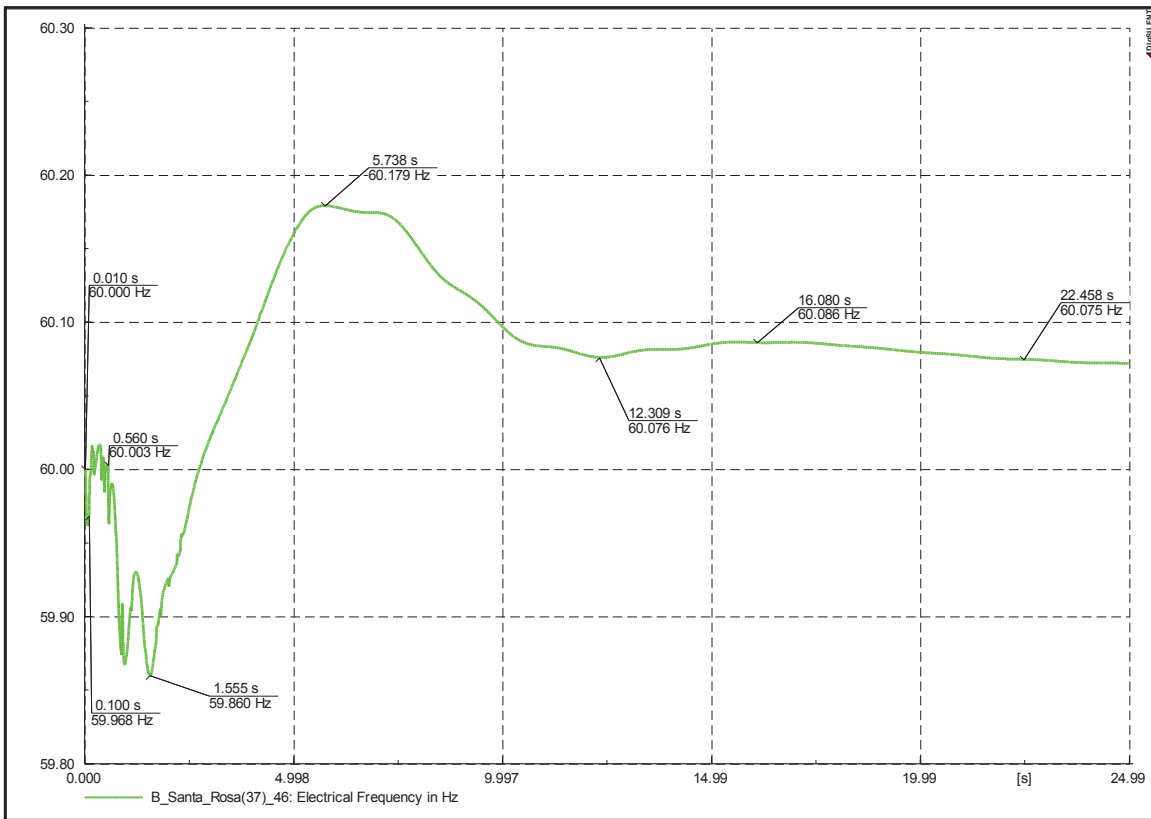


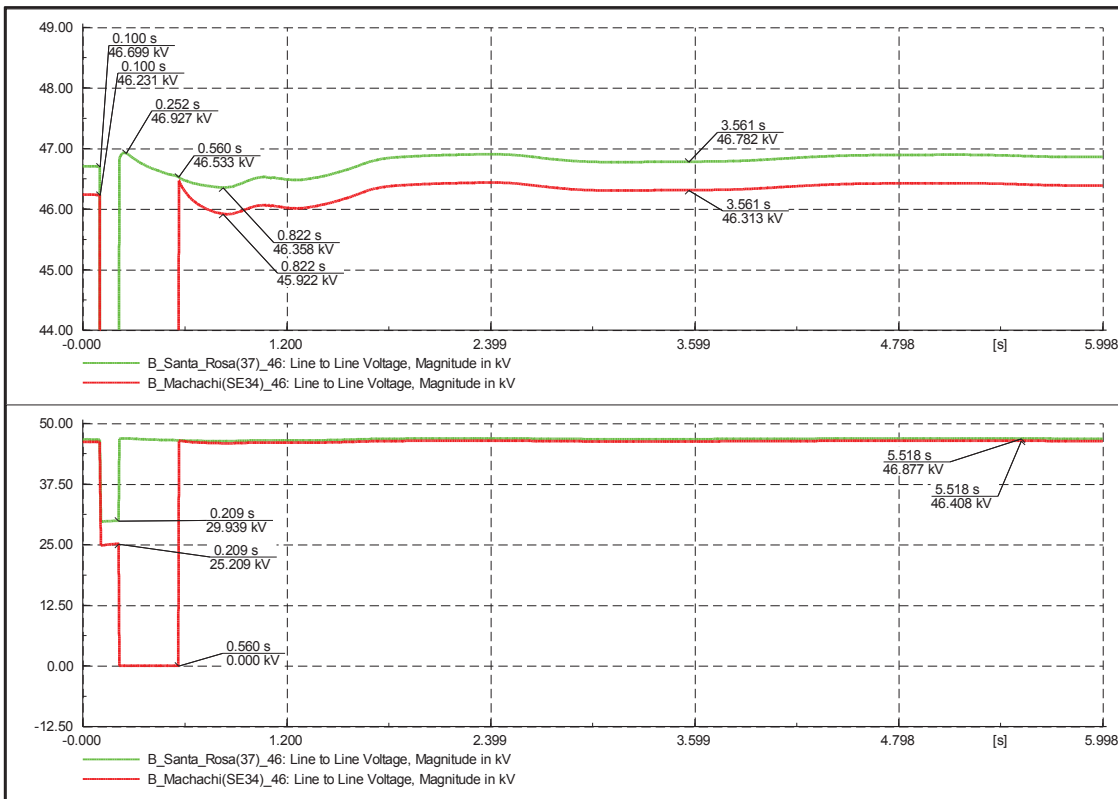


### Línea Santa Rosa – Machachi

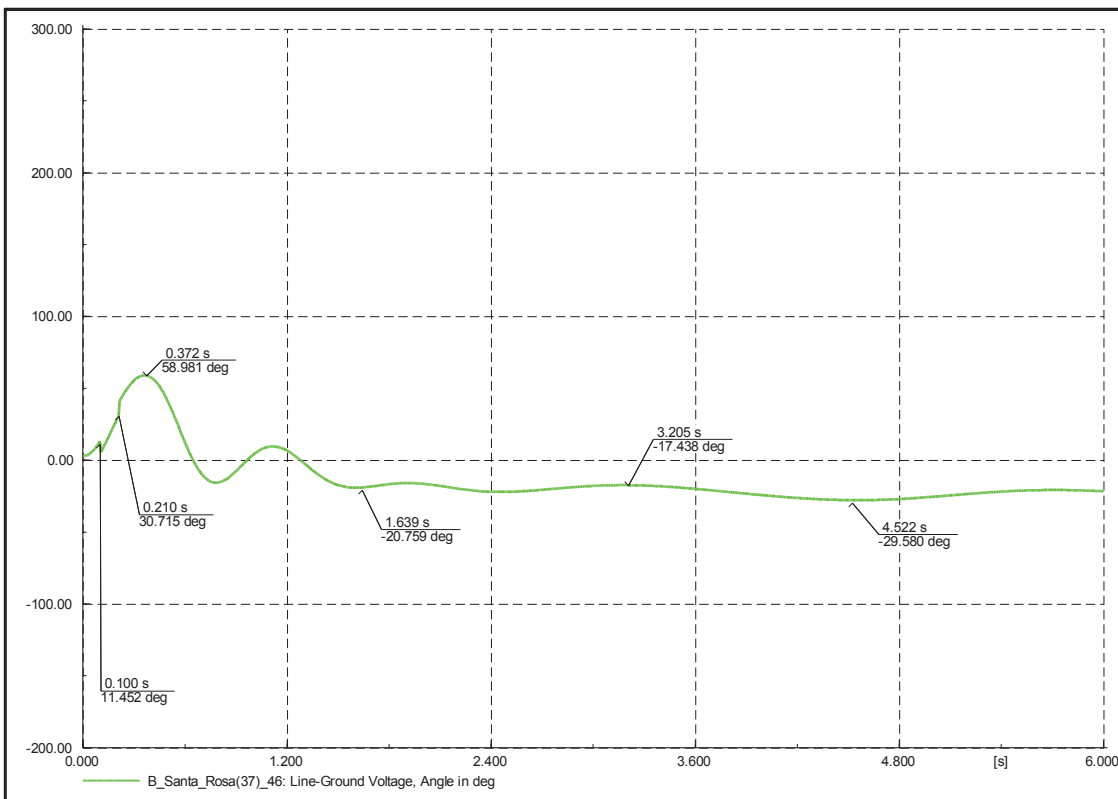
### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

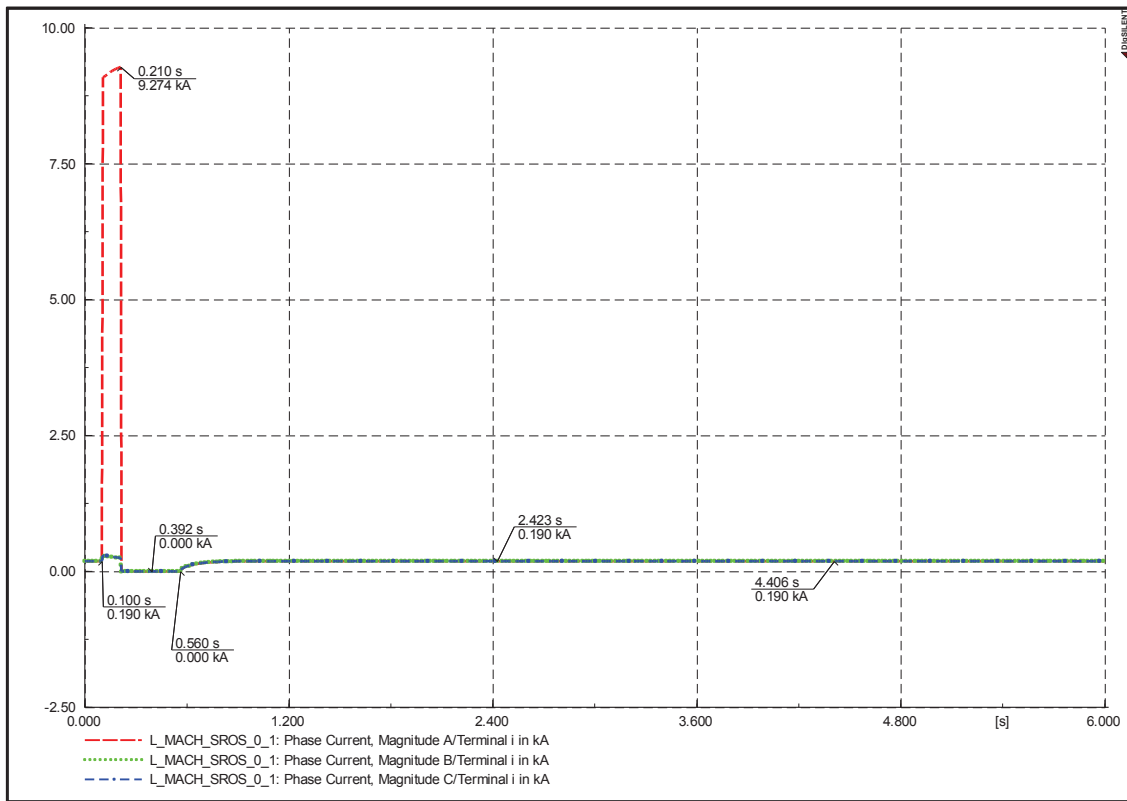
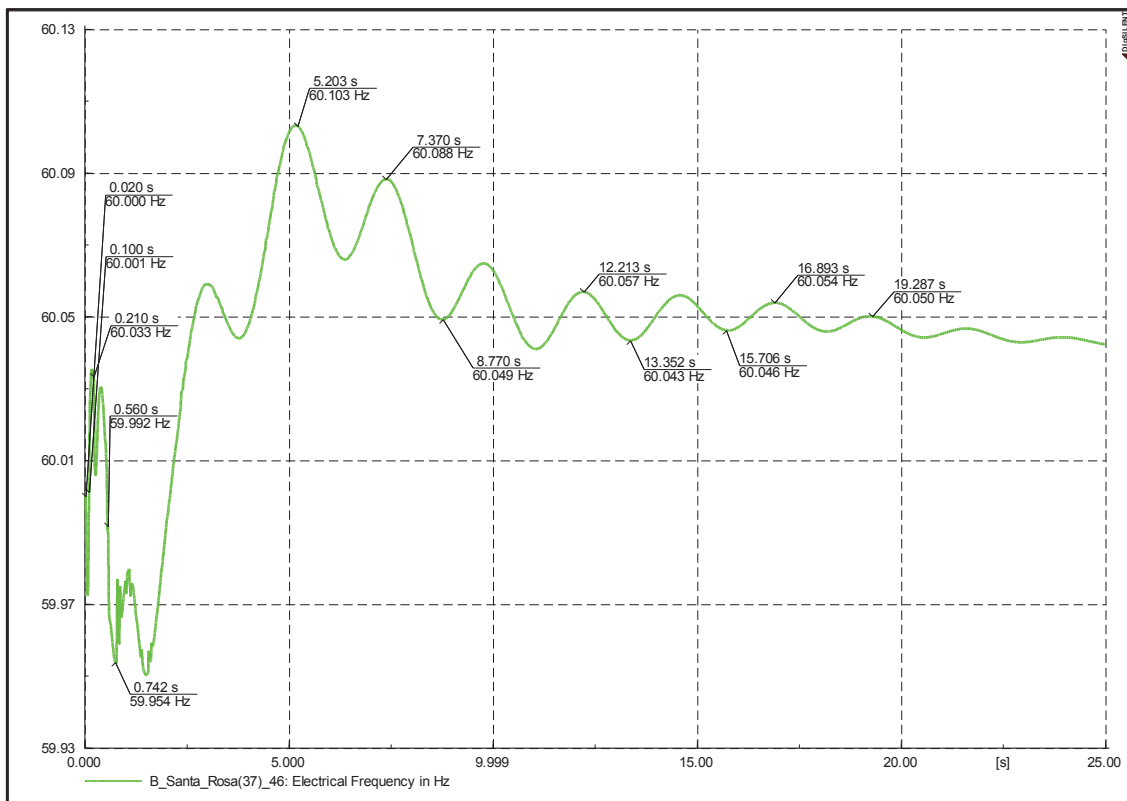


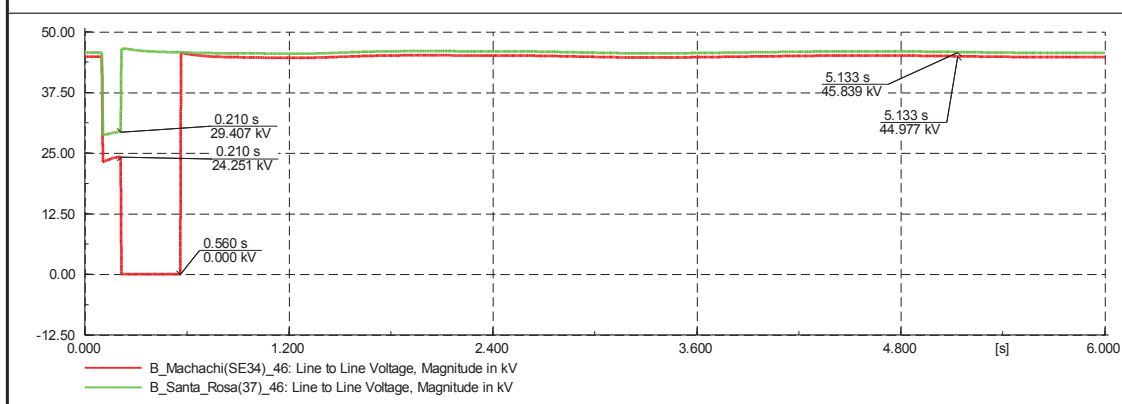
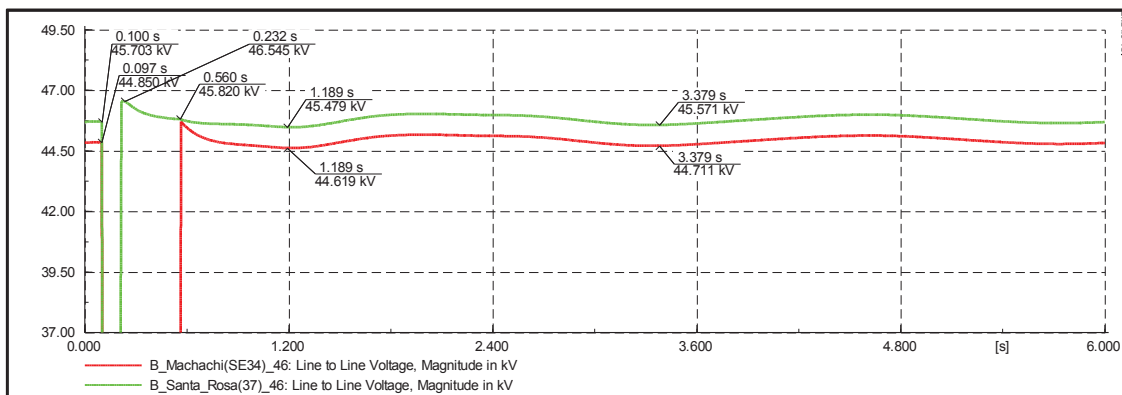
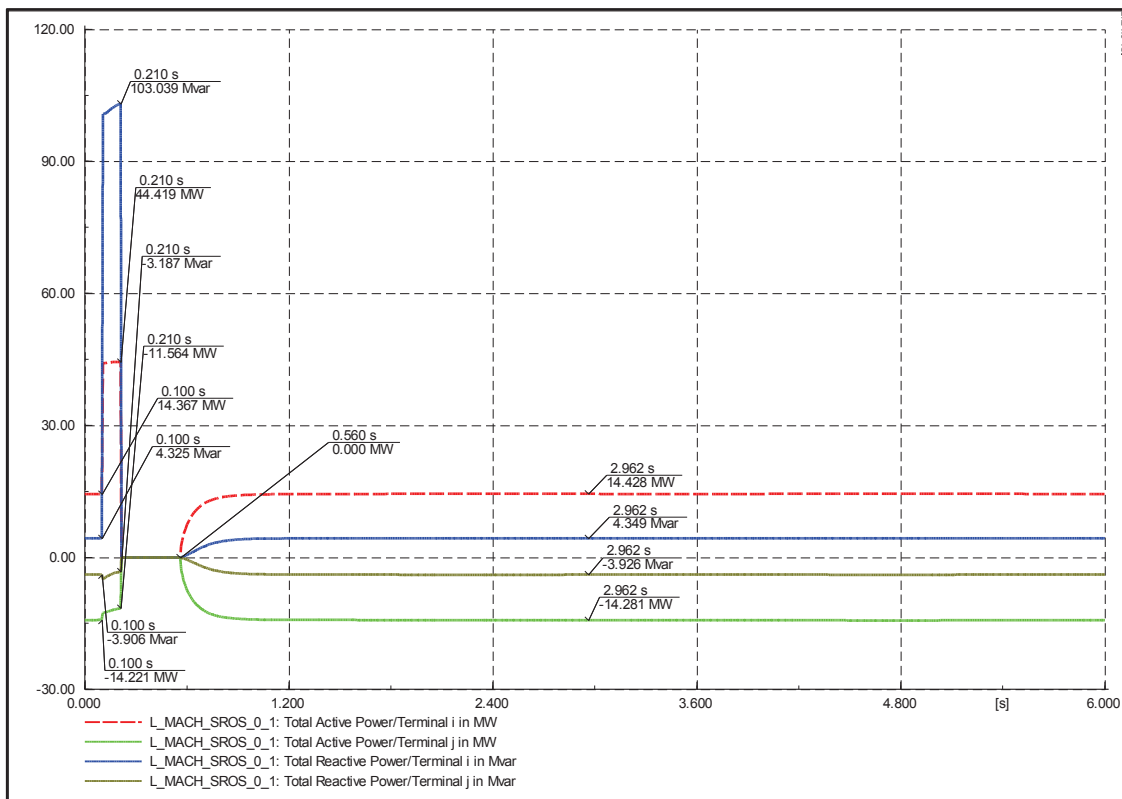




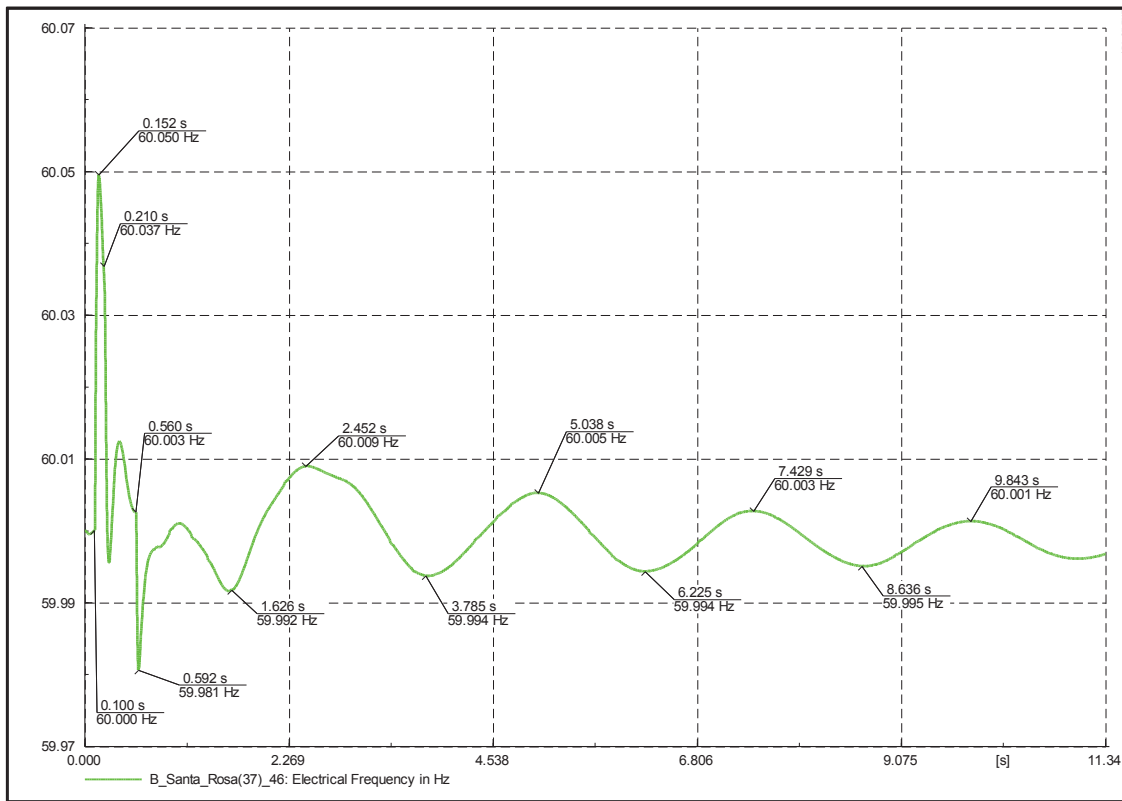
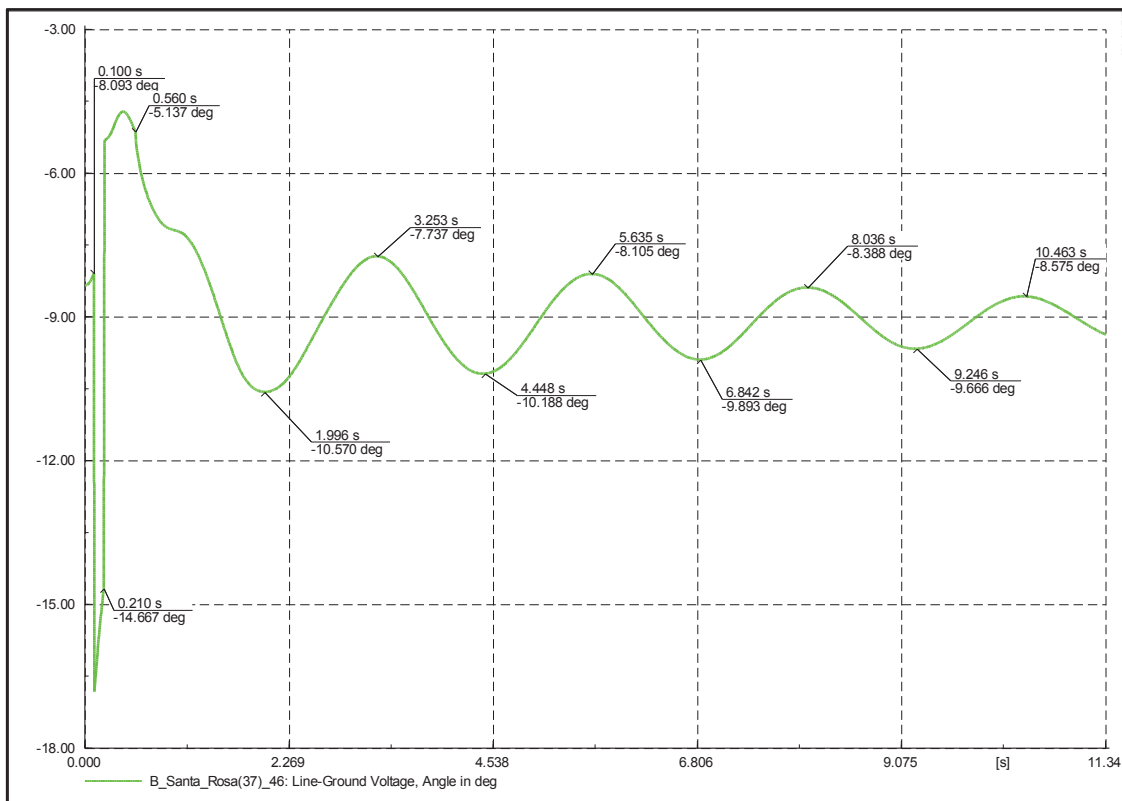
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**



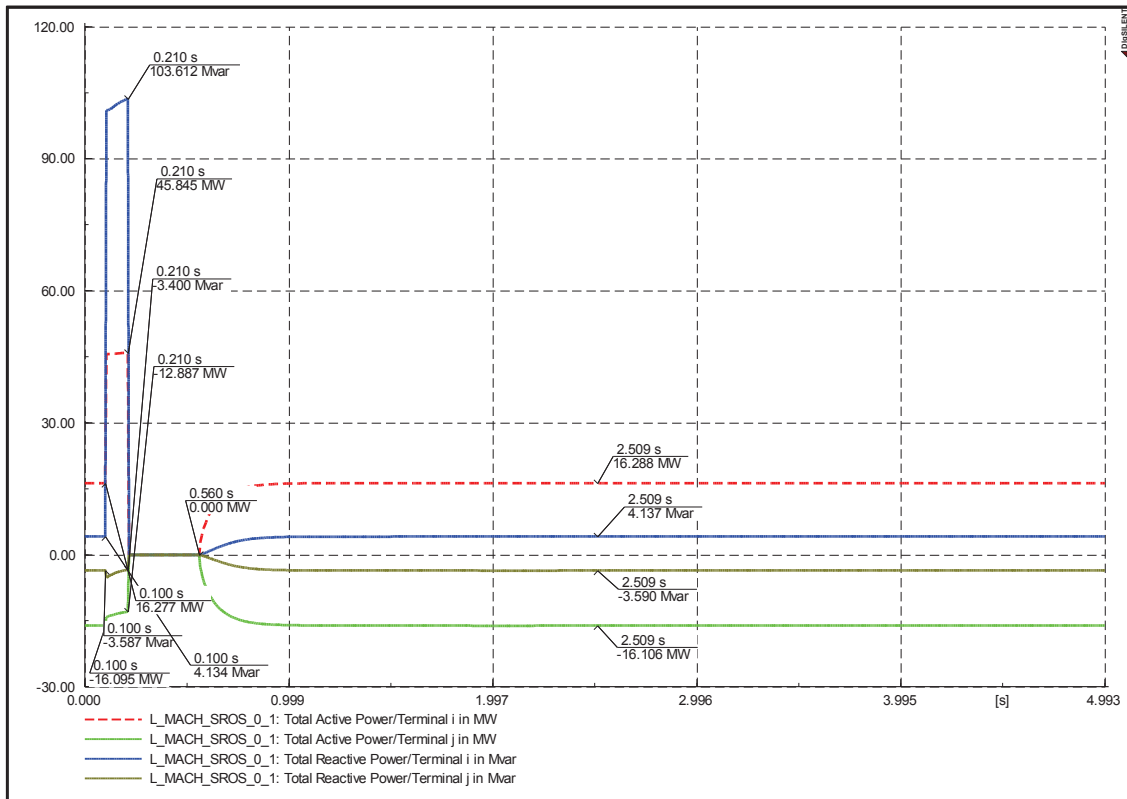
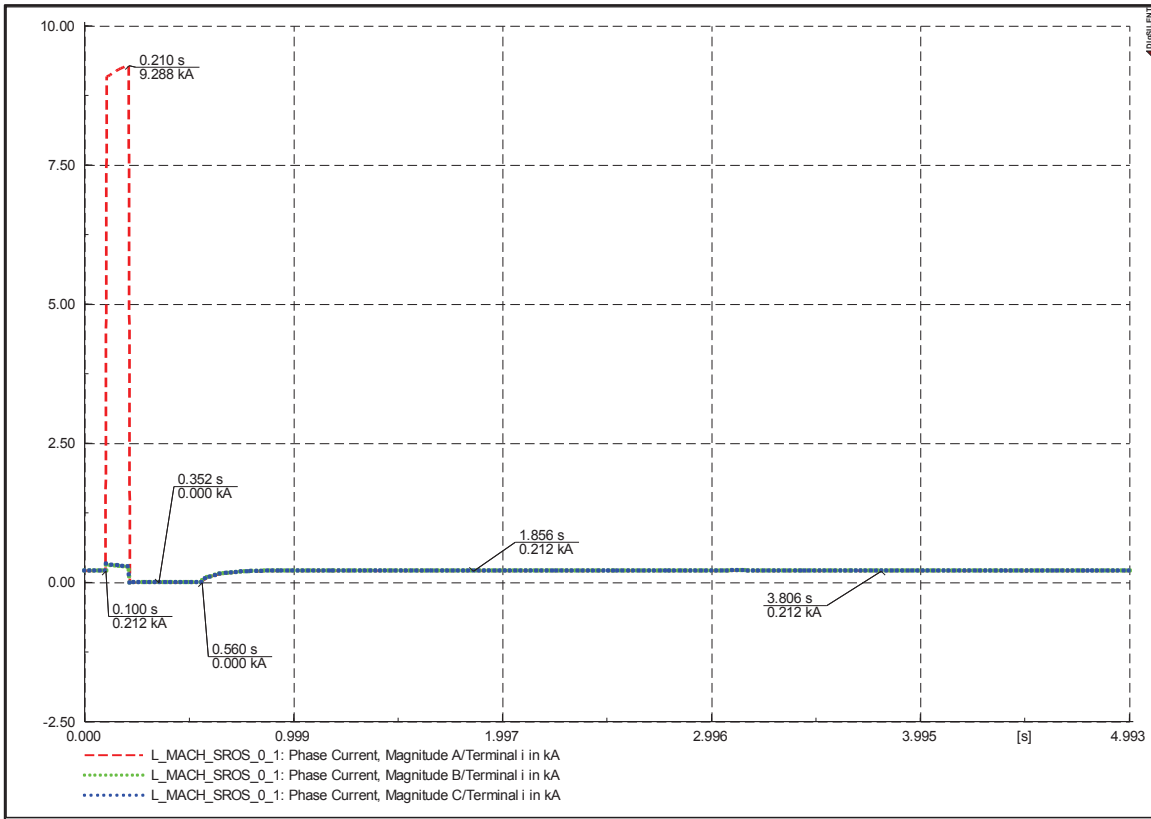


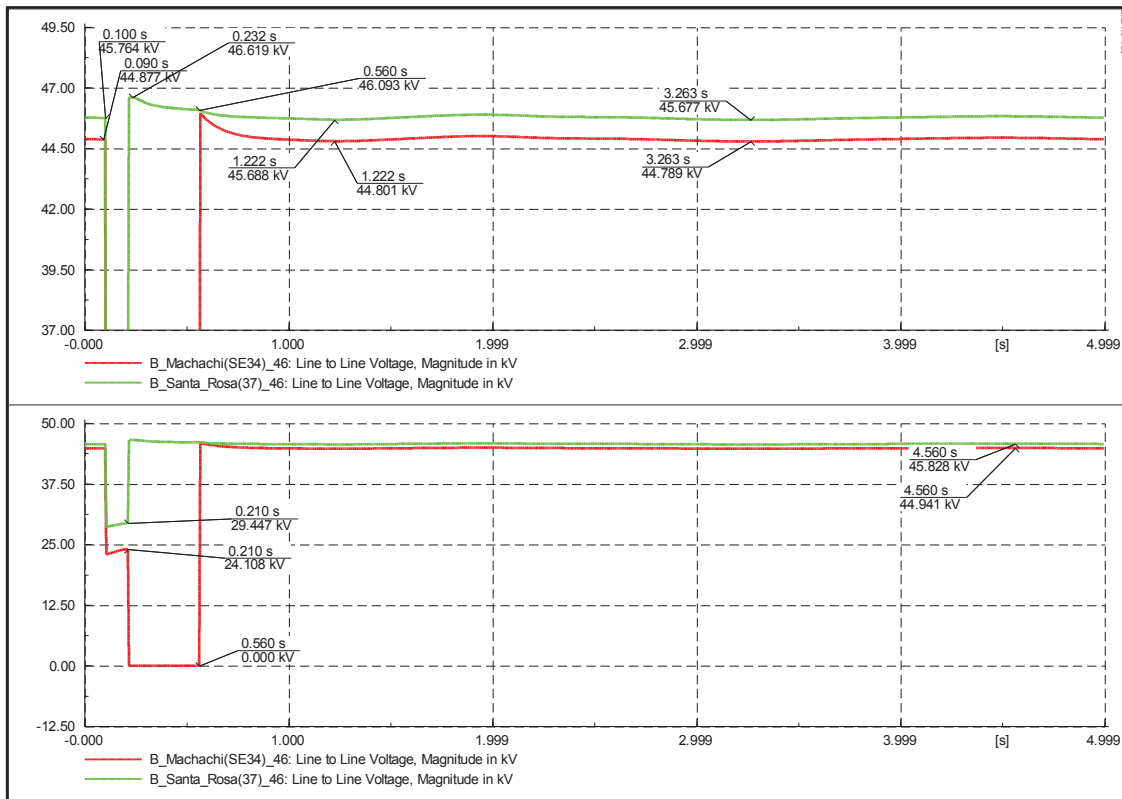


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

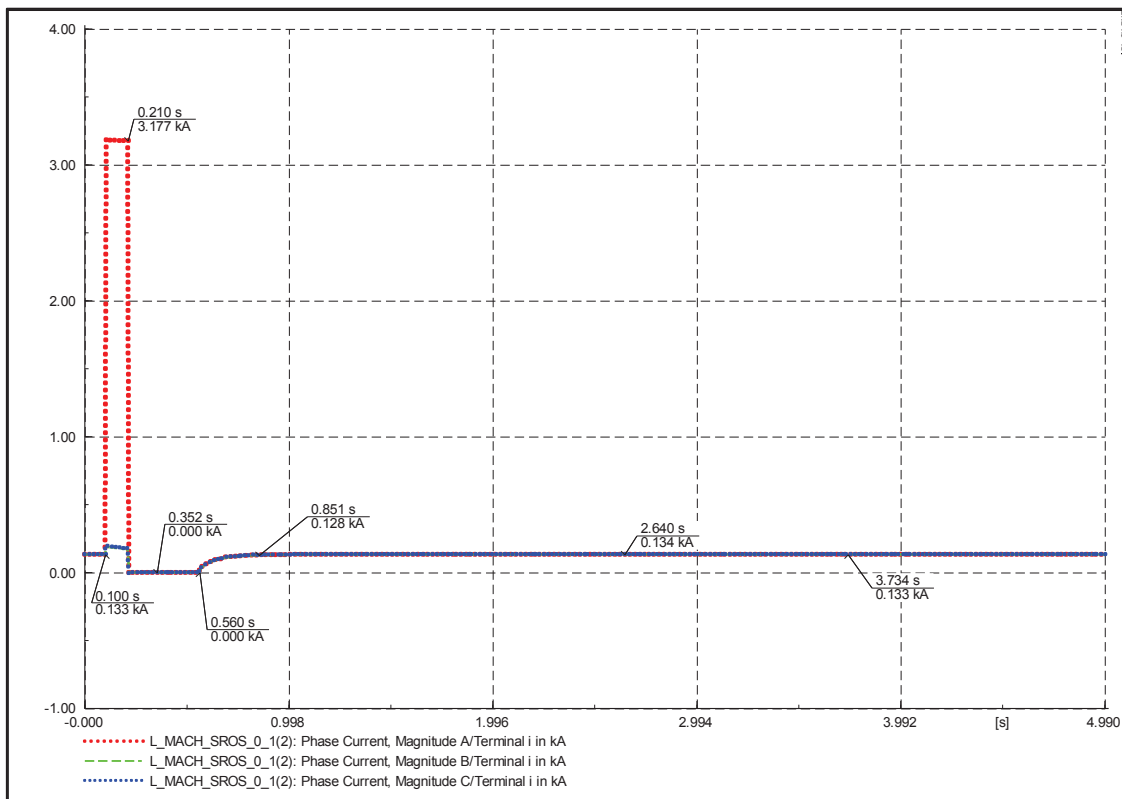


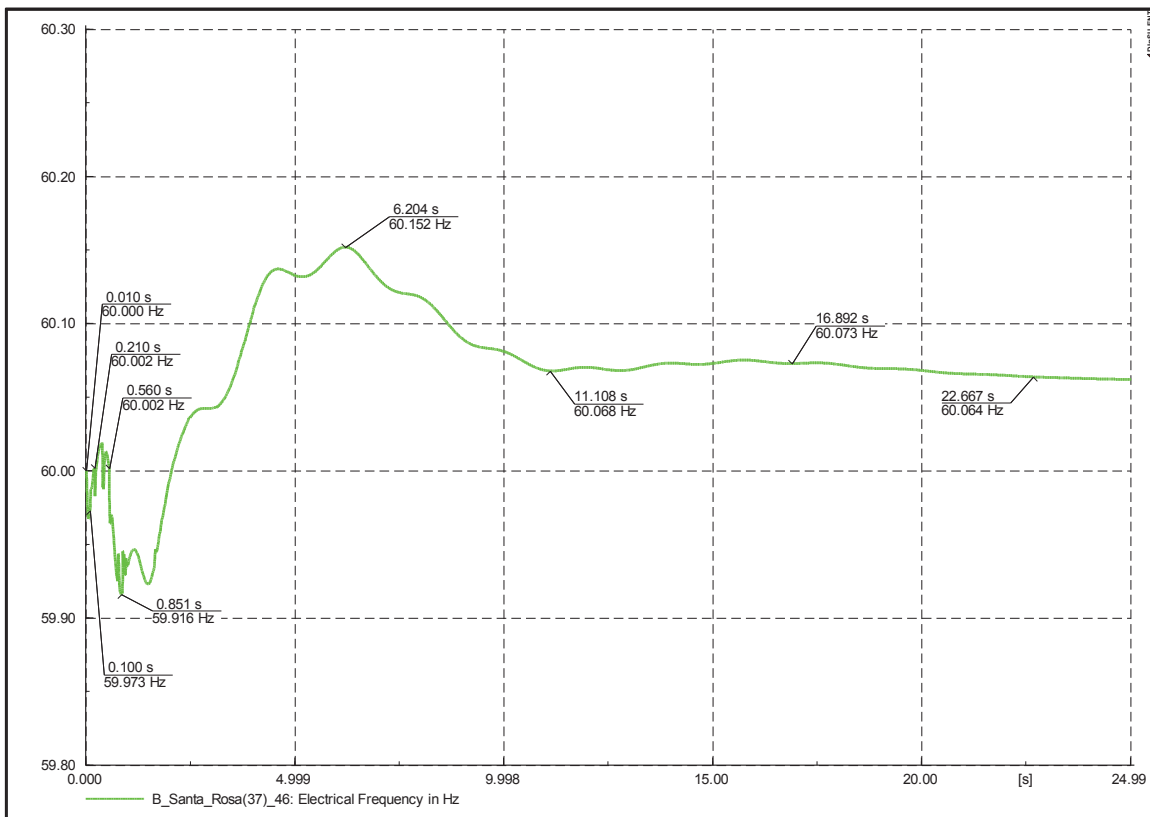
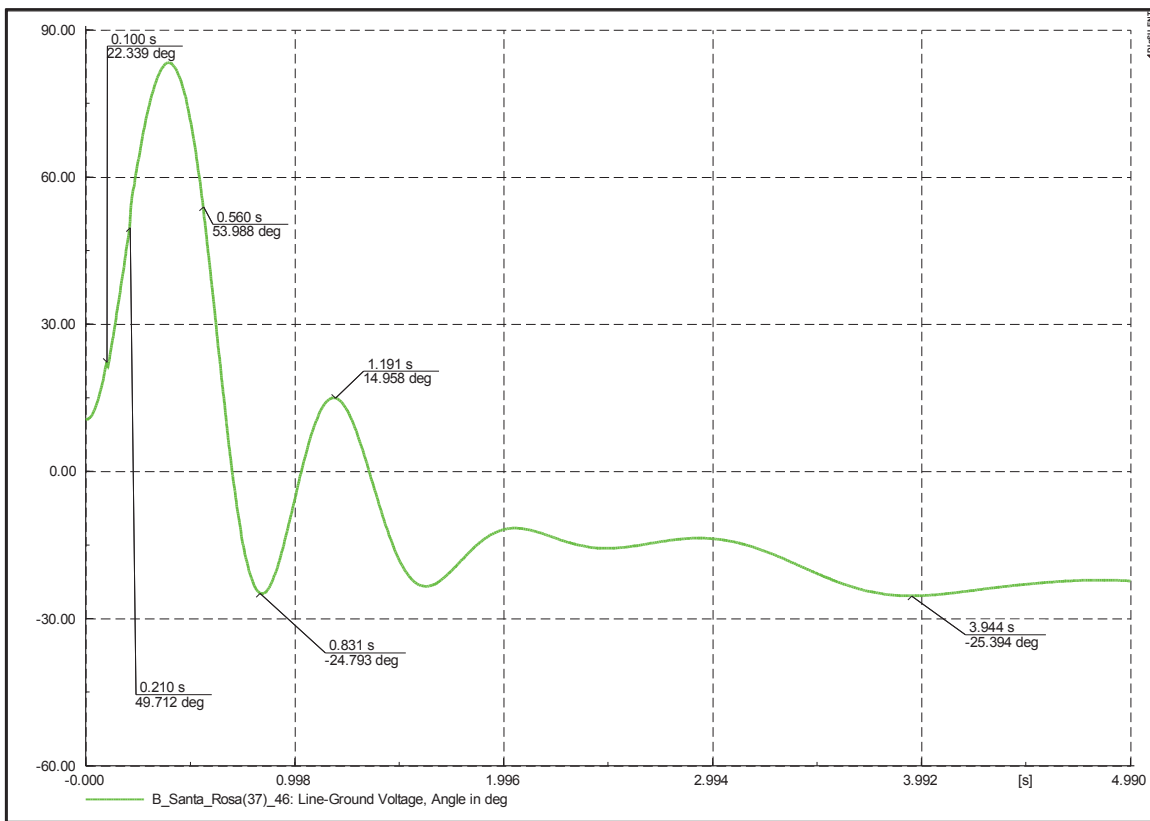


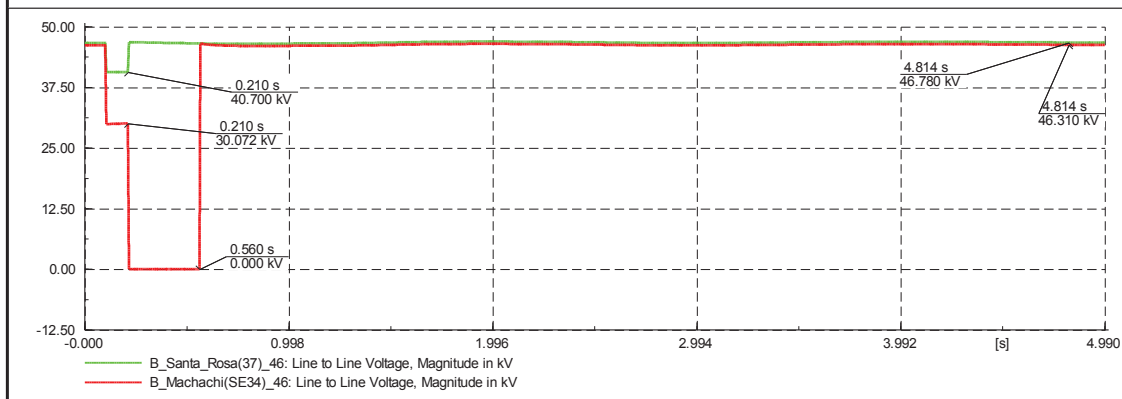
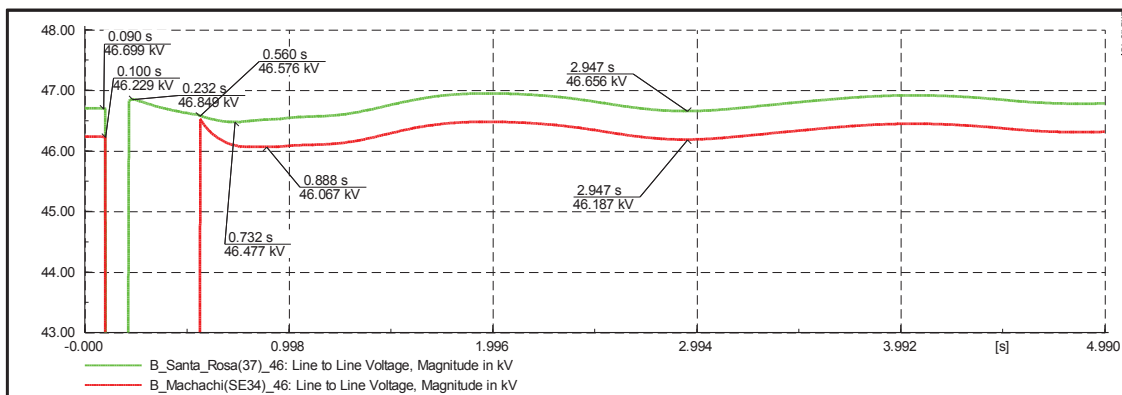
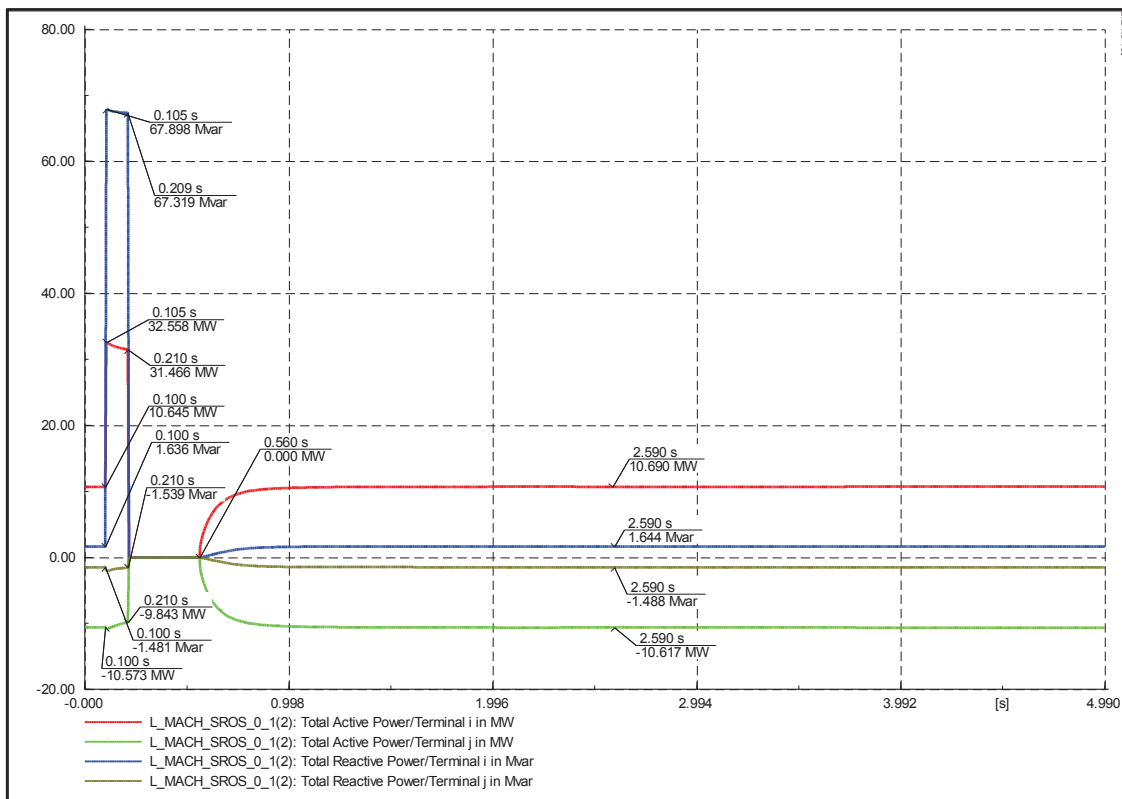




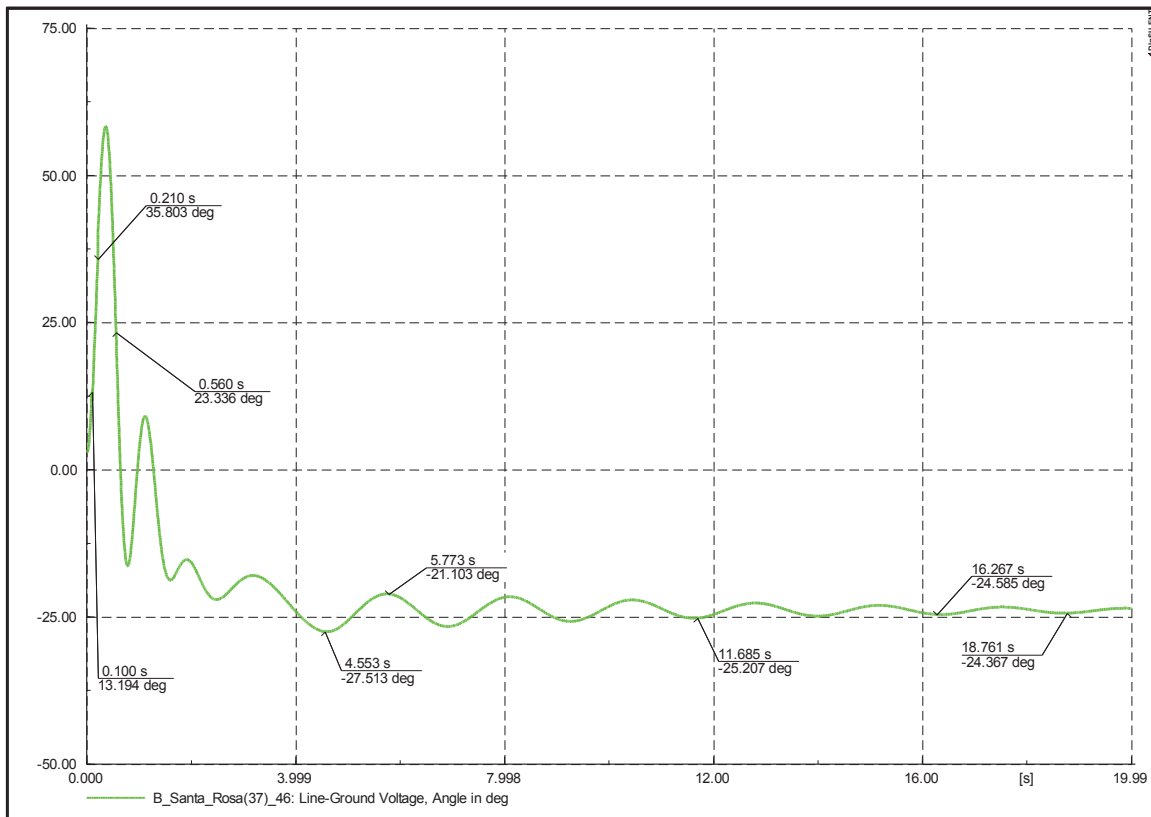
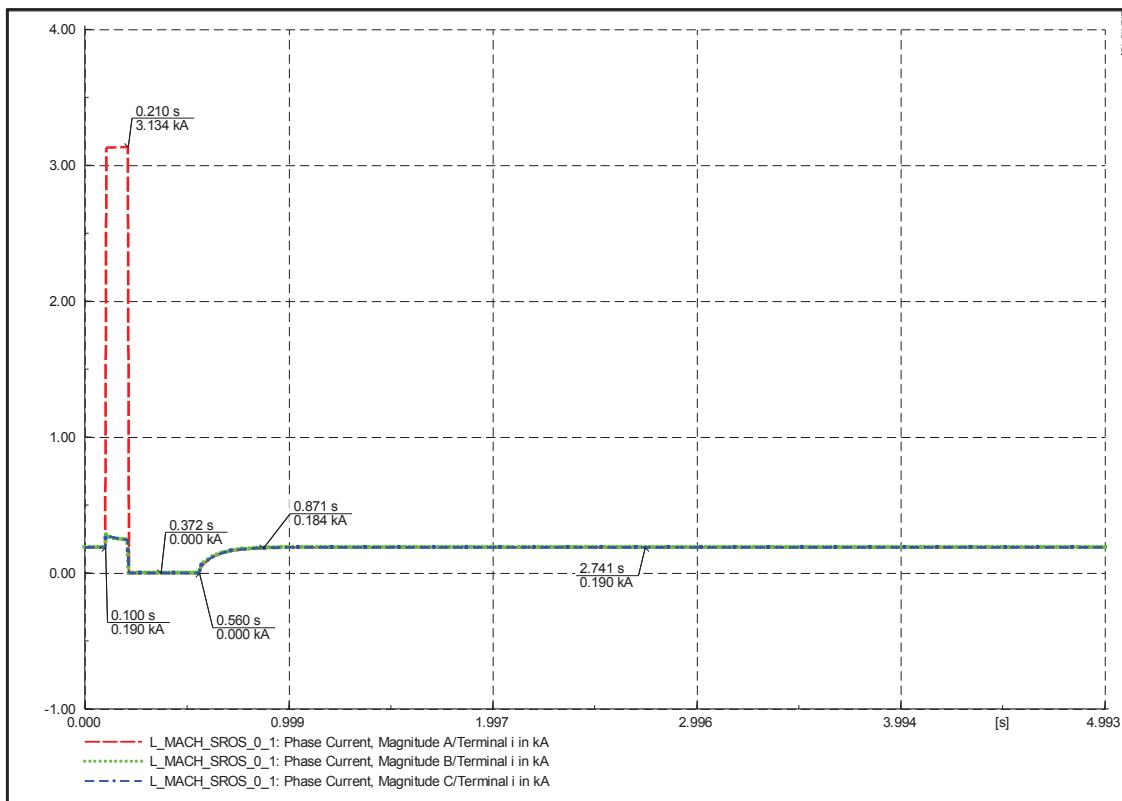
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

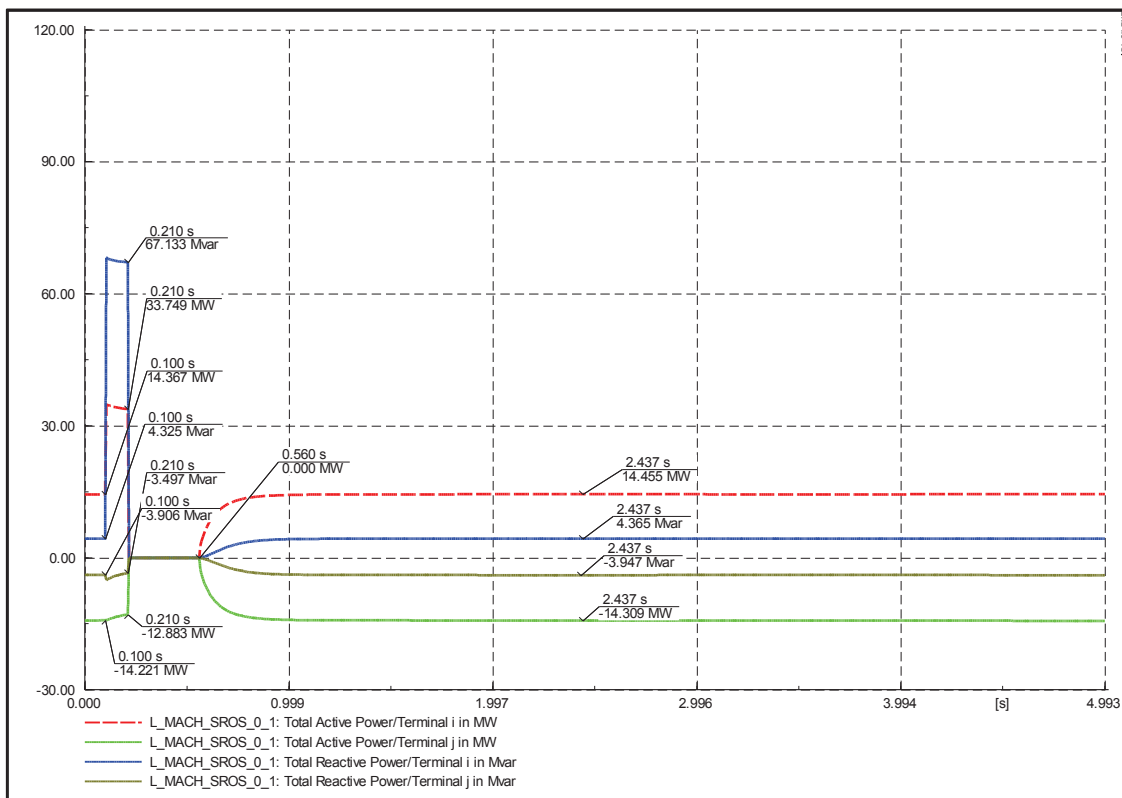
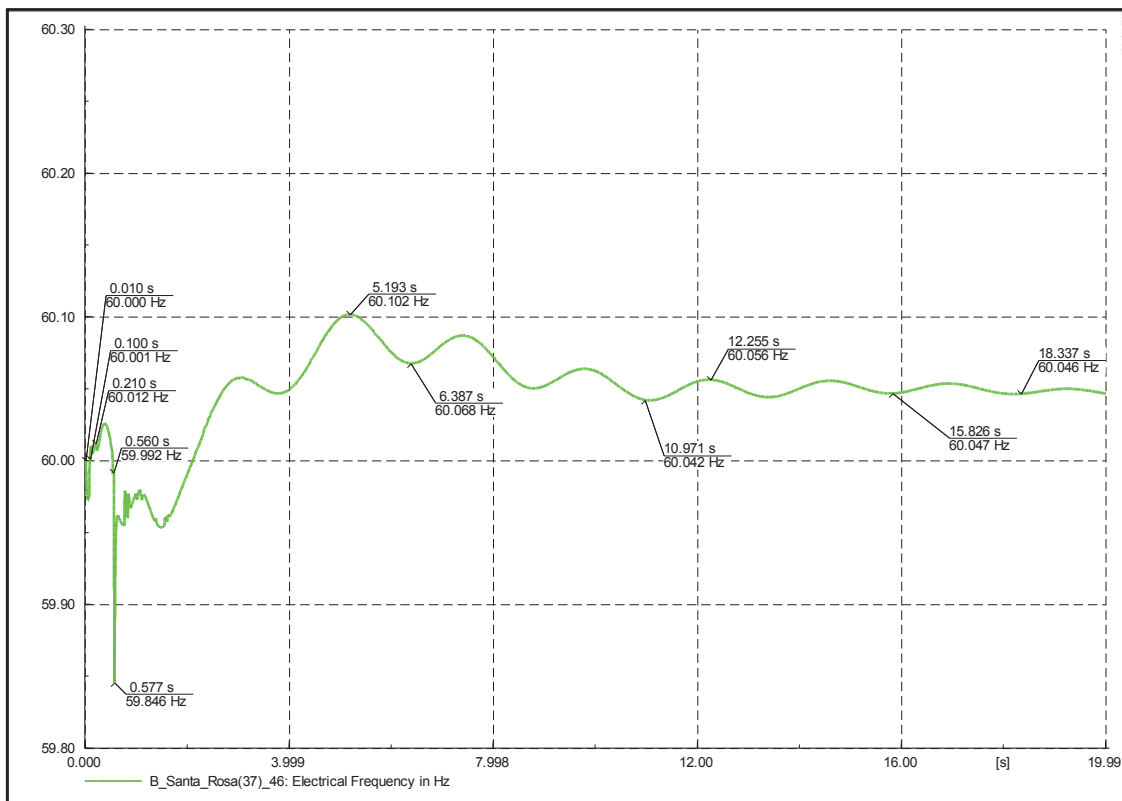


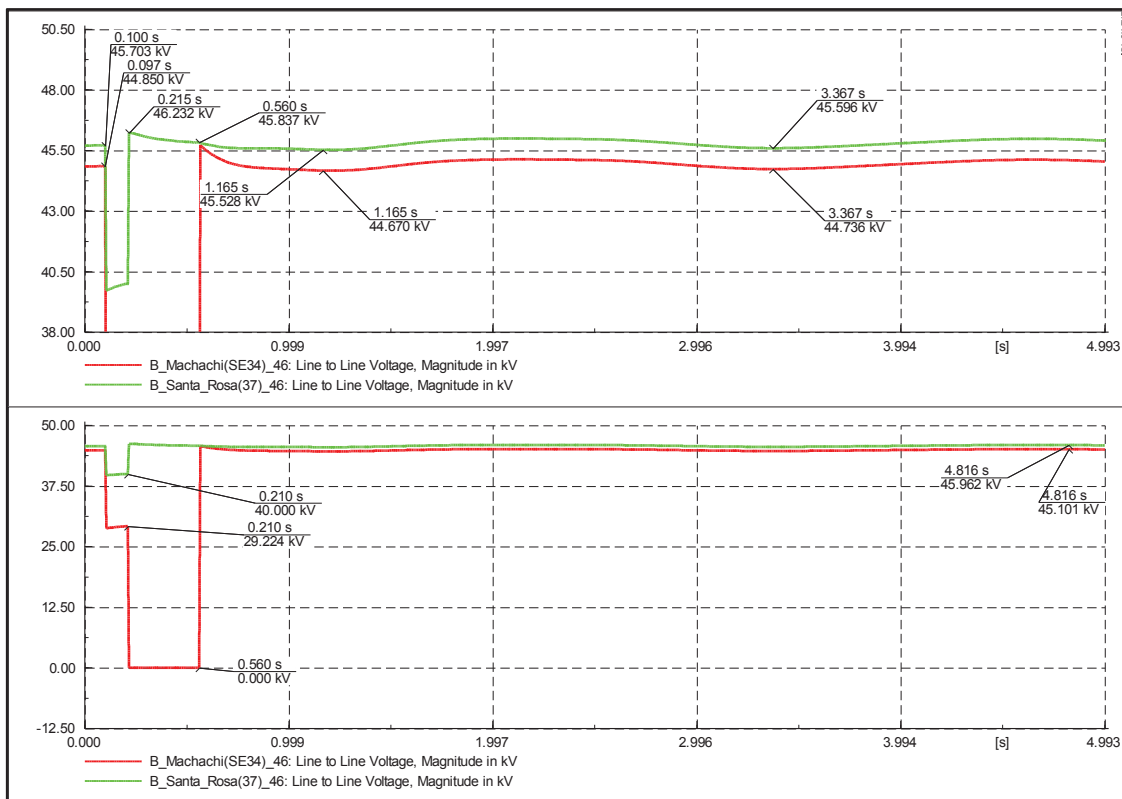




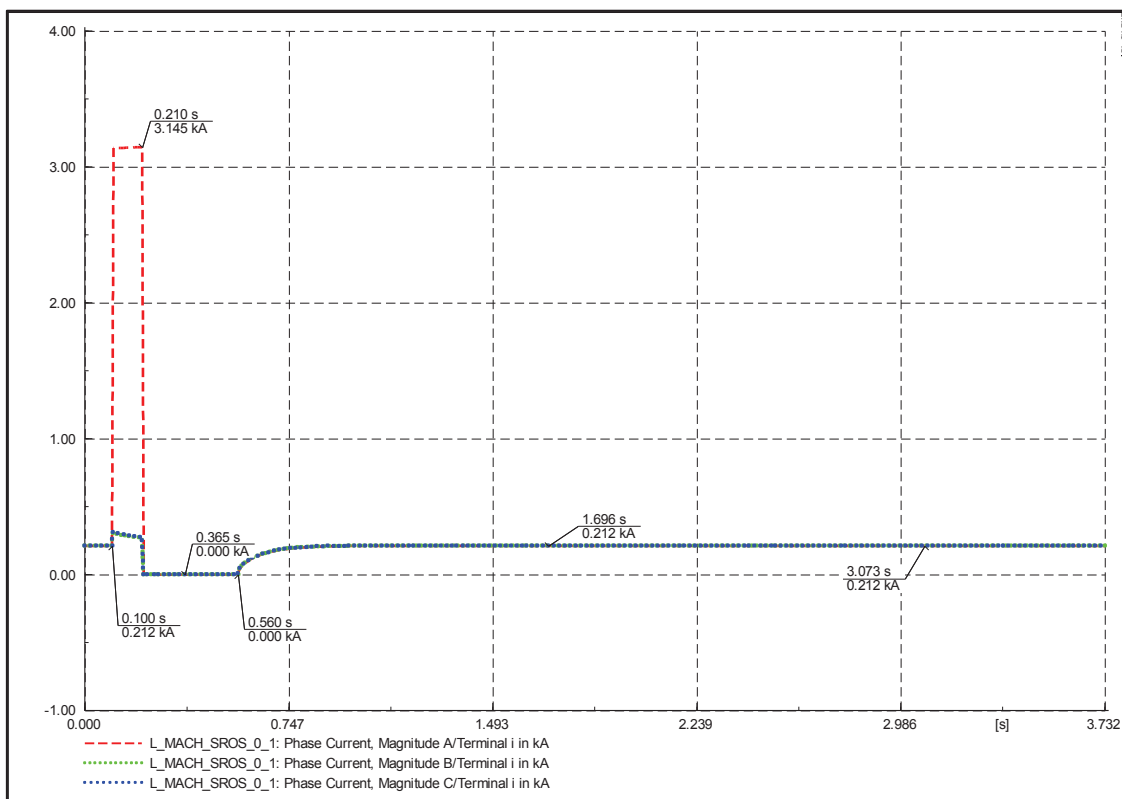
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

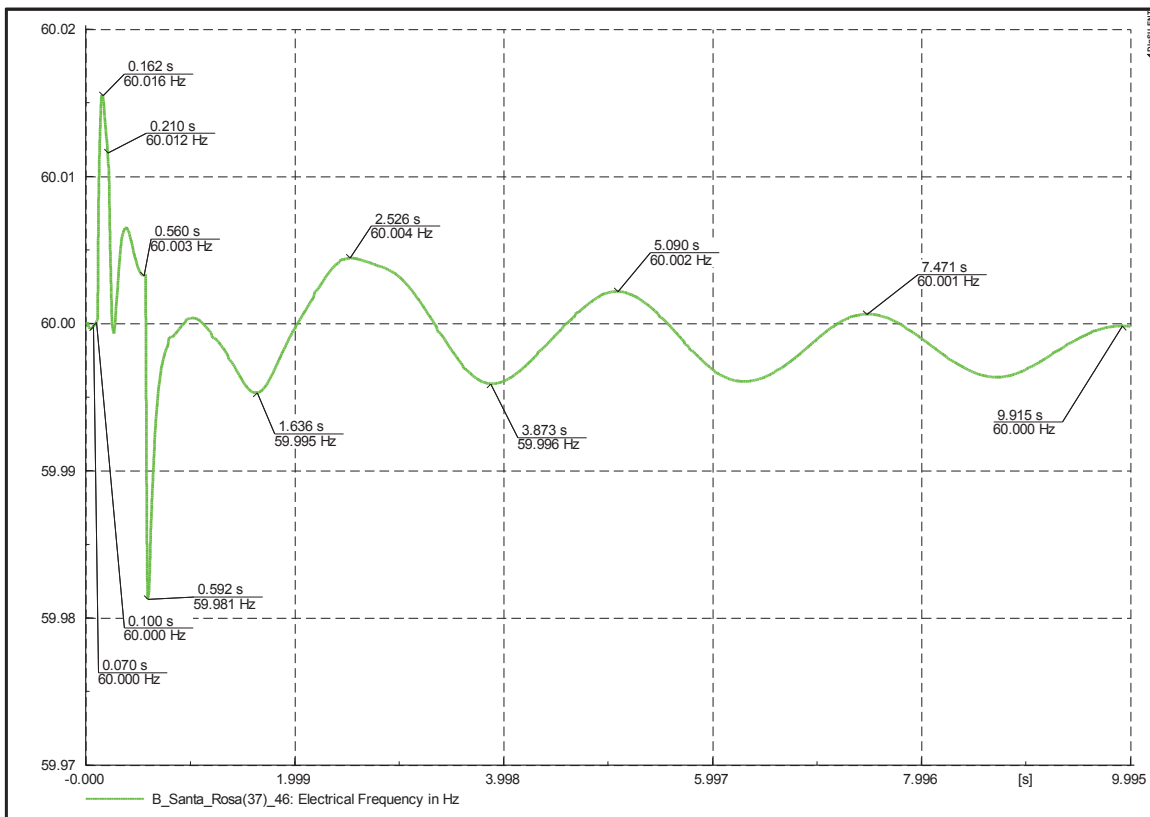
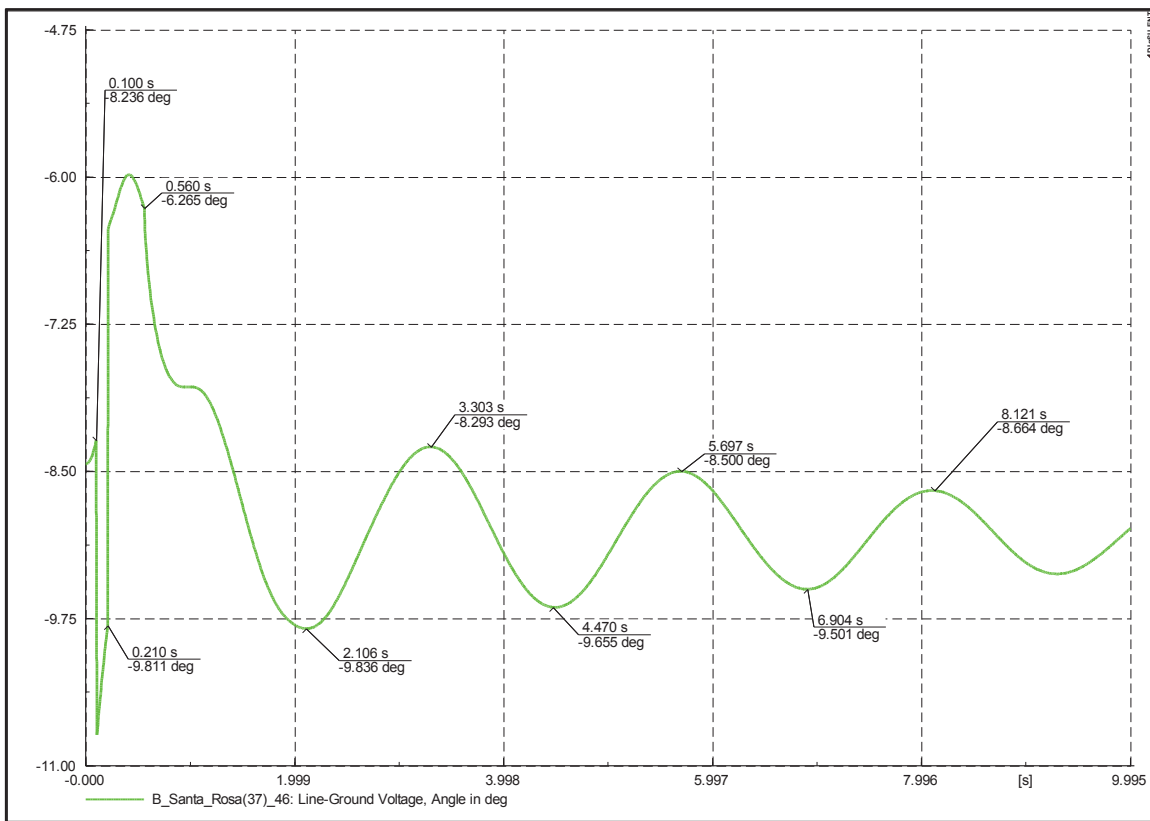




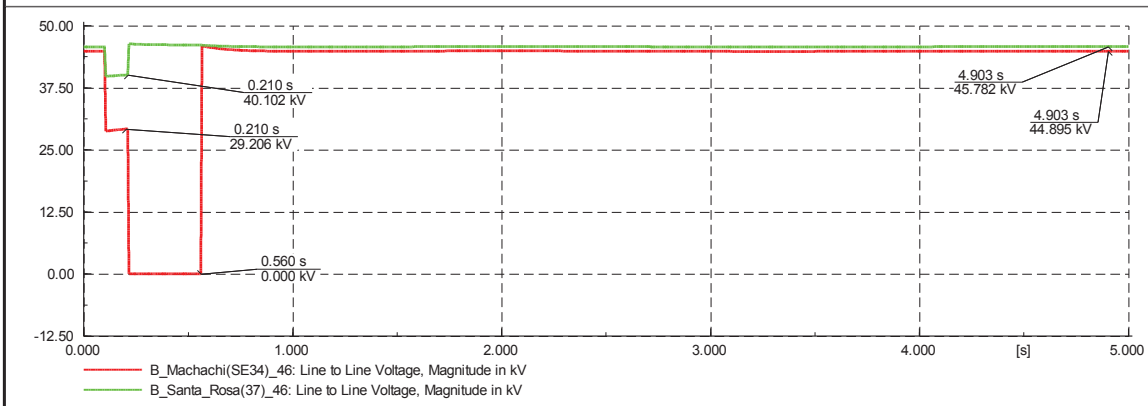
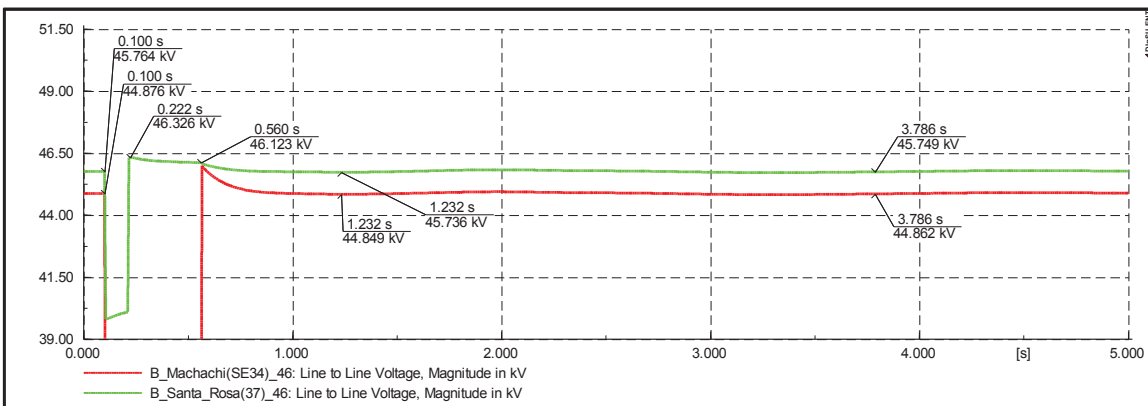
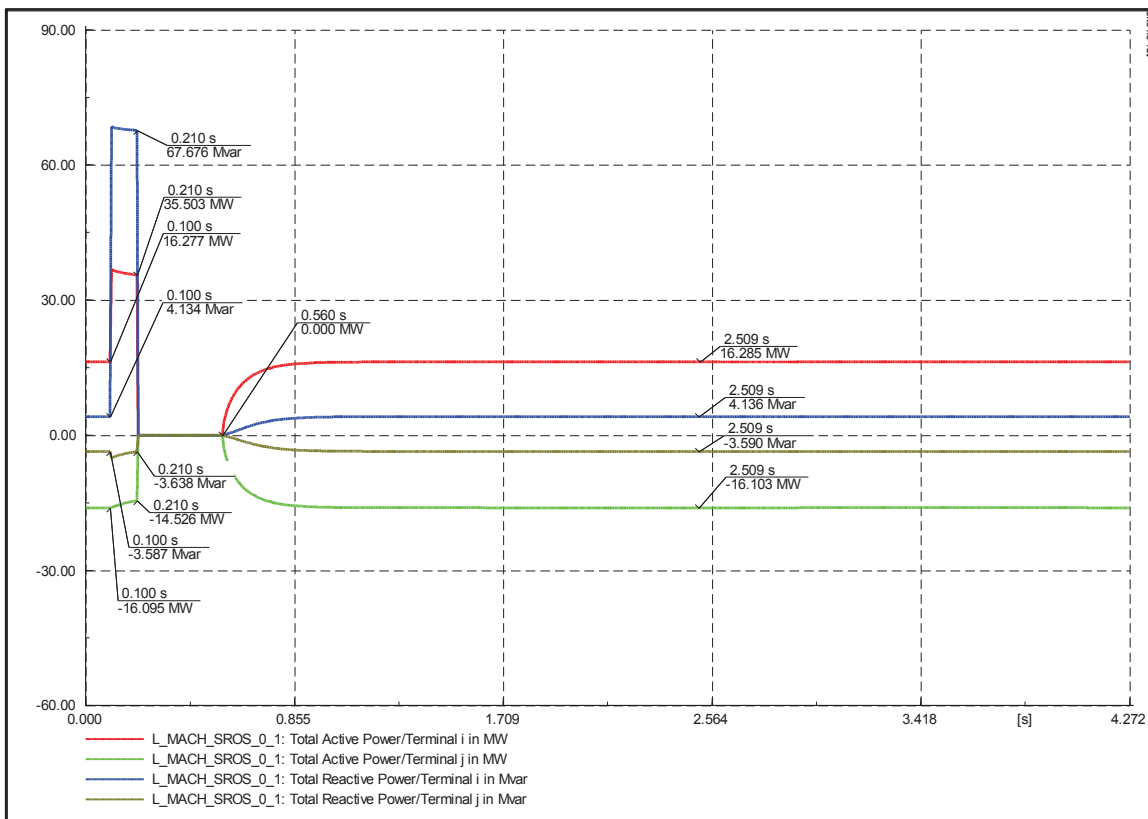


**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



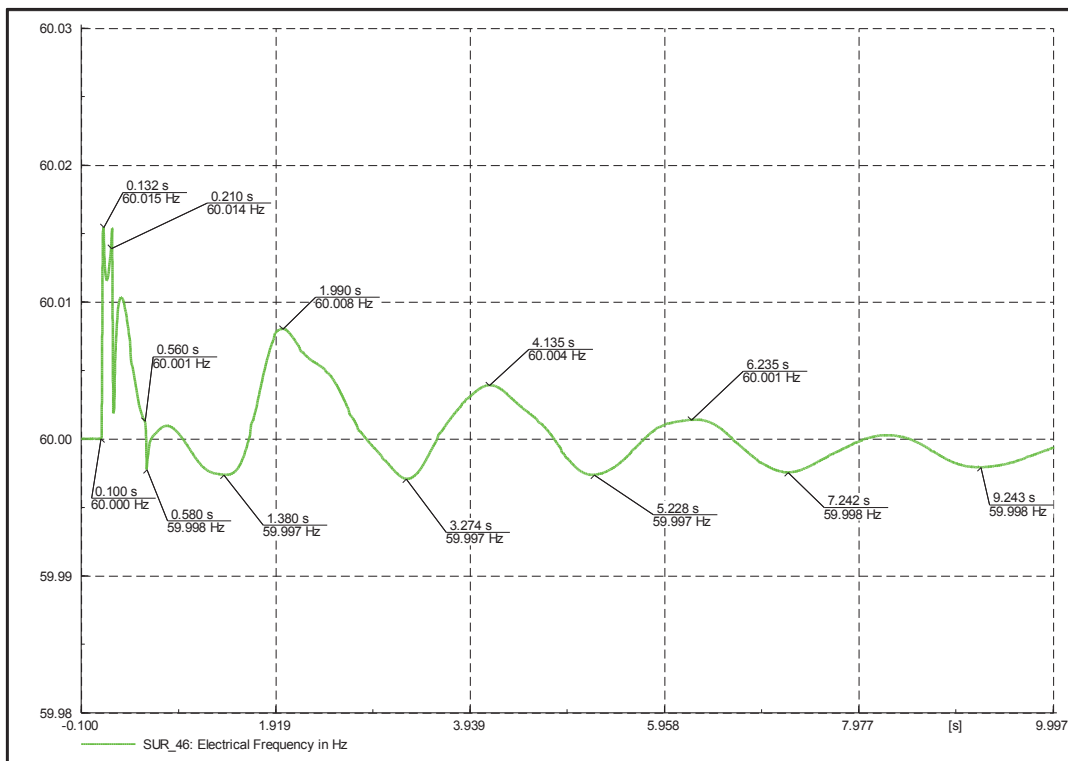
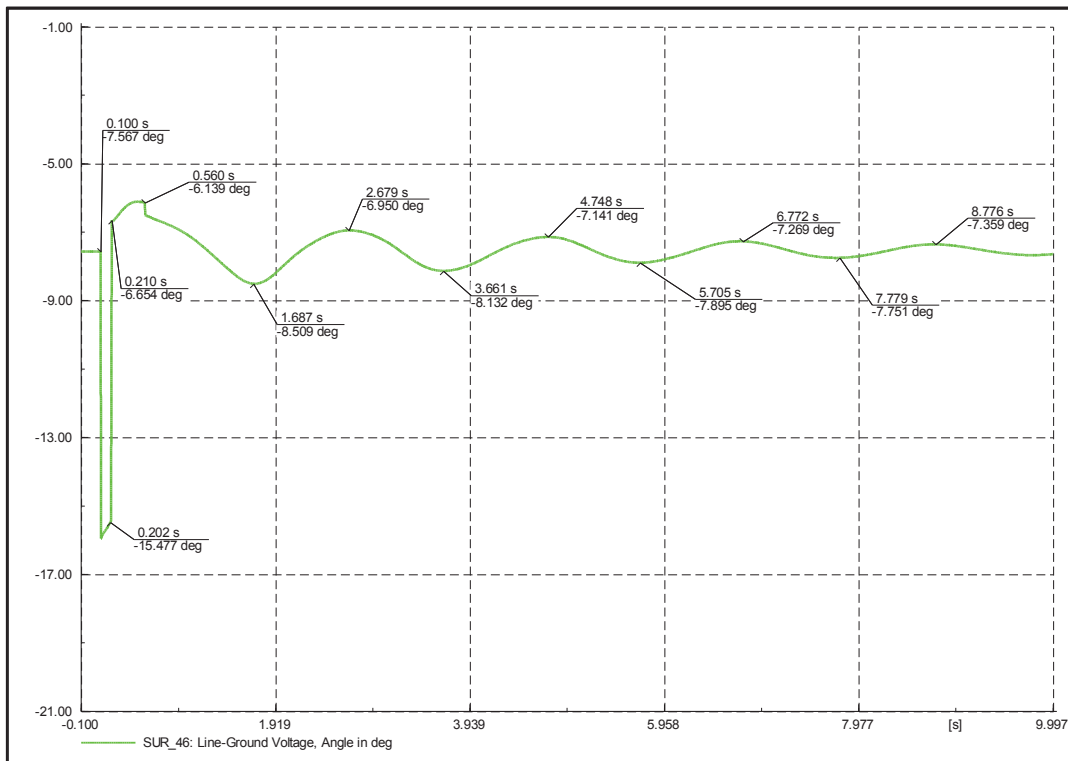


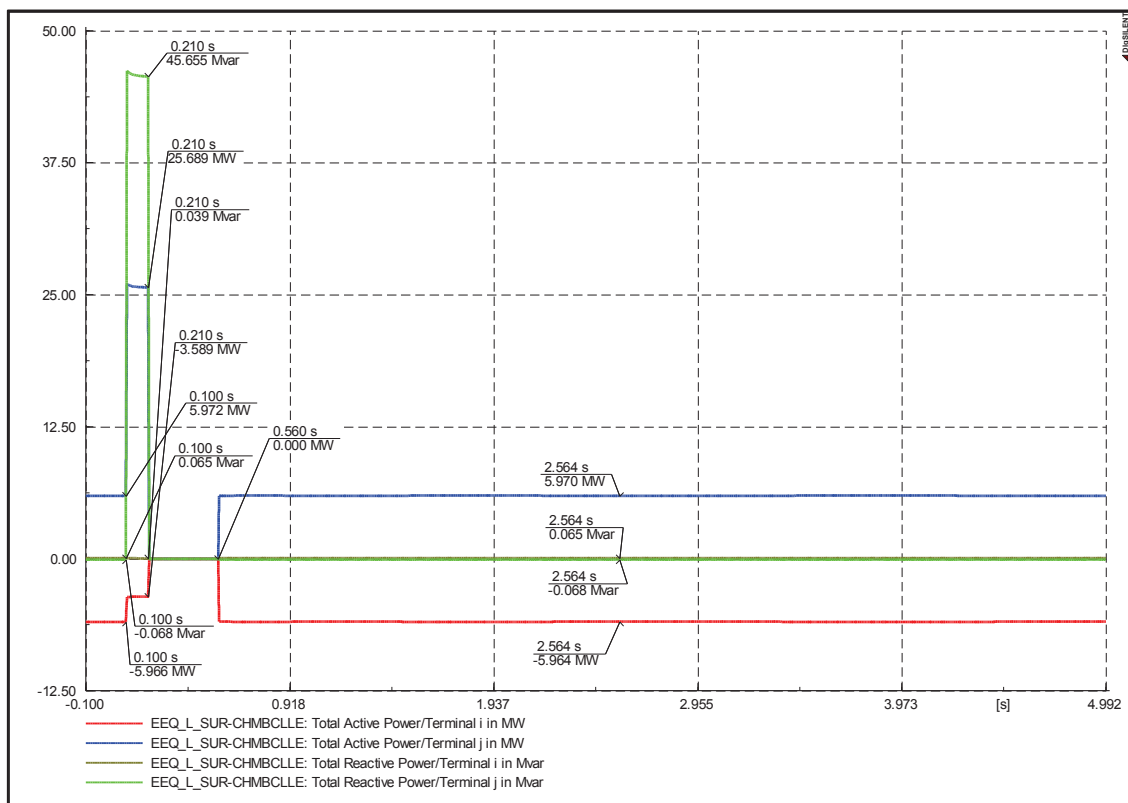
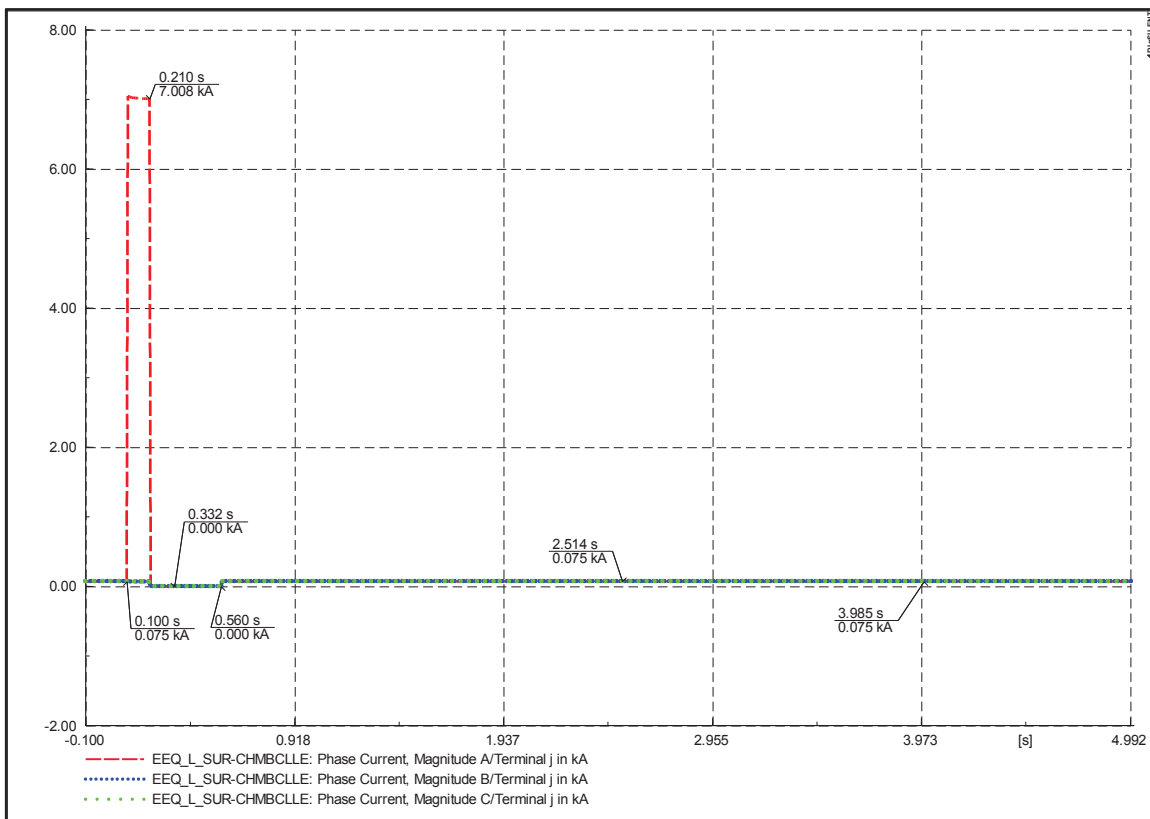


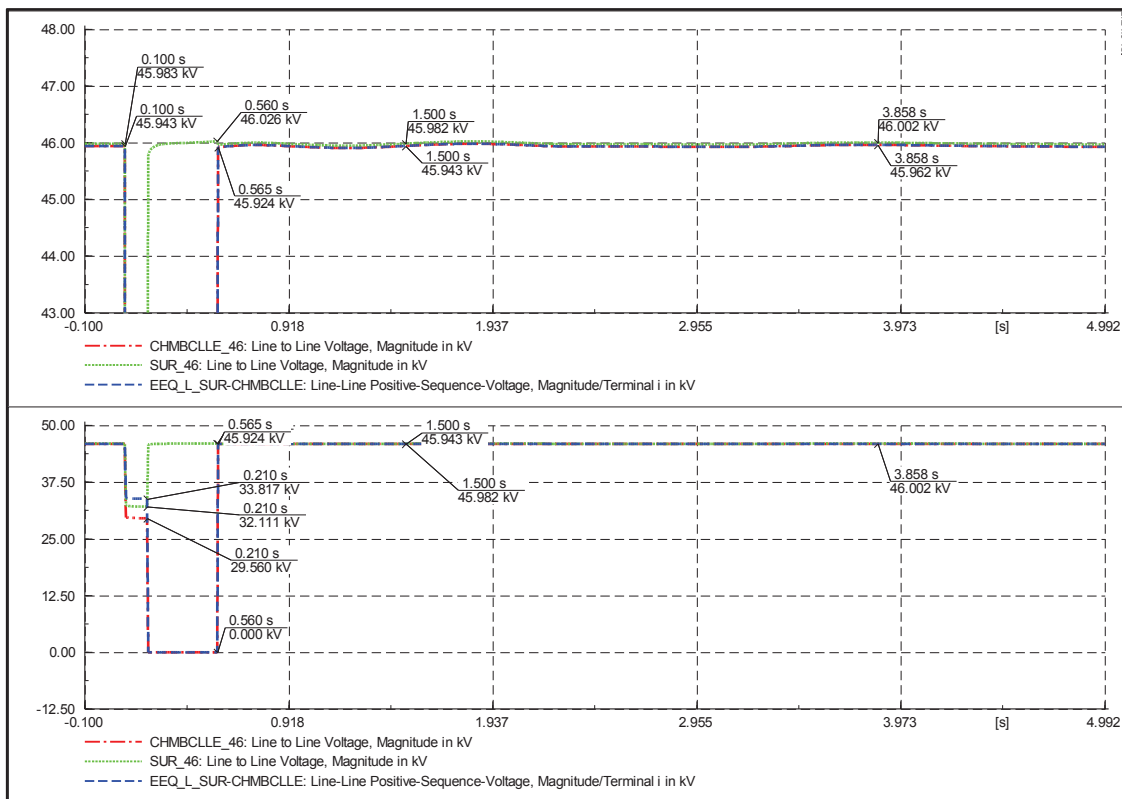


### Línea Sur - Chimbacalle

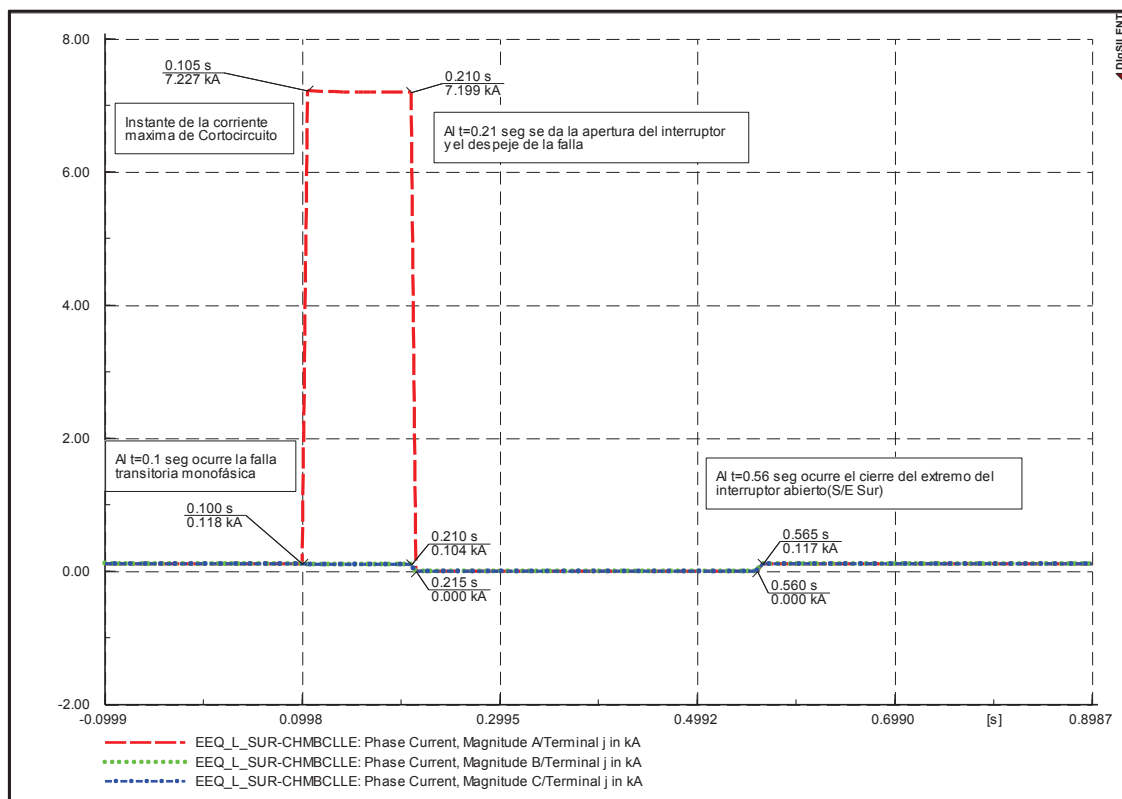
### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

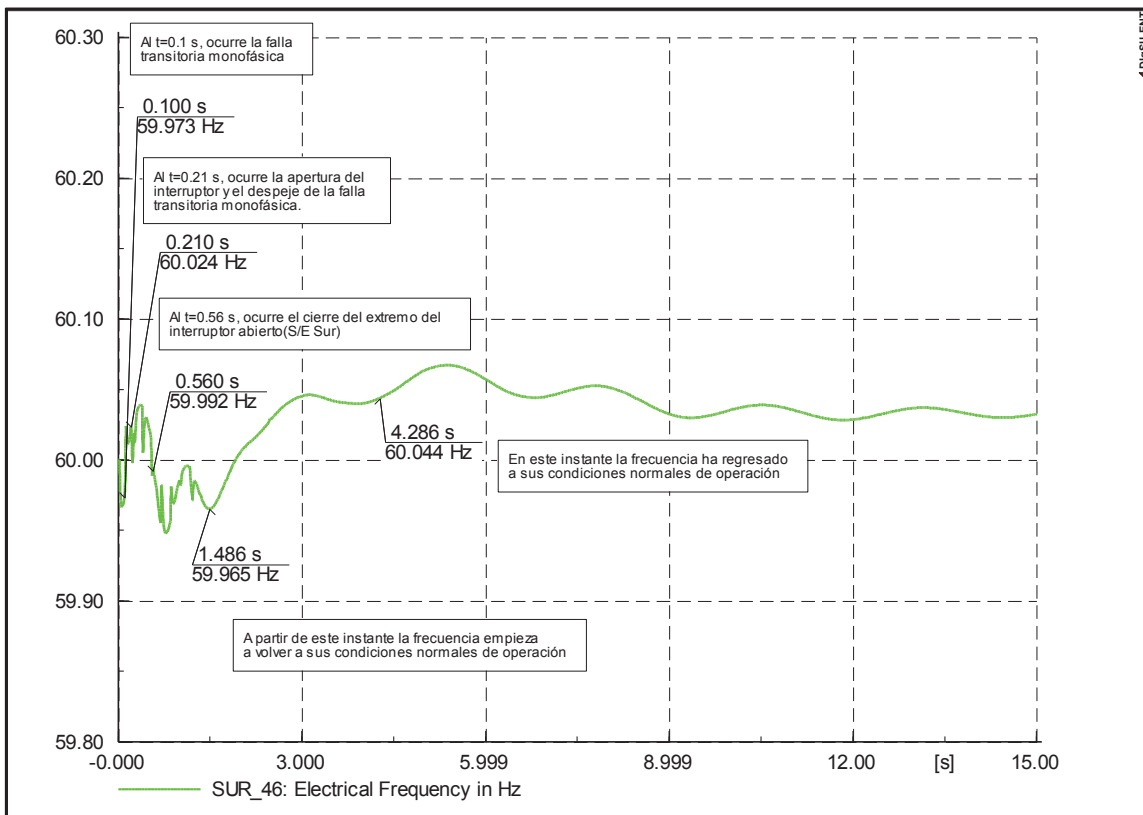
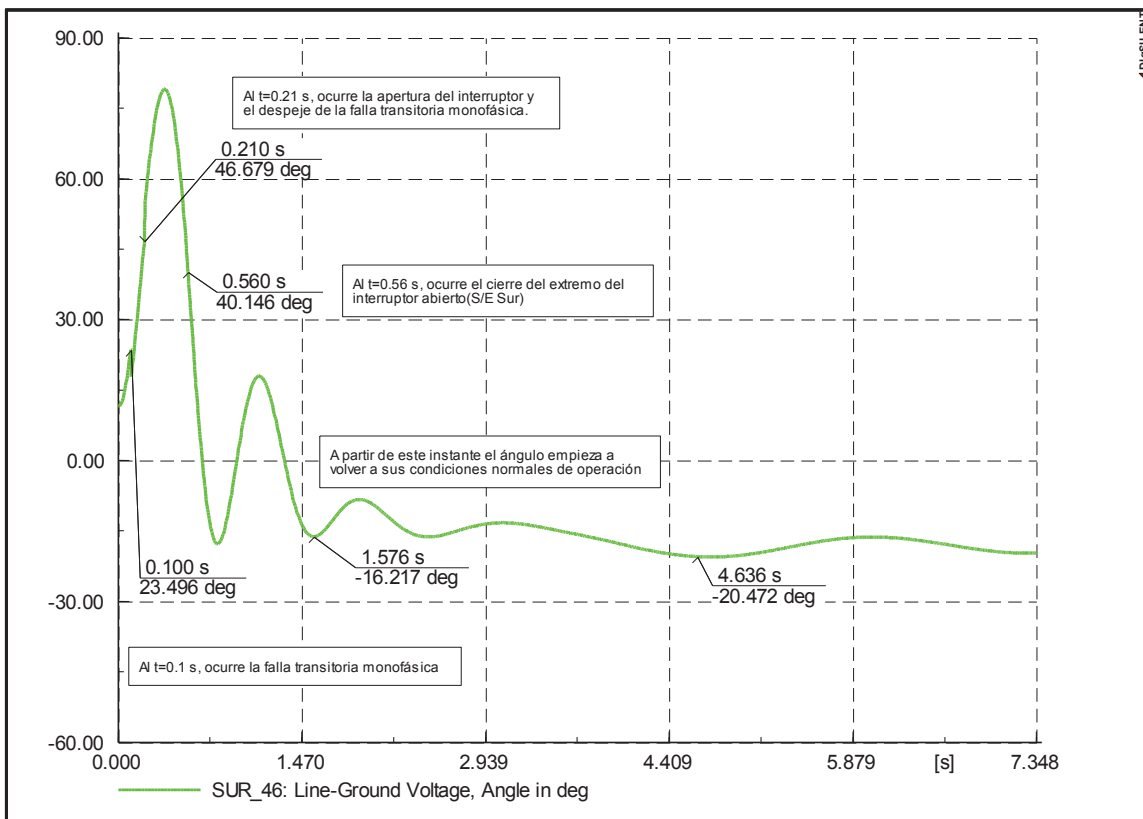


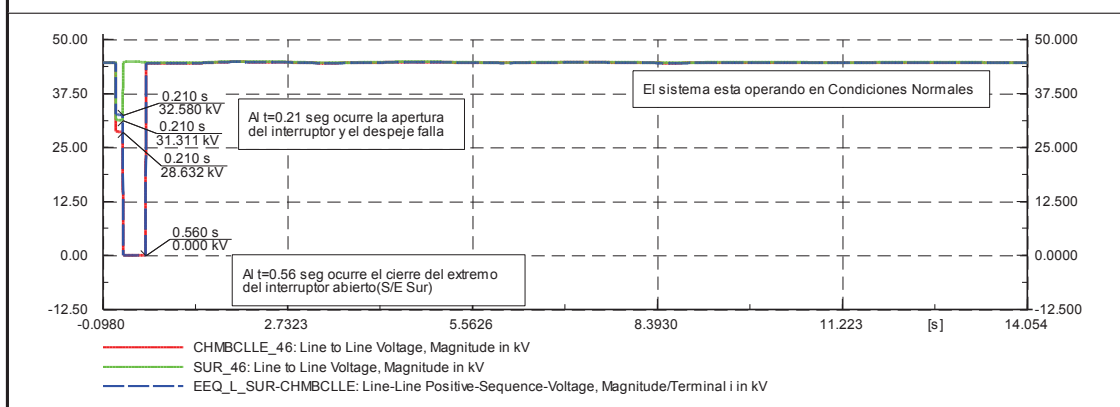
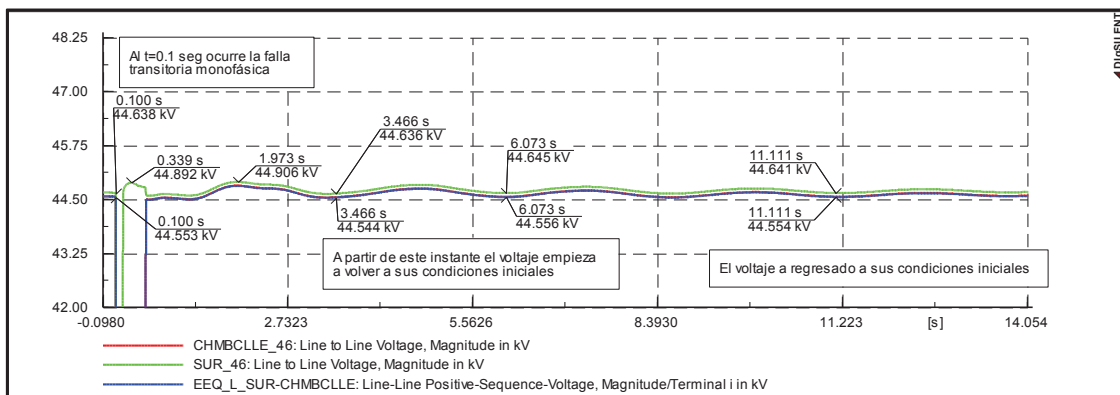
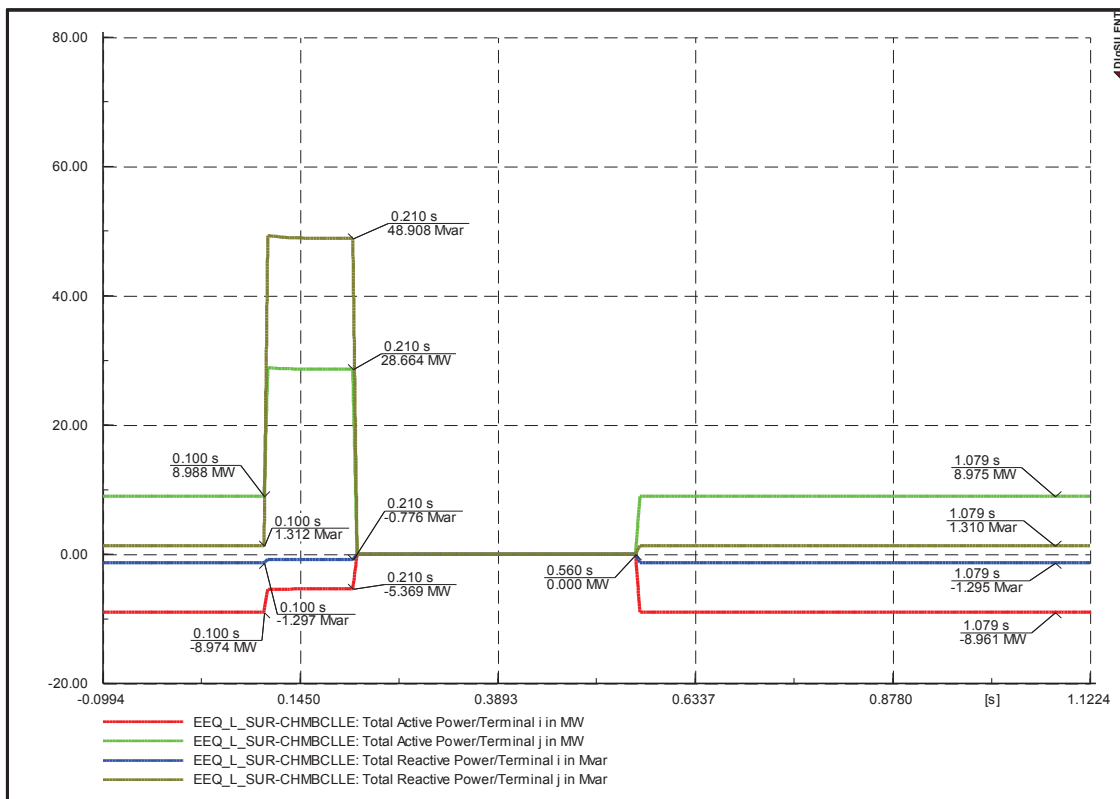




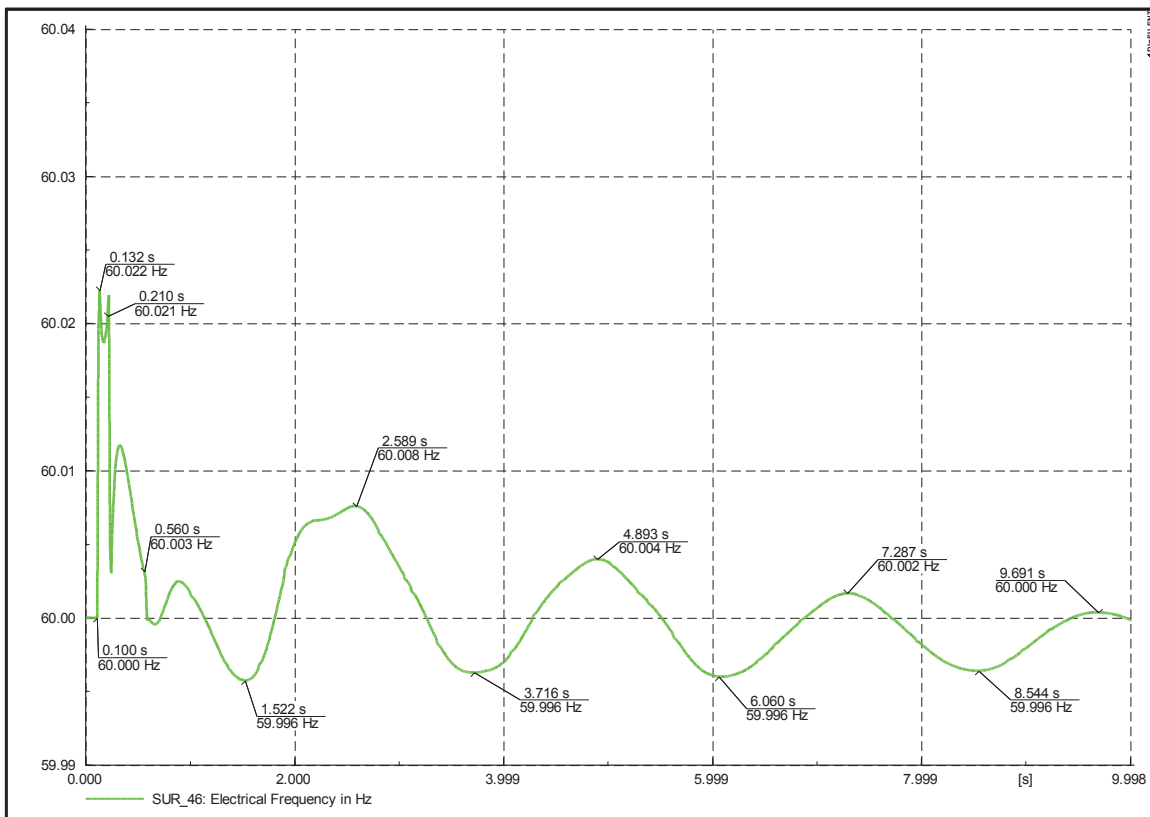
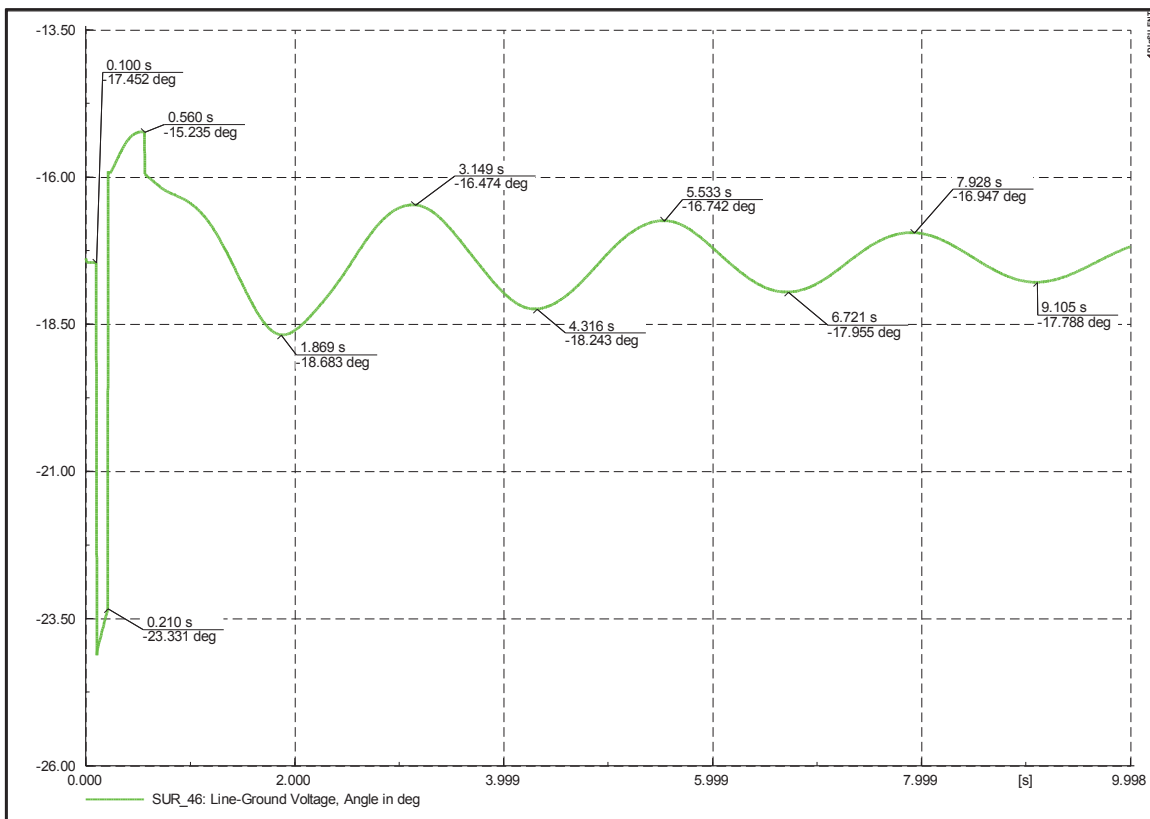
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

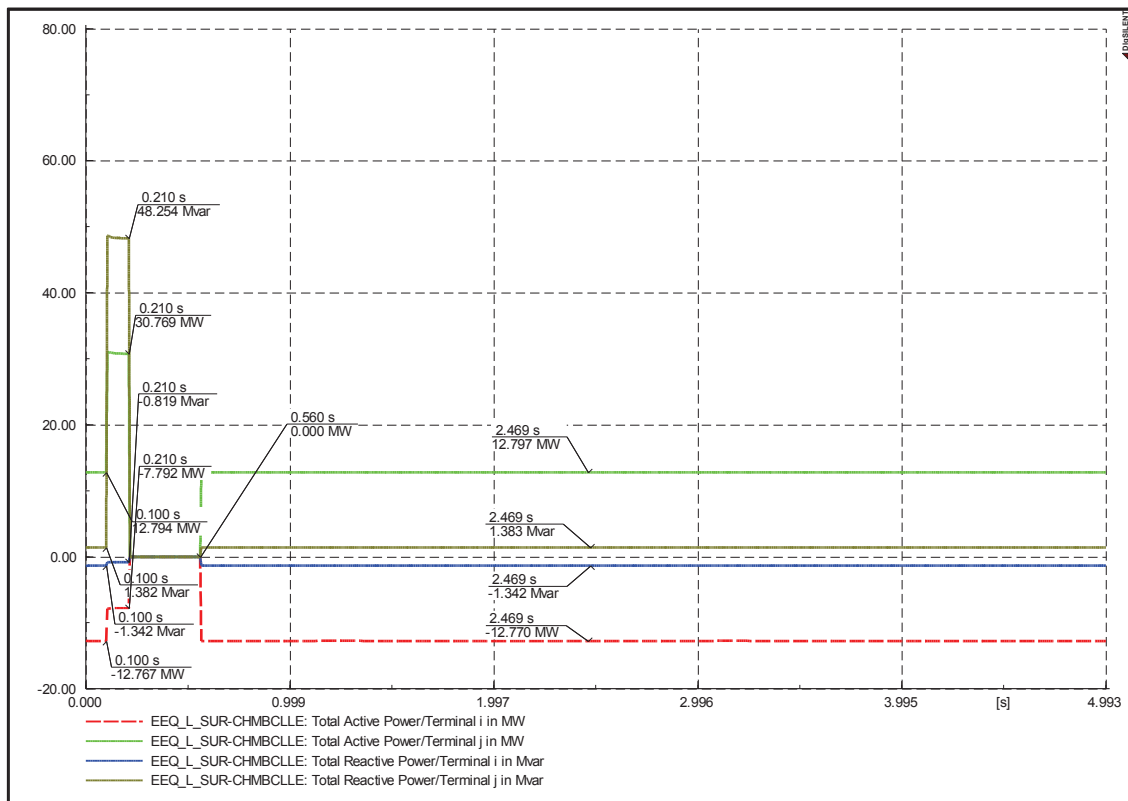
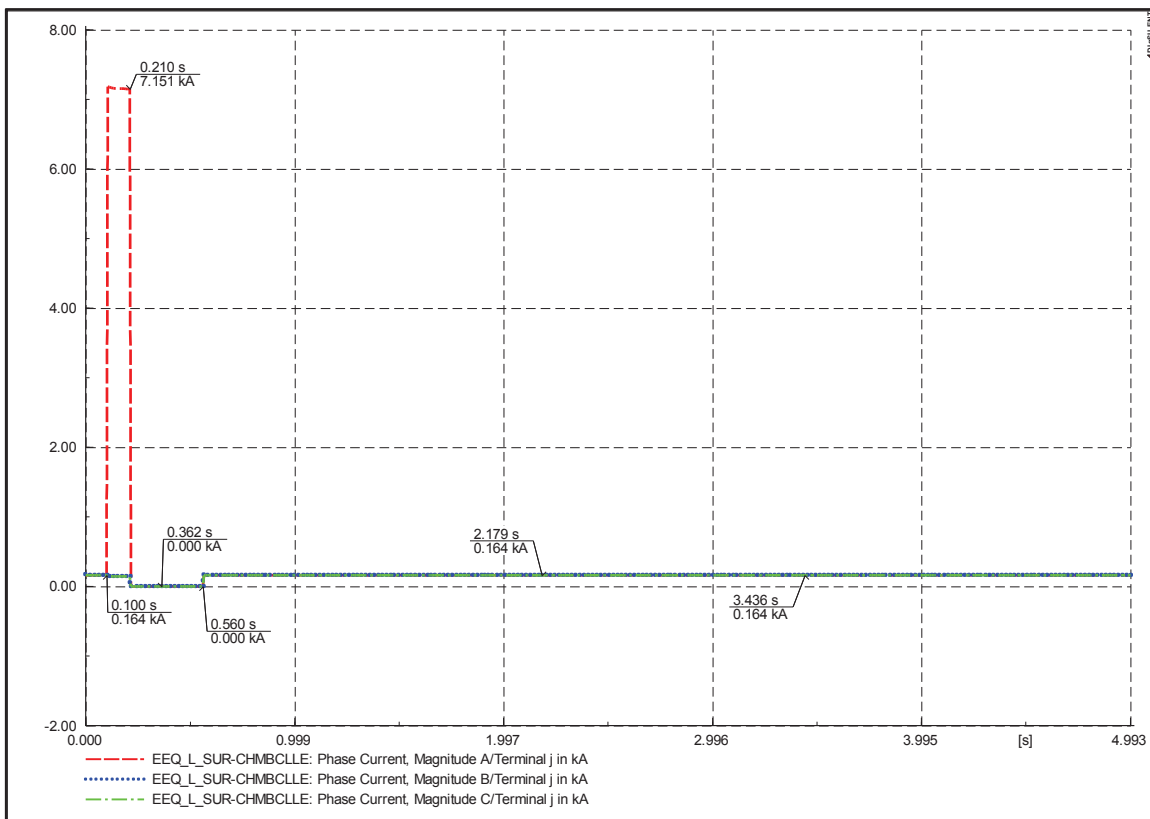




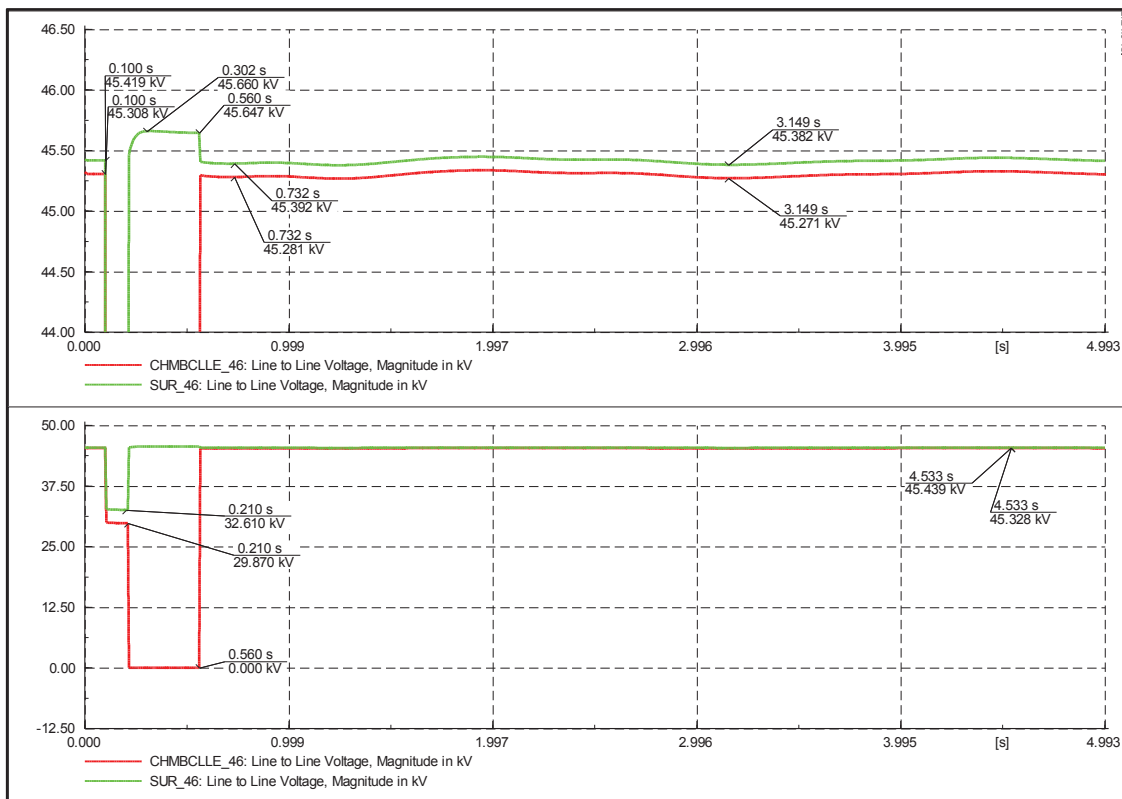


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

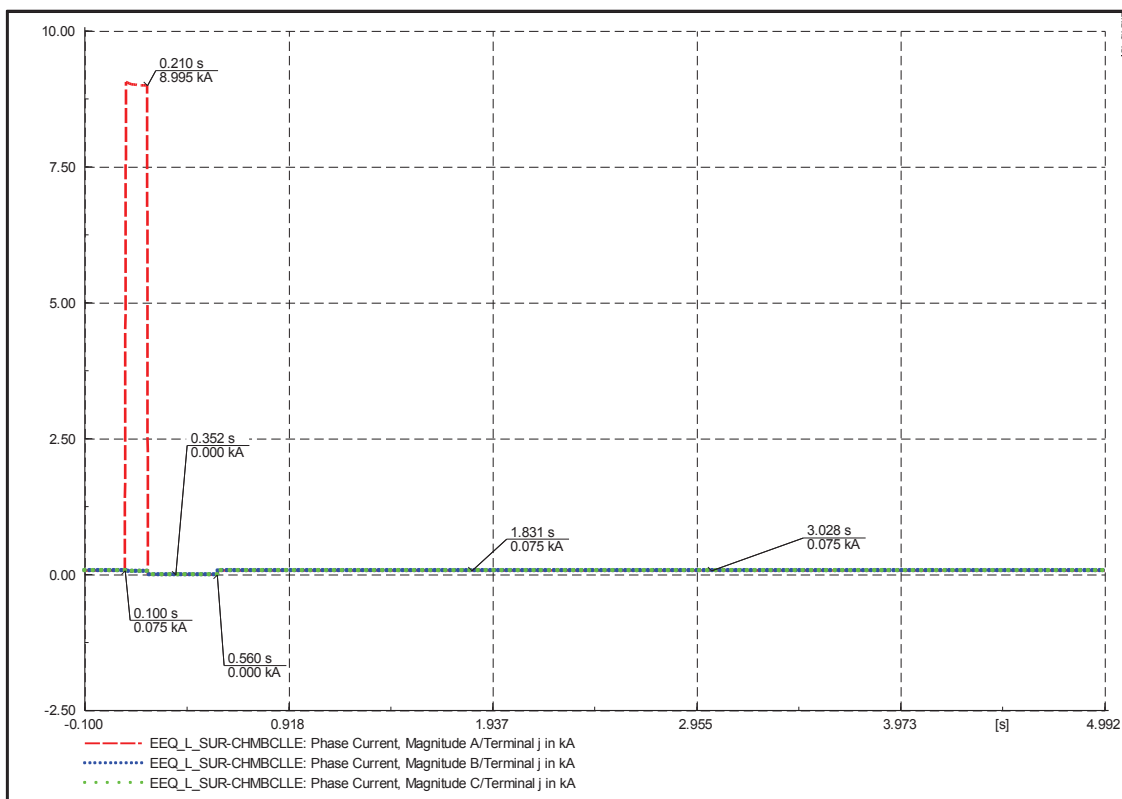


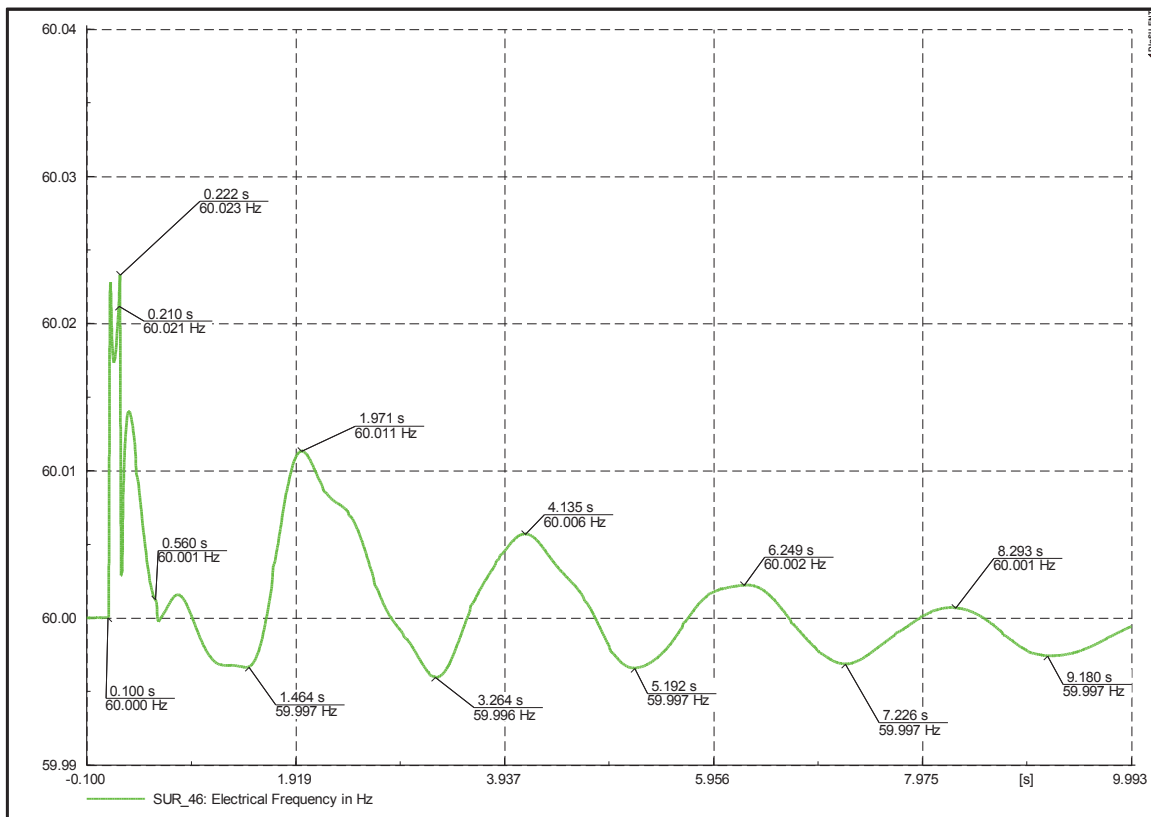
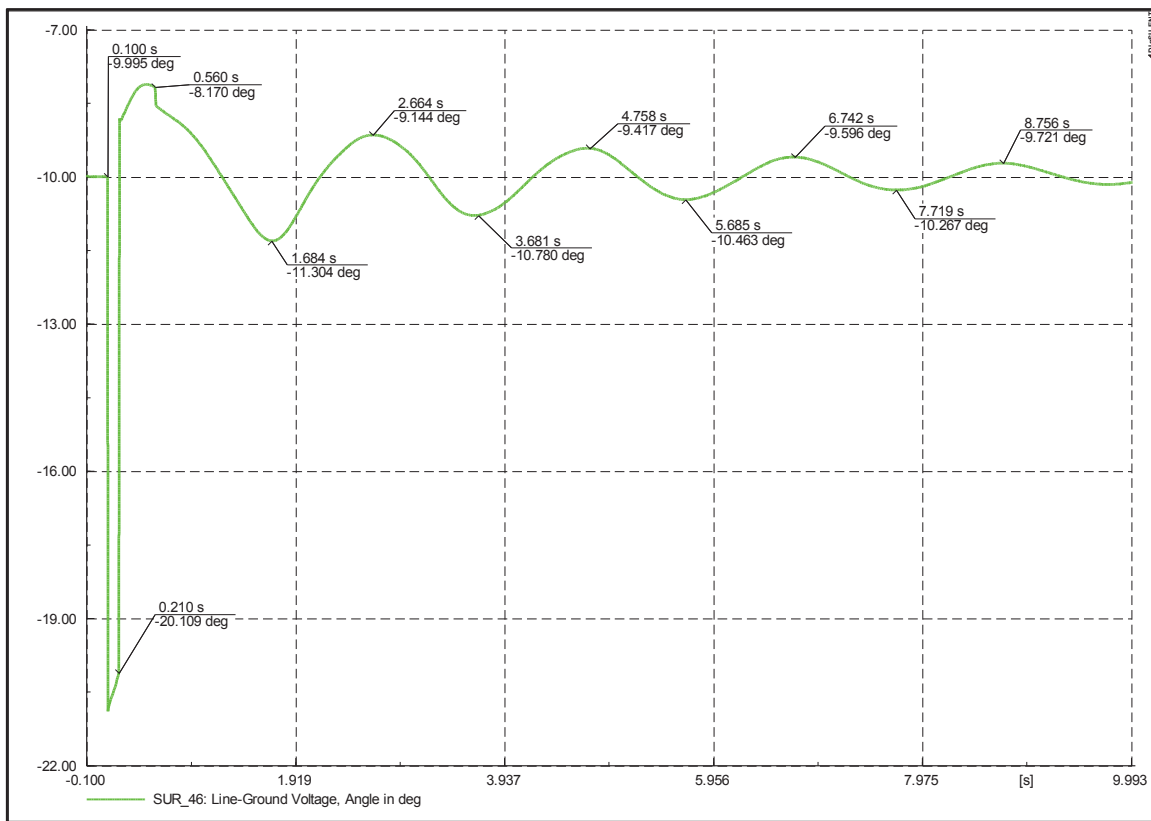


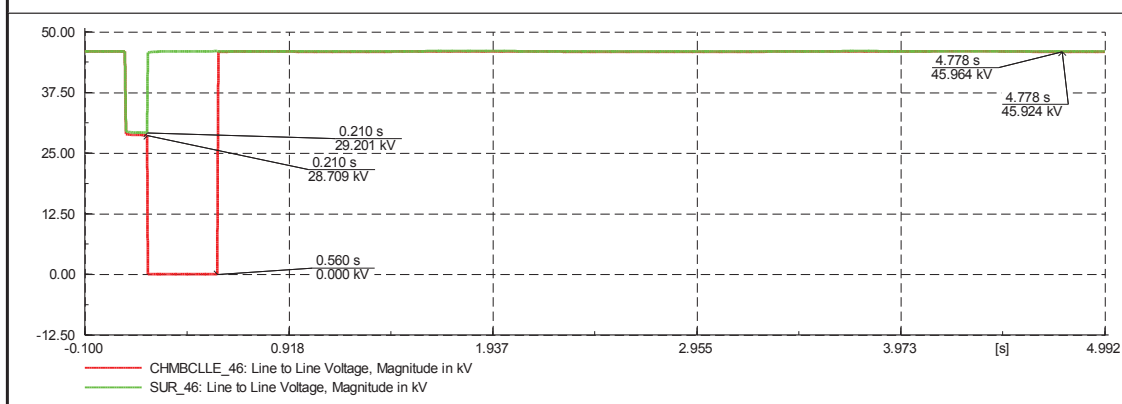
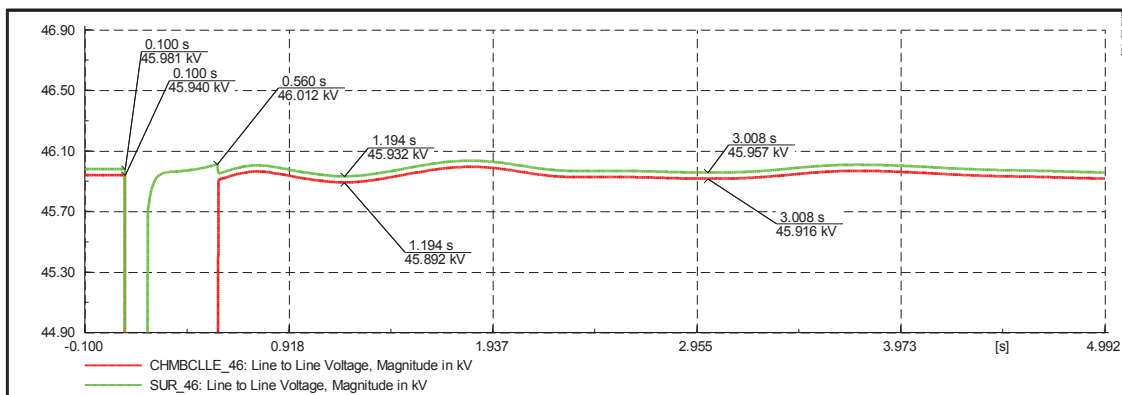
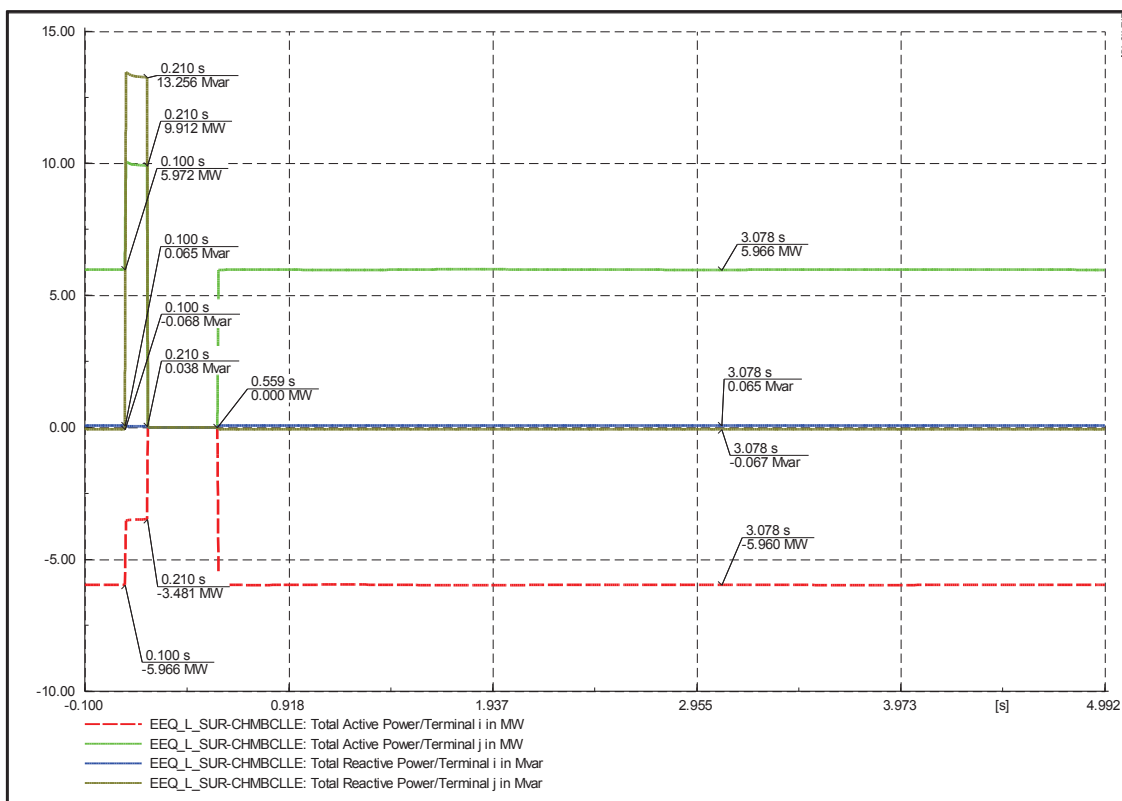




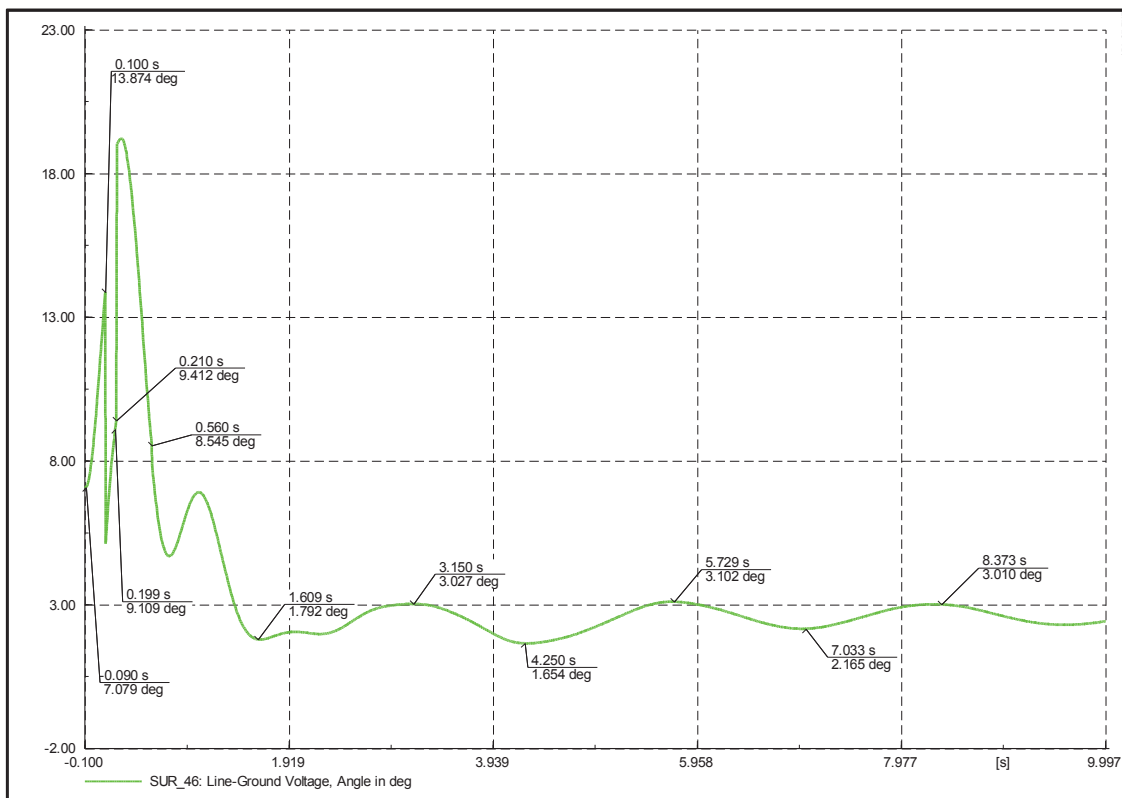
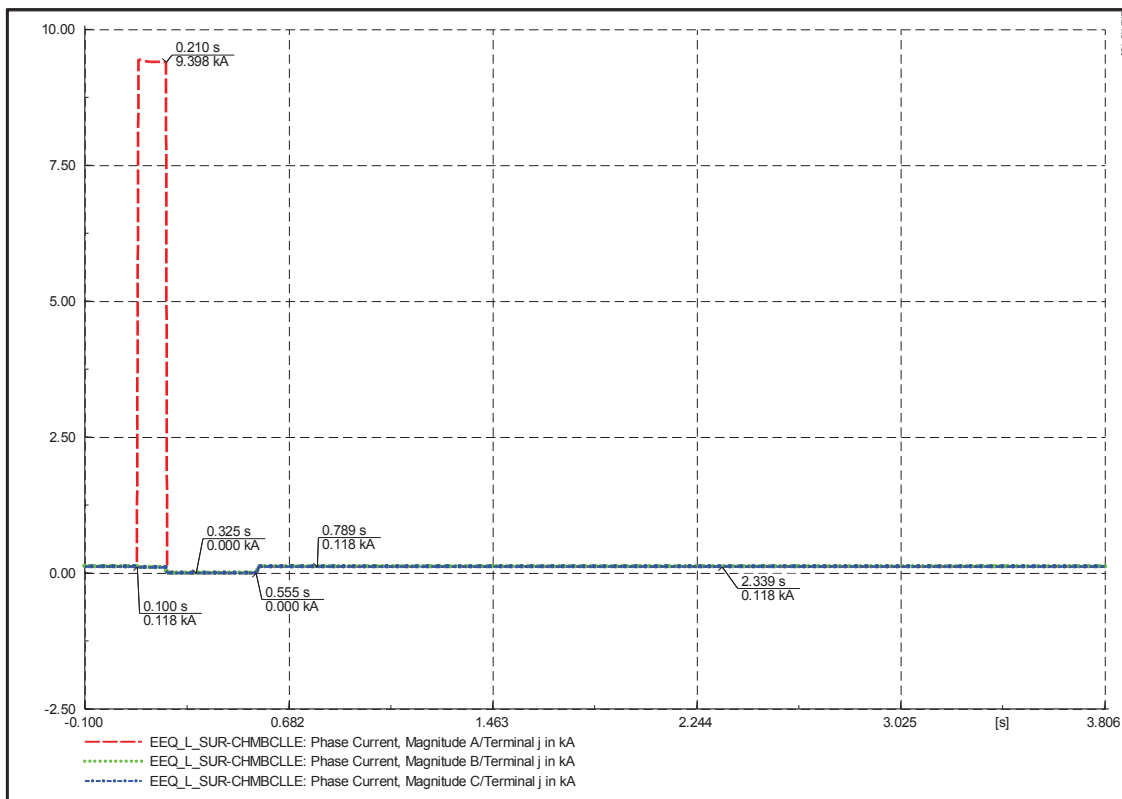
### Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea

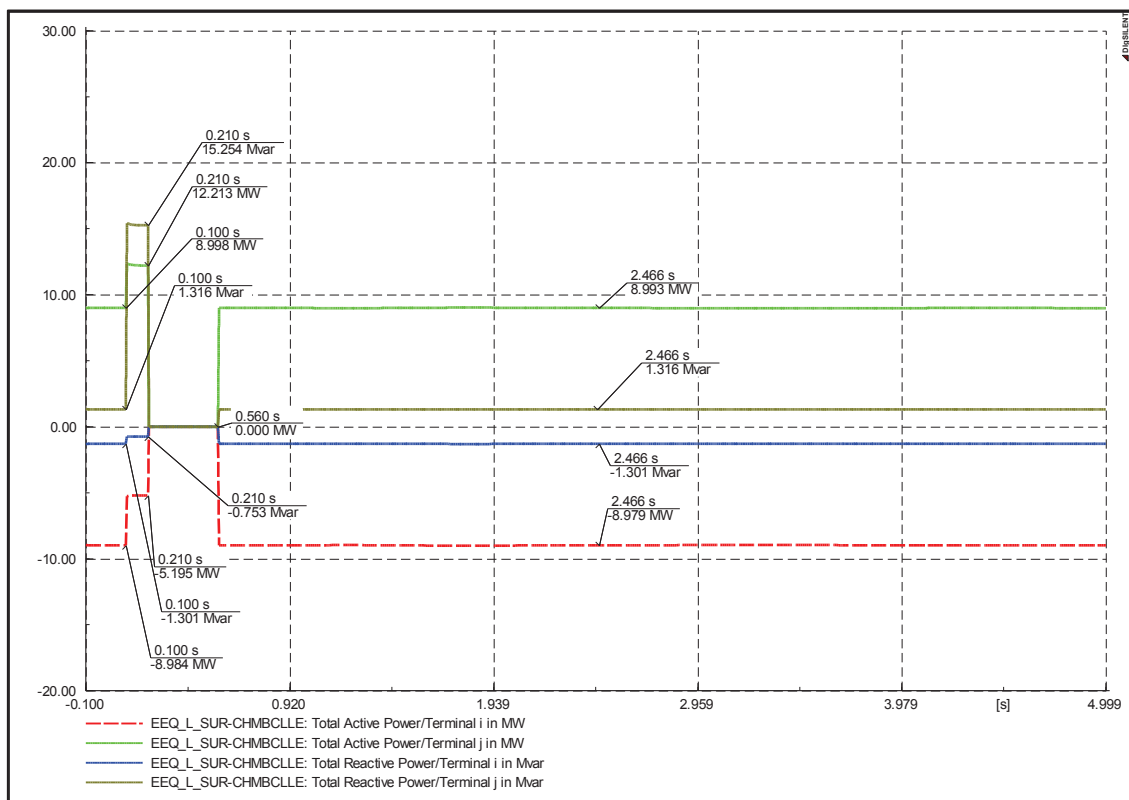
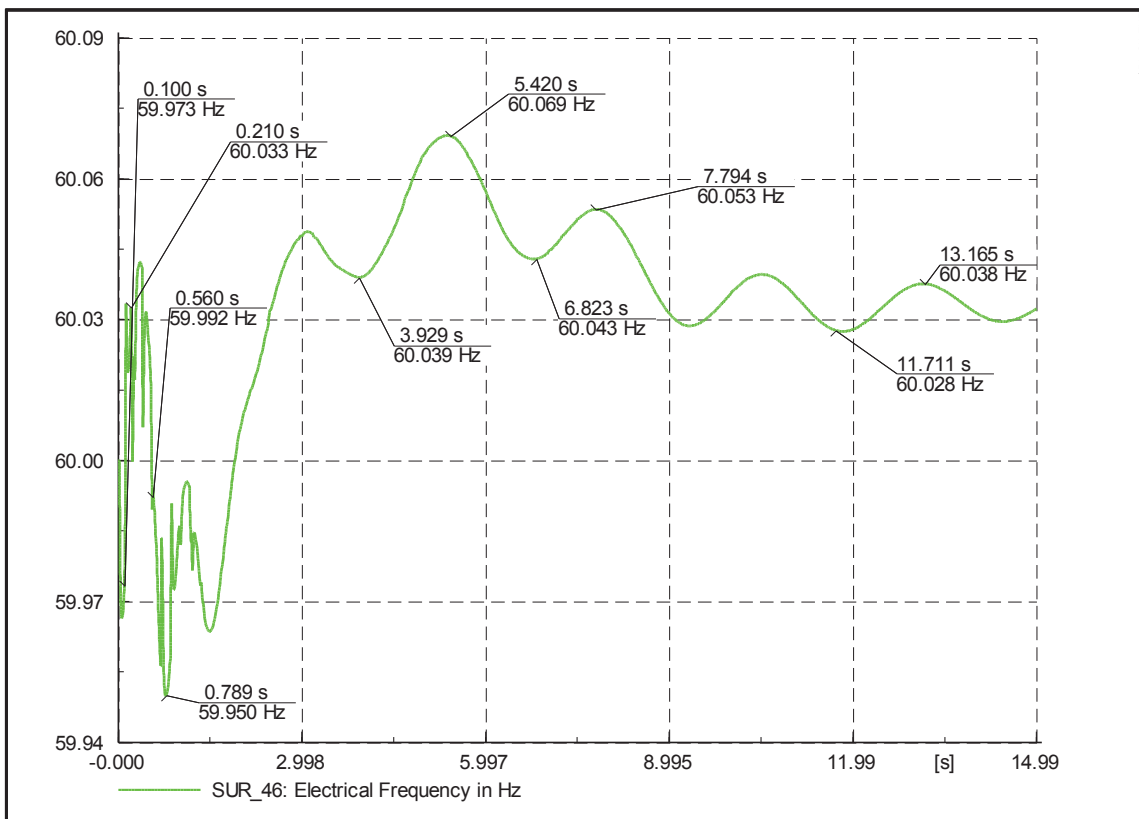


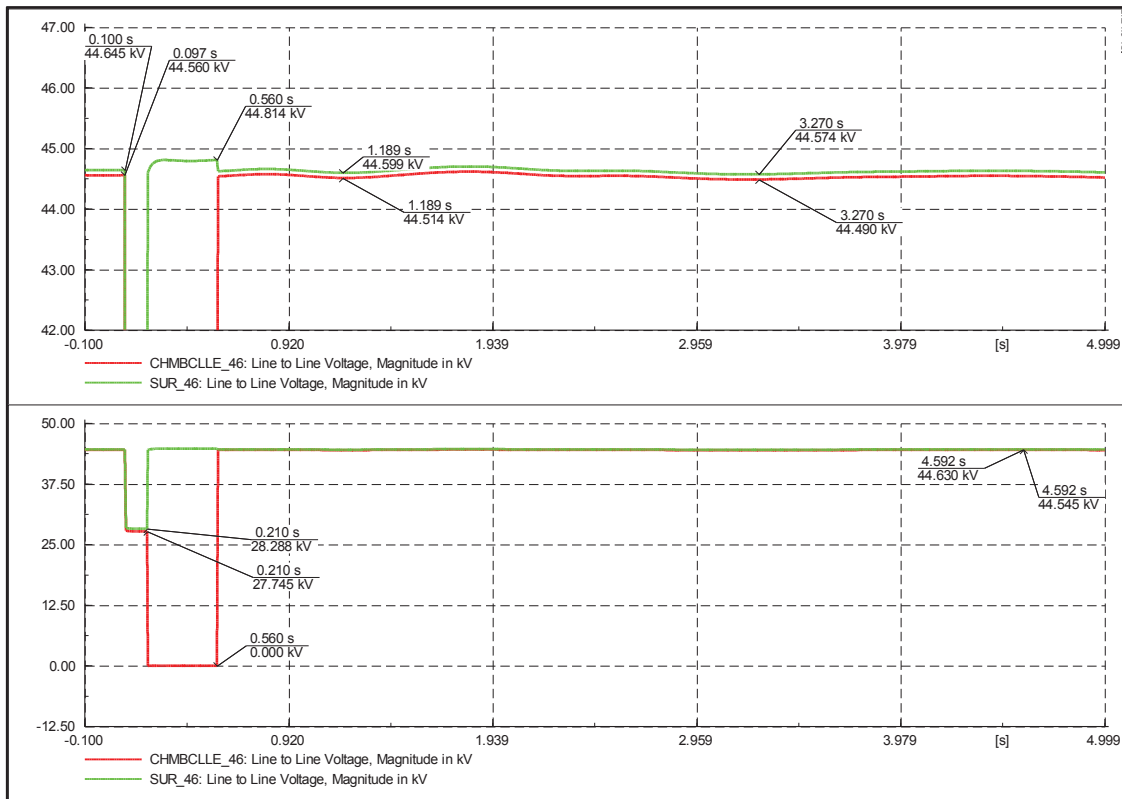




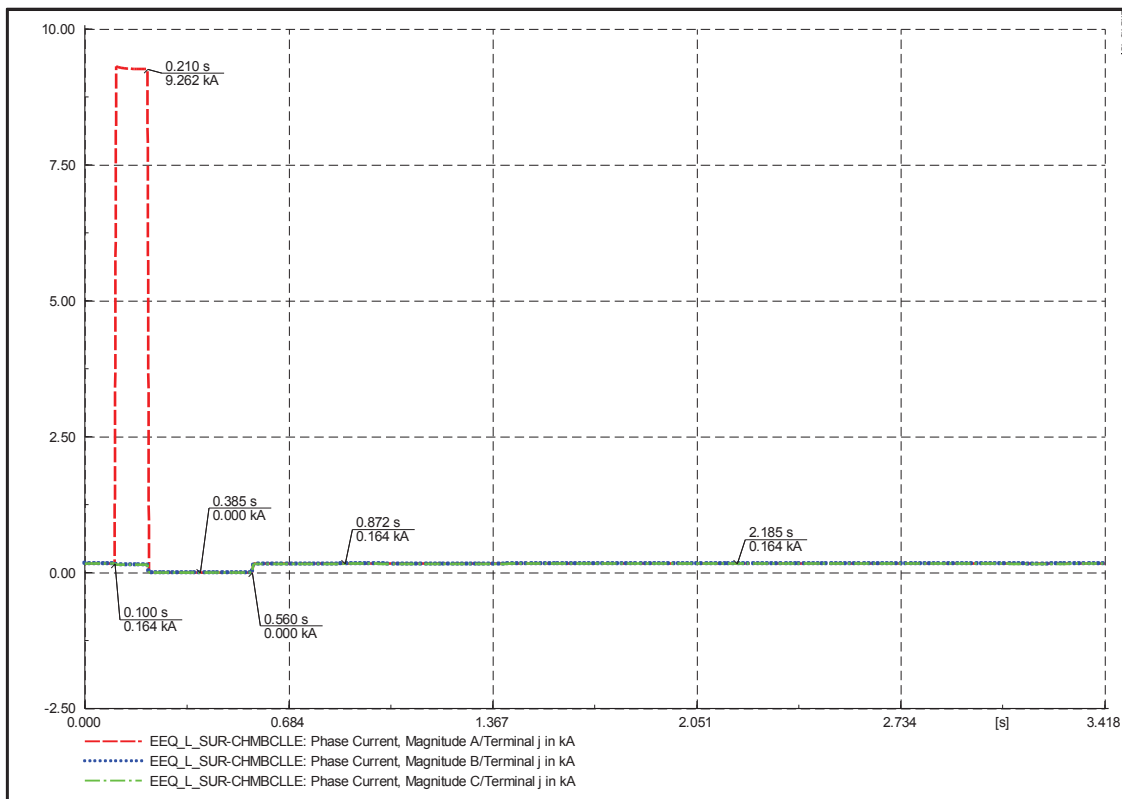
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

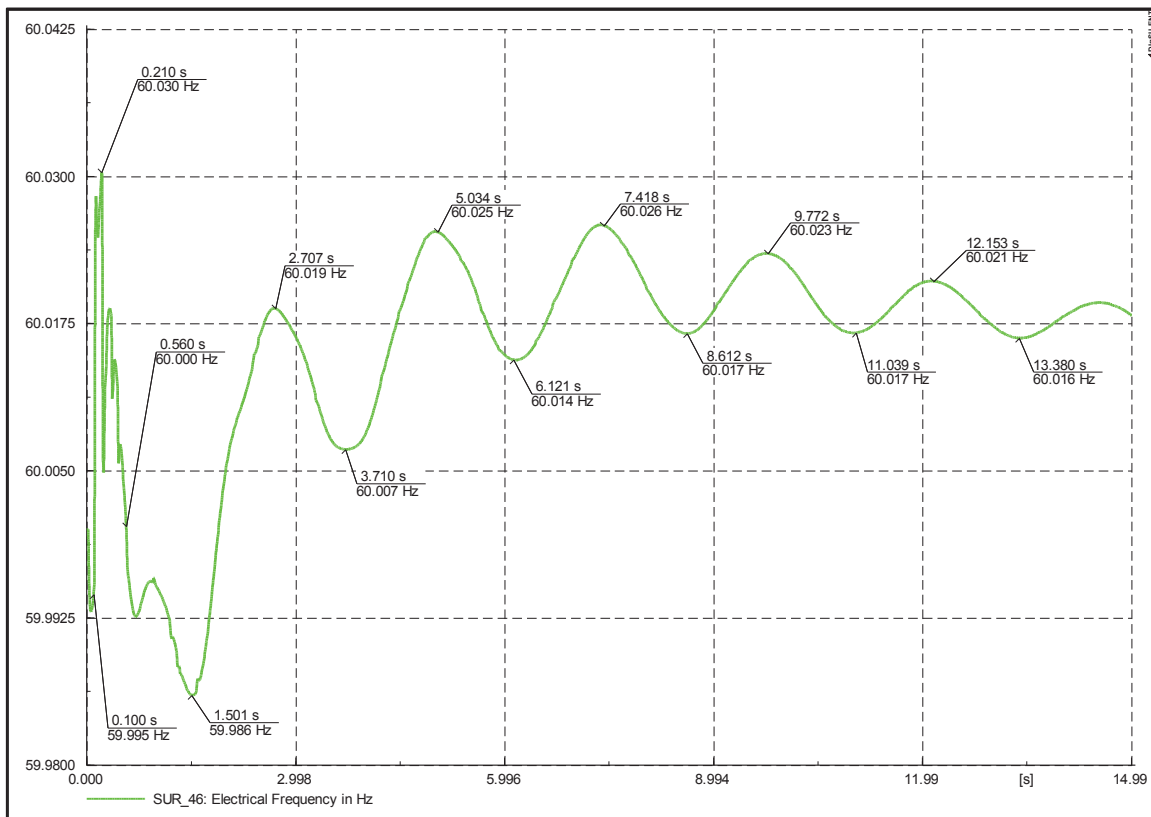
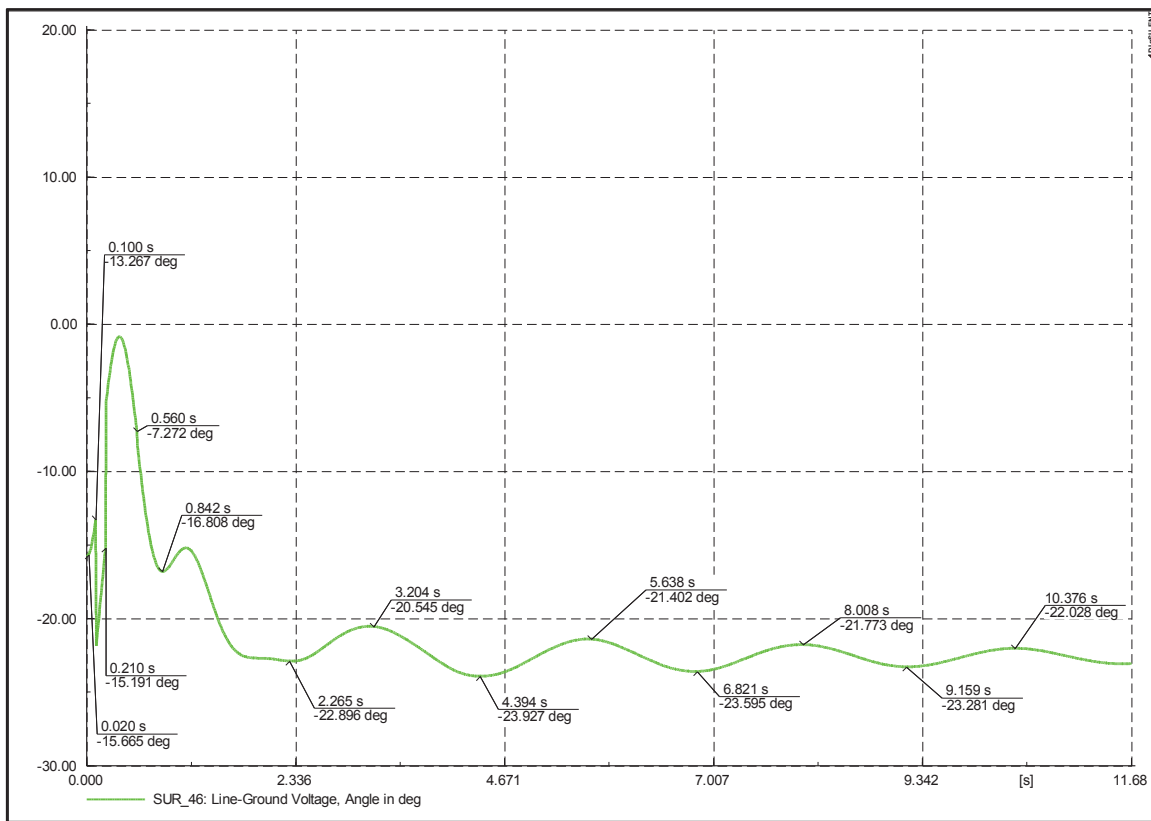


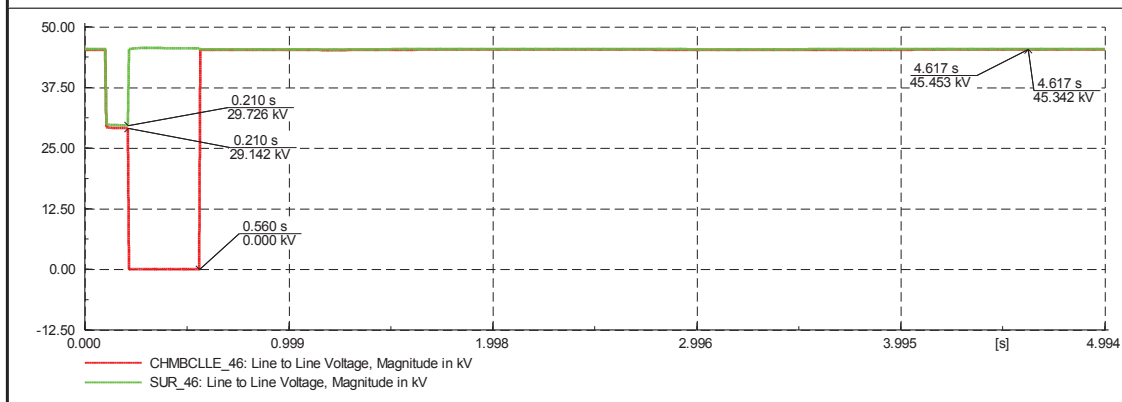
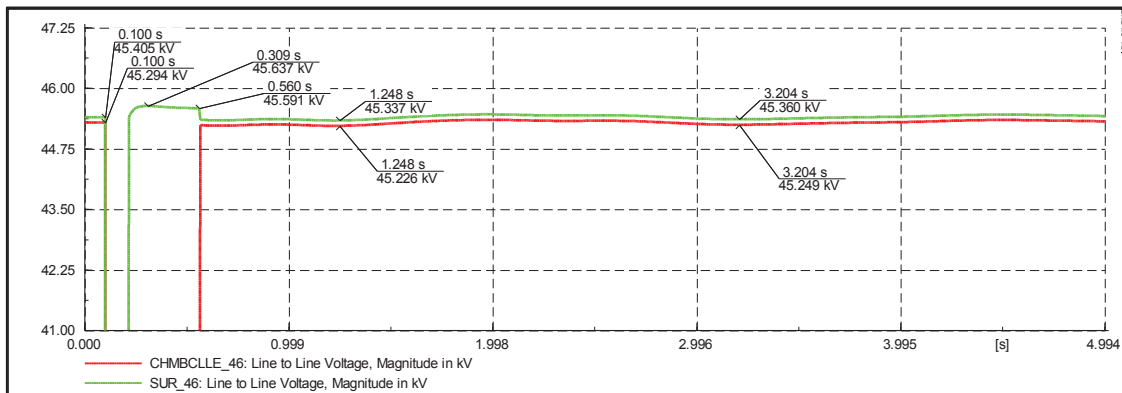
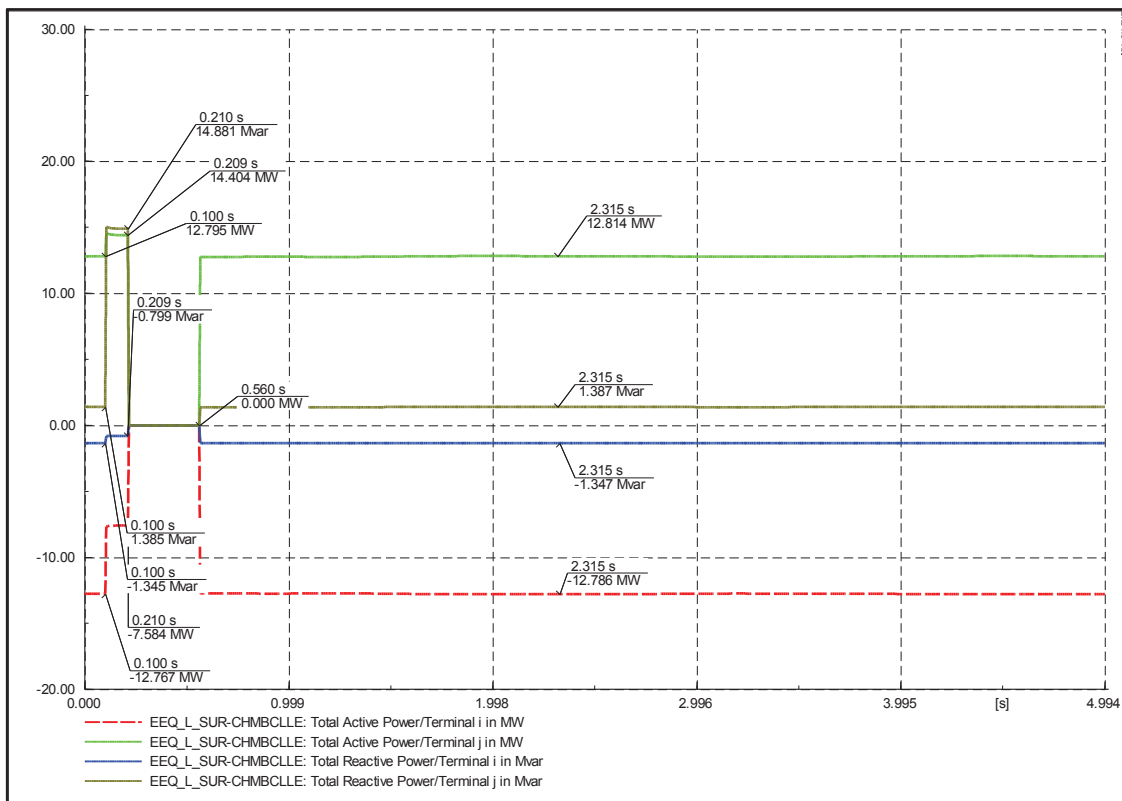




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



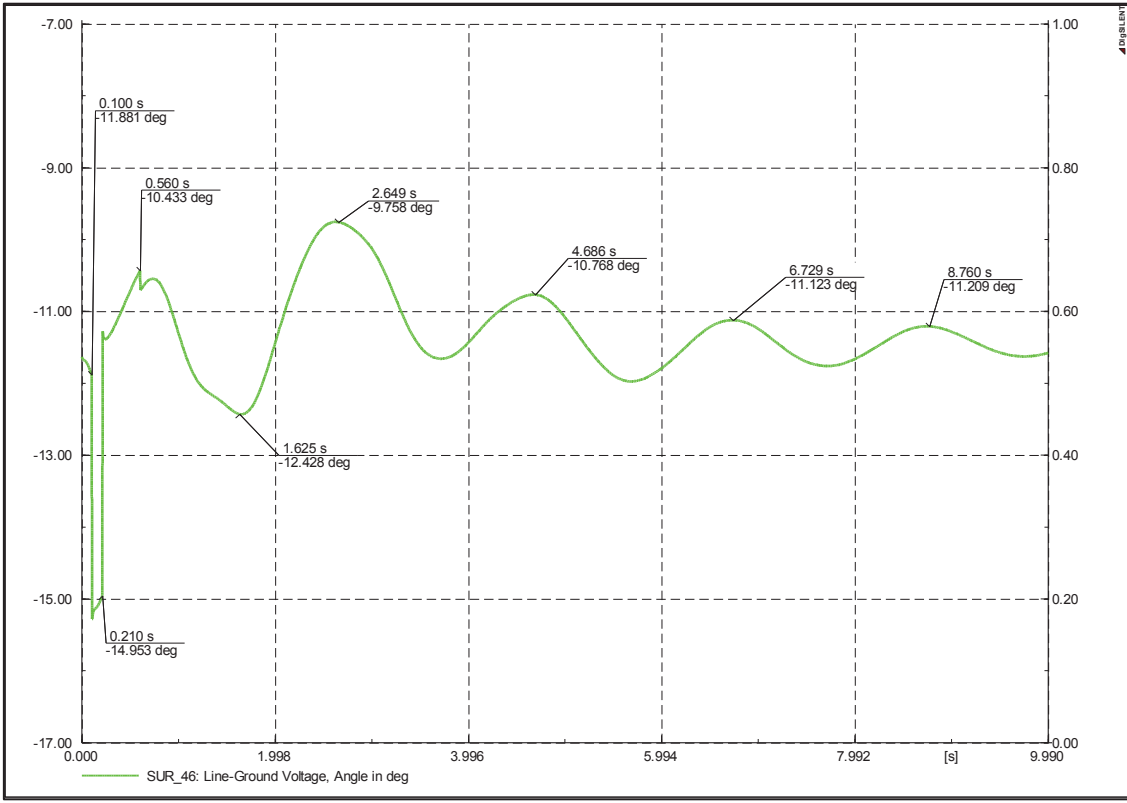
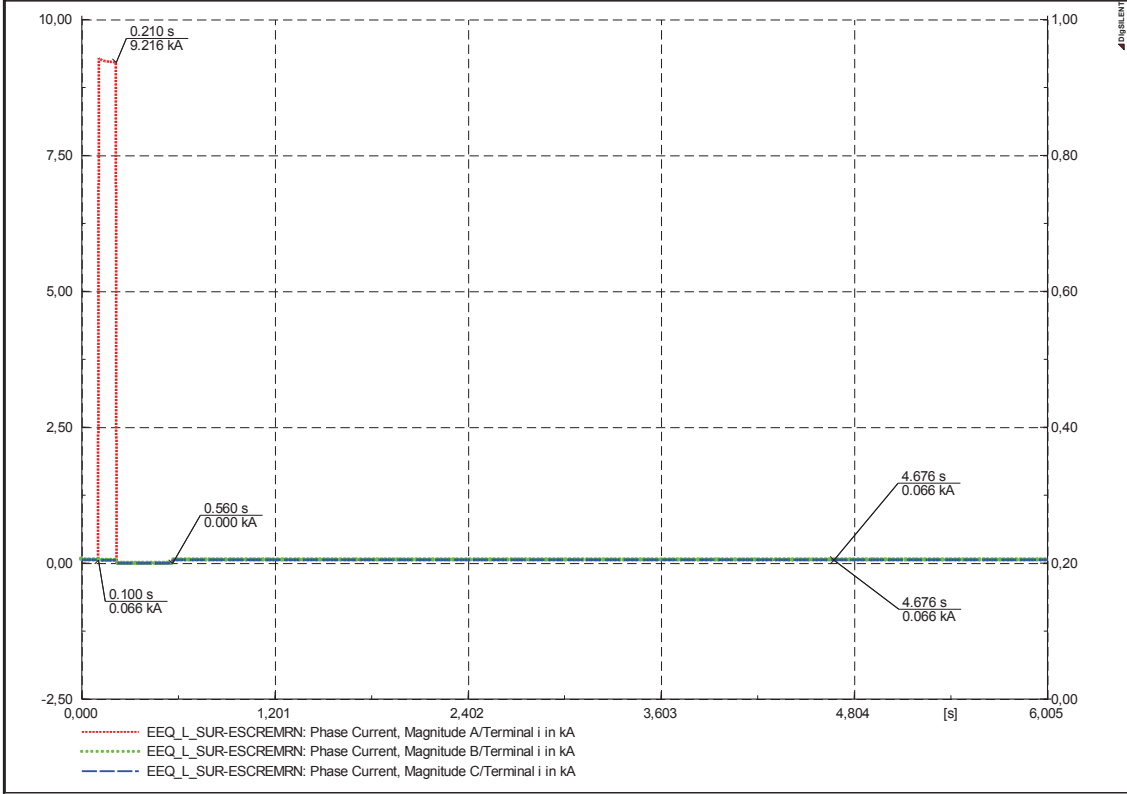


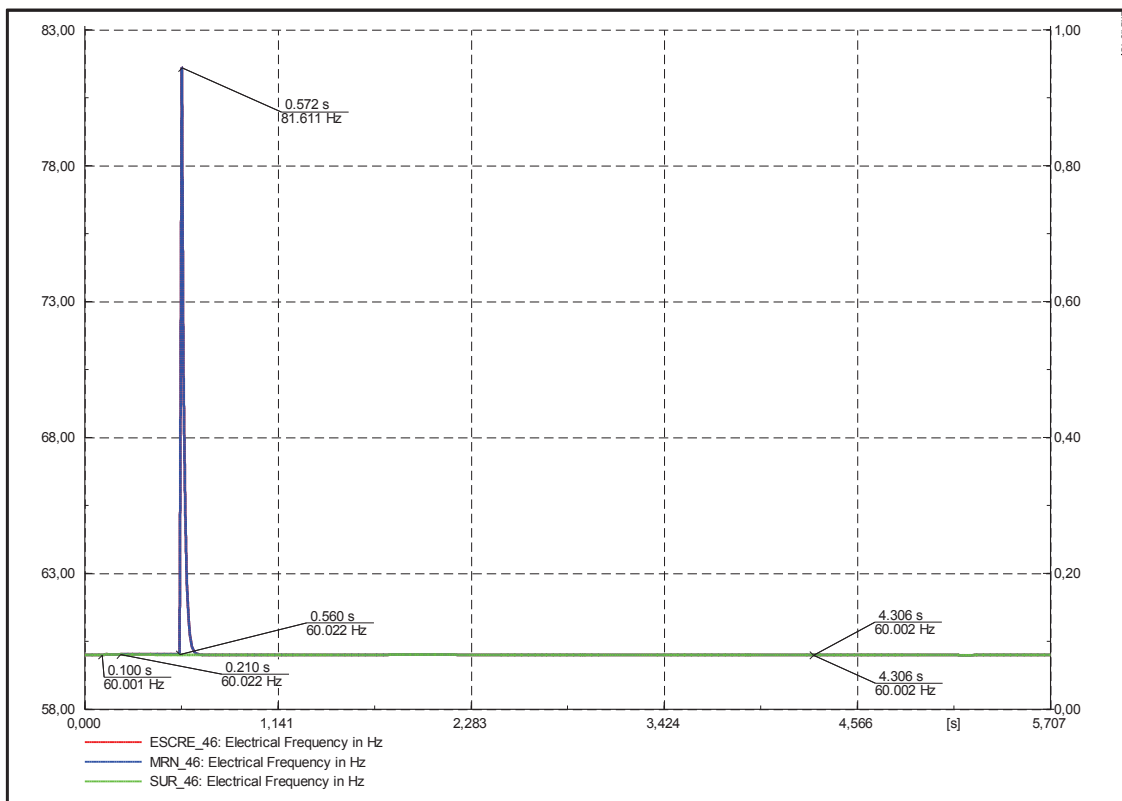
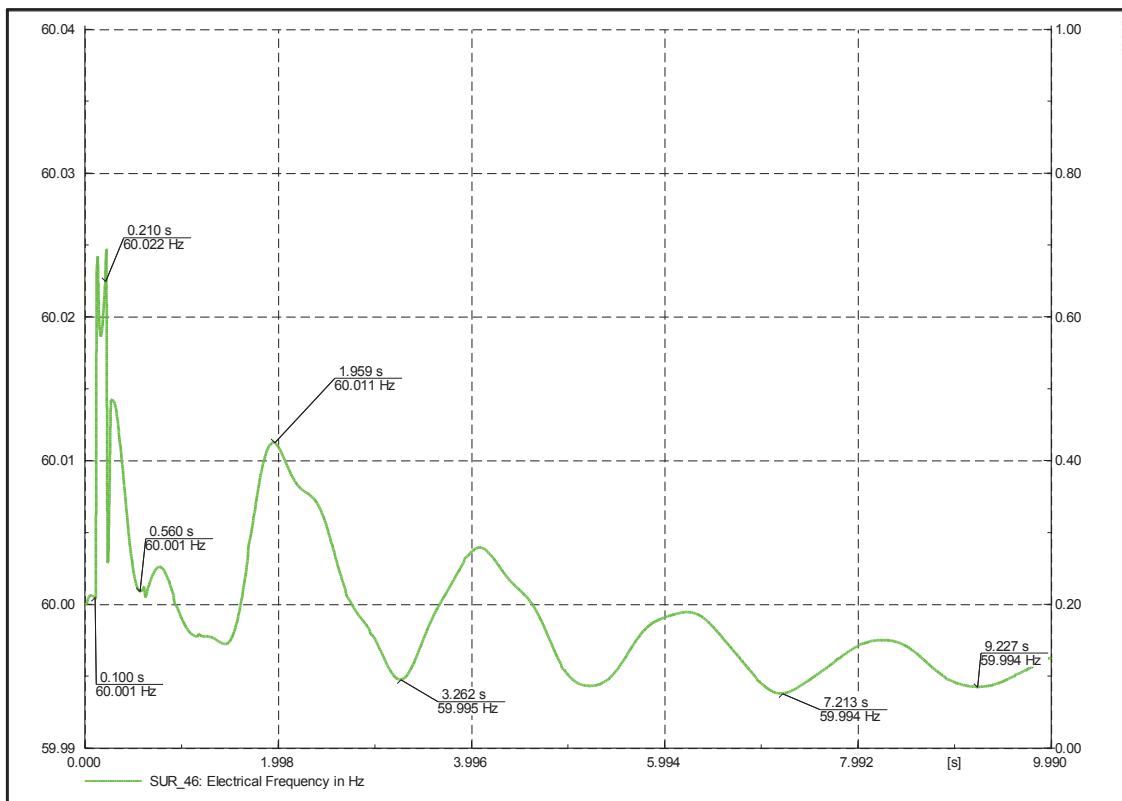


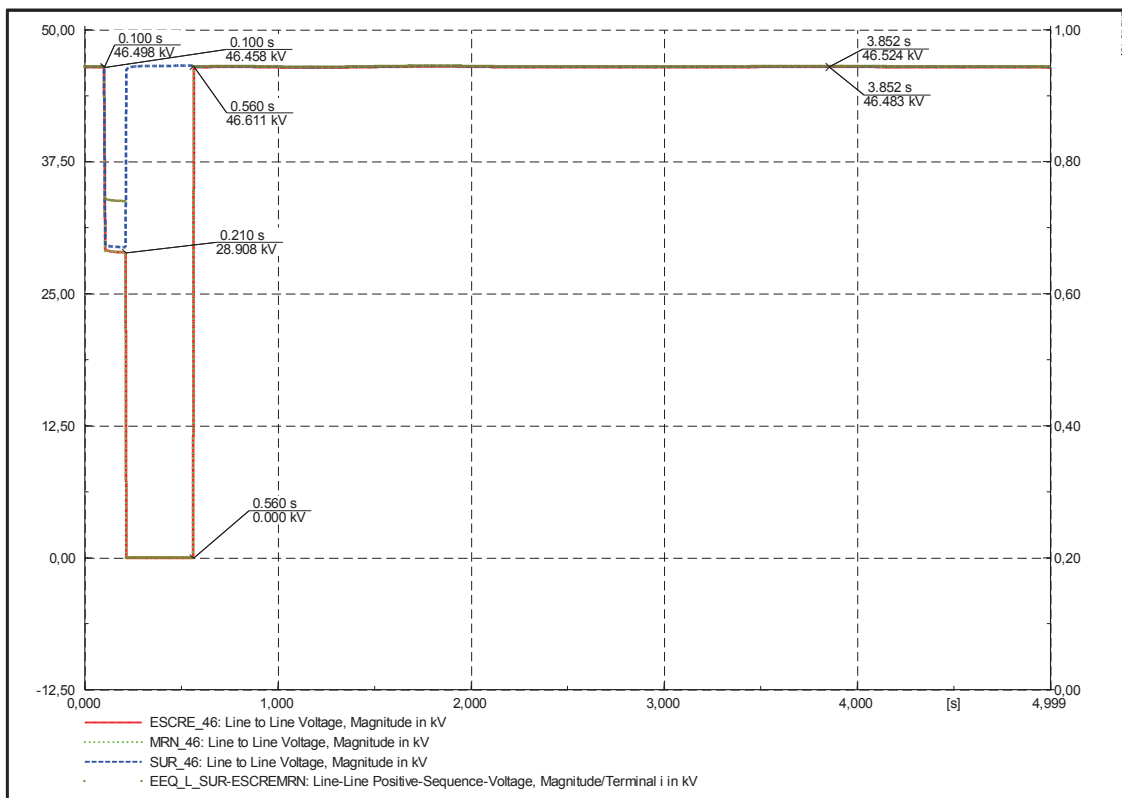
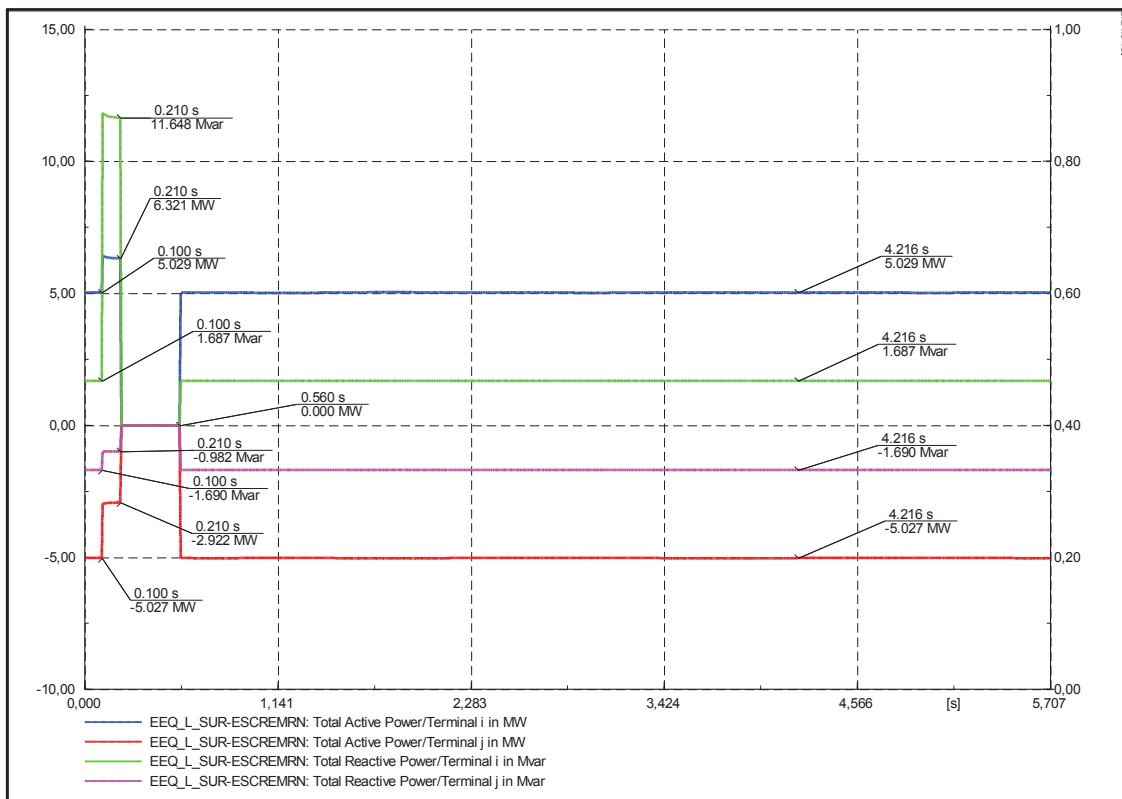
Línea Sur – Escuela Sucre \_ Marín



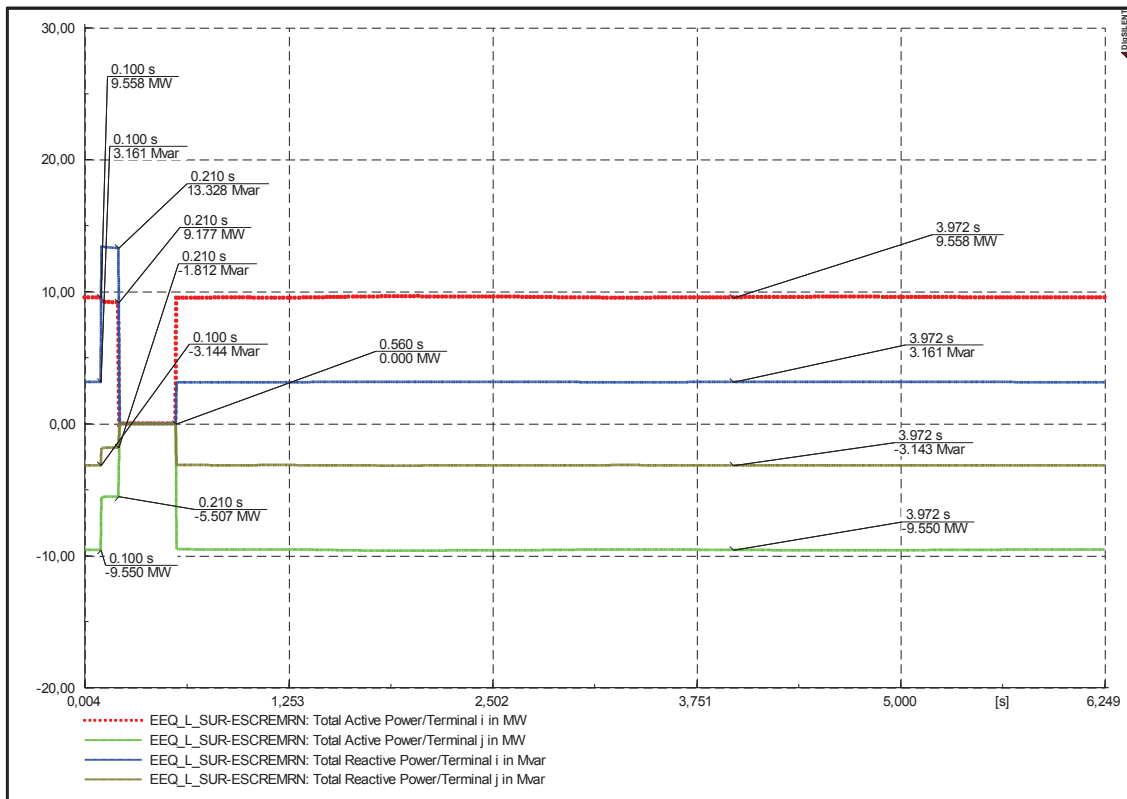
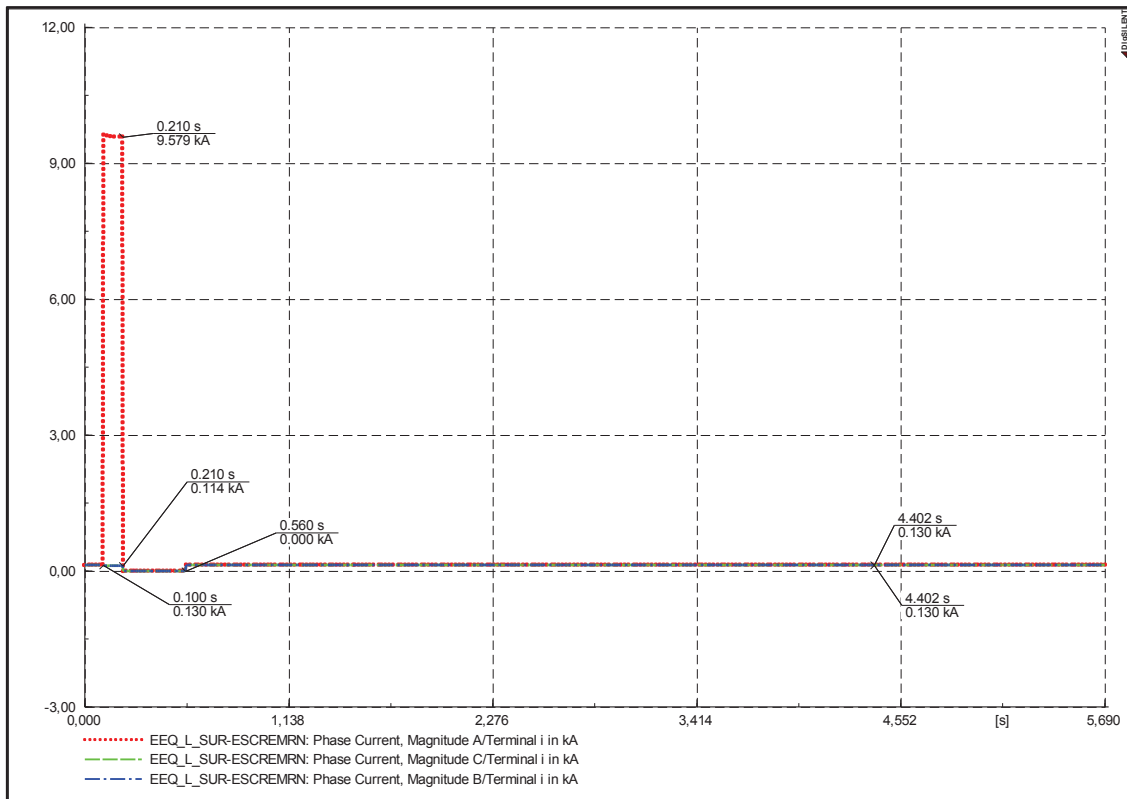
### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

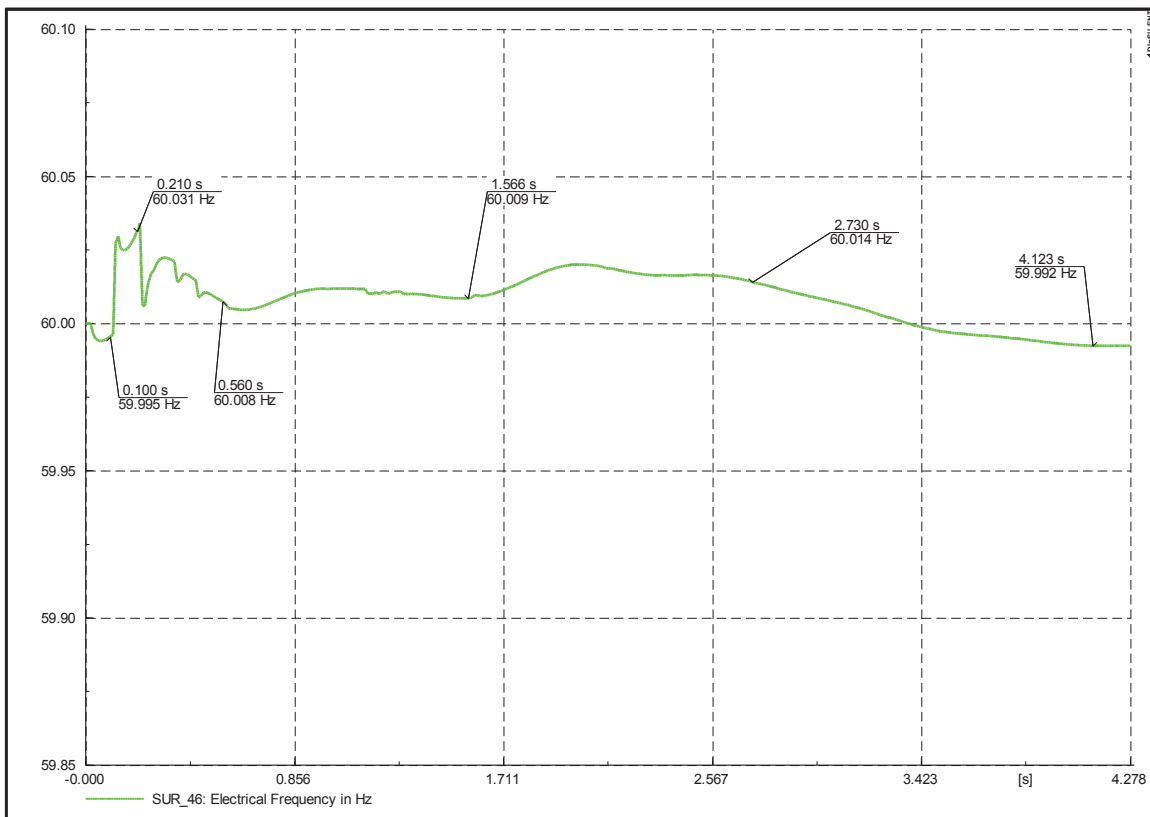
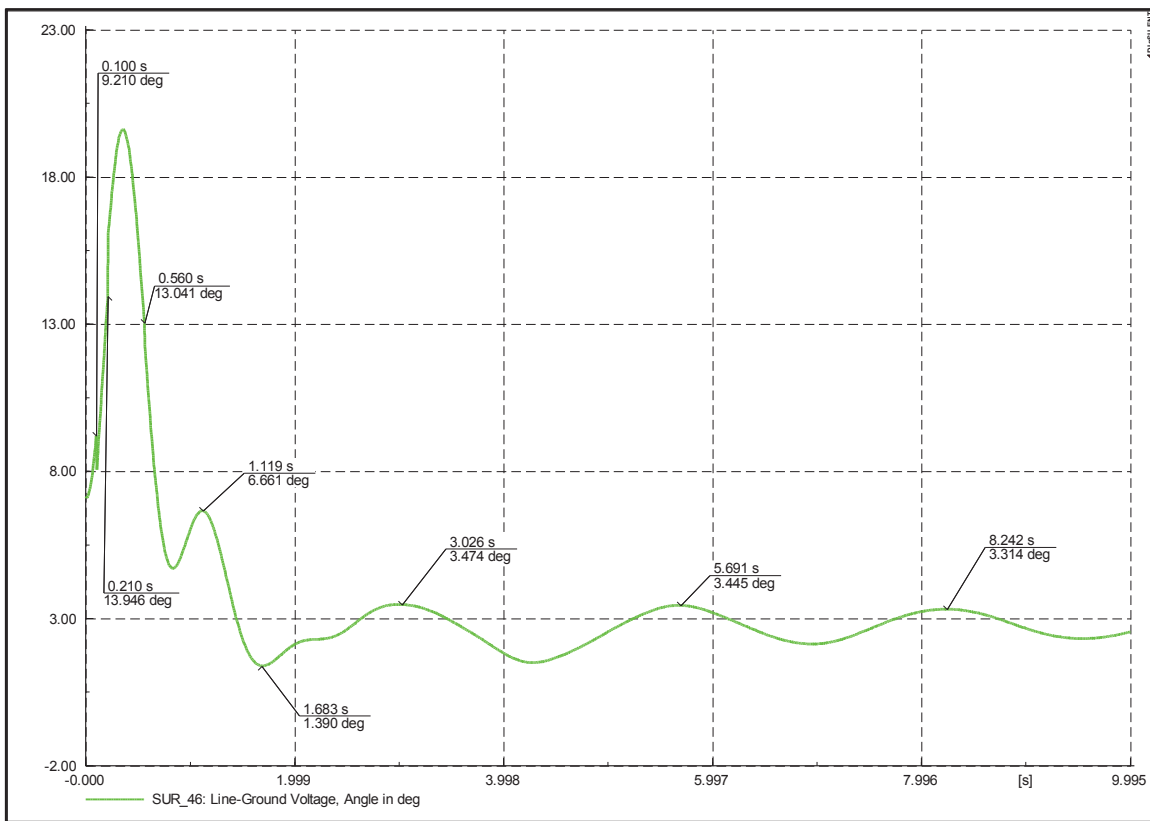


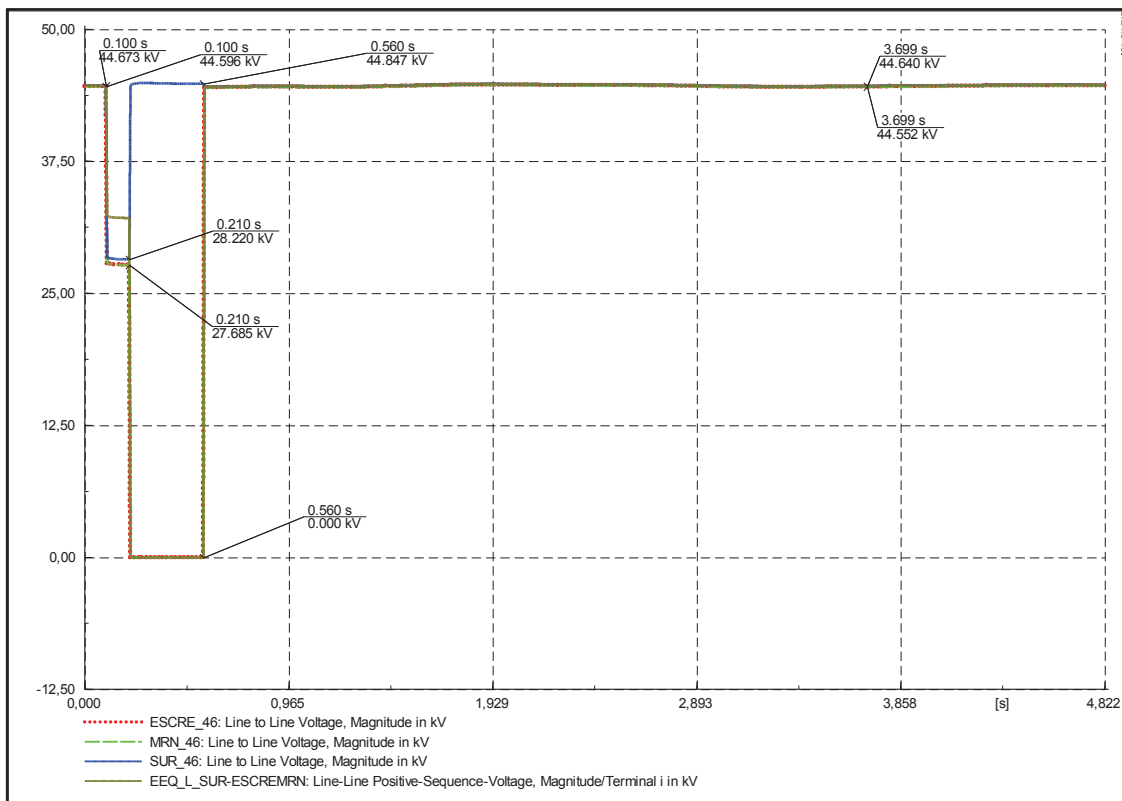




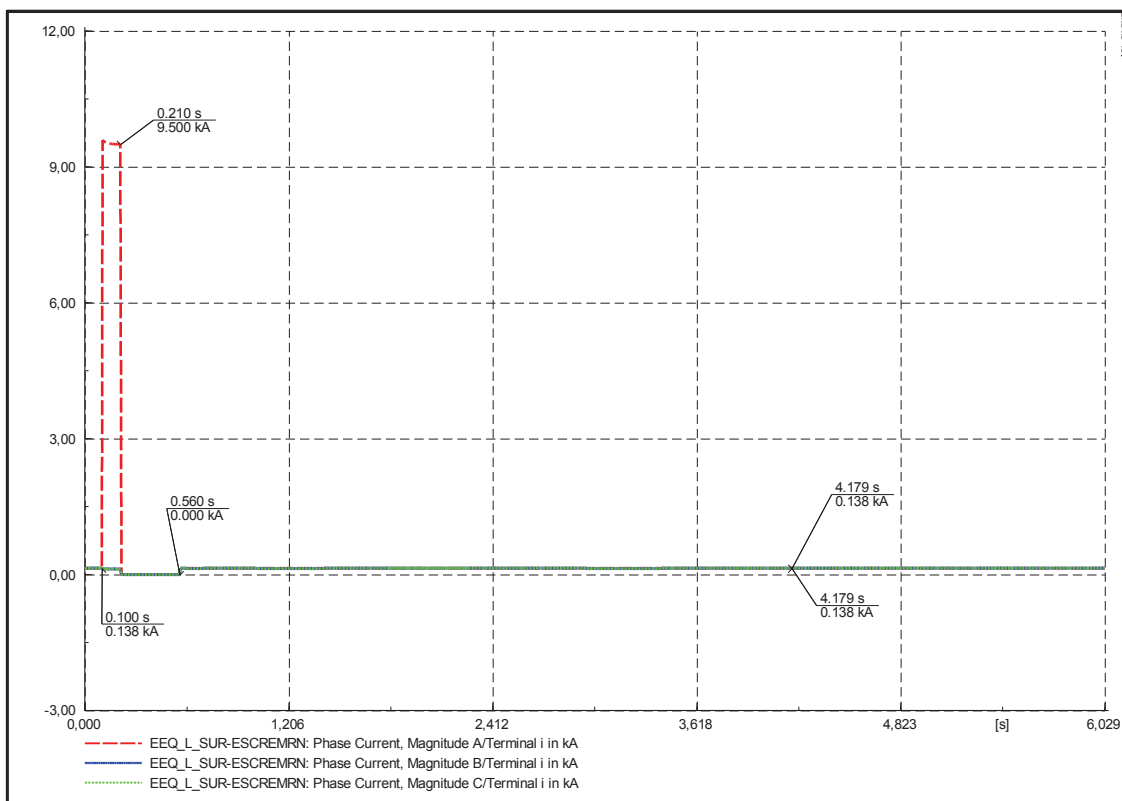
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

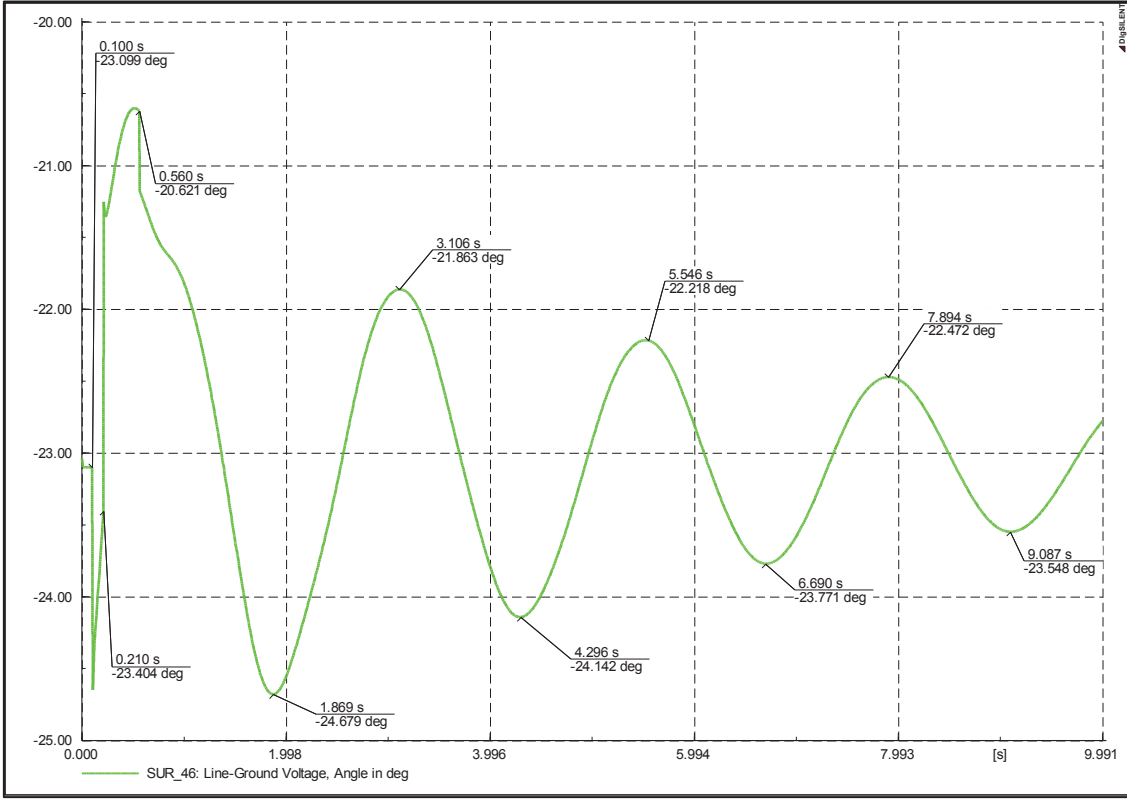
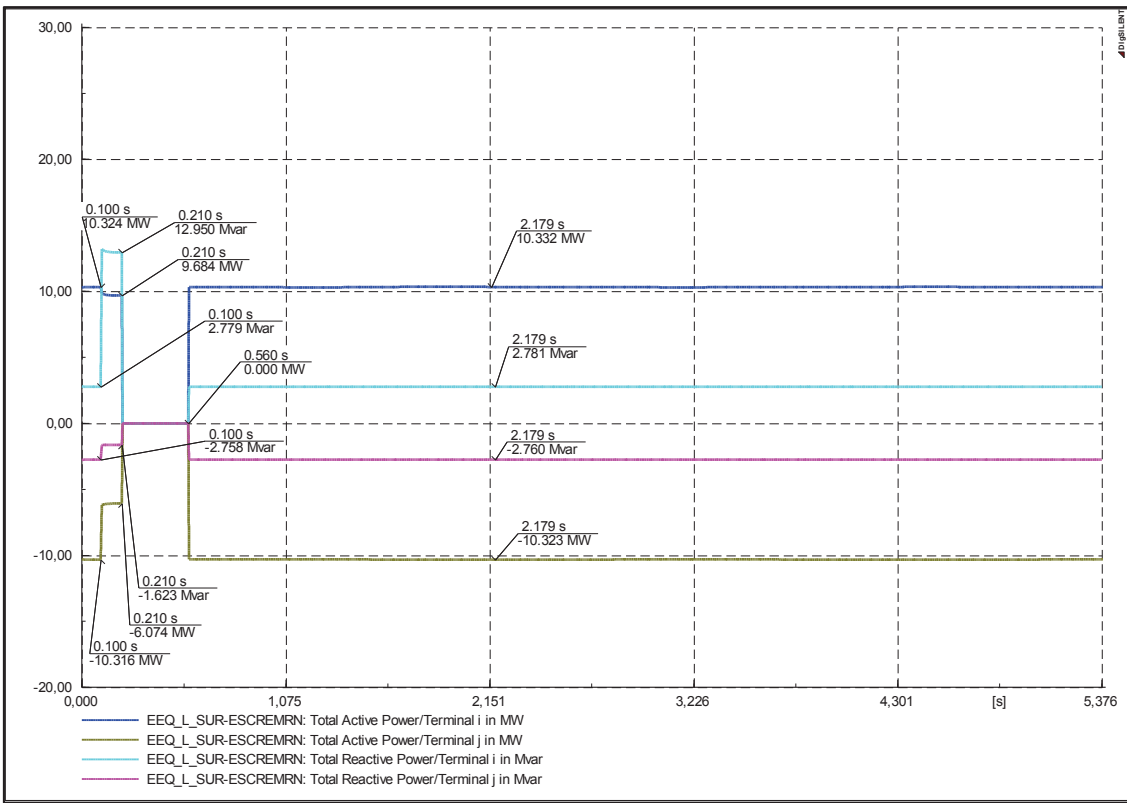


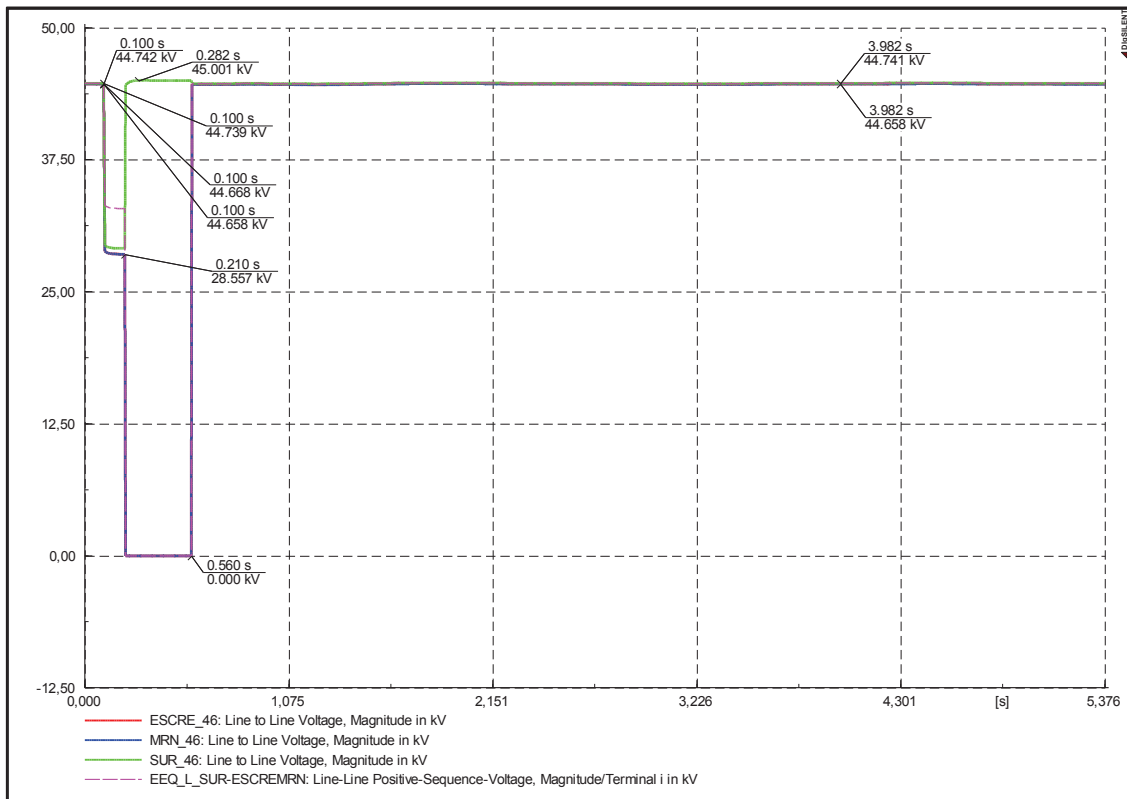
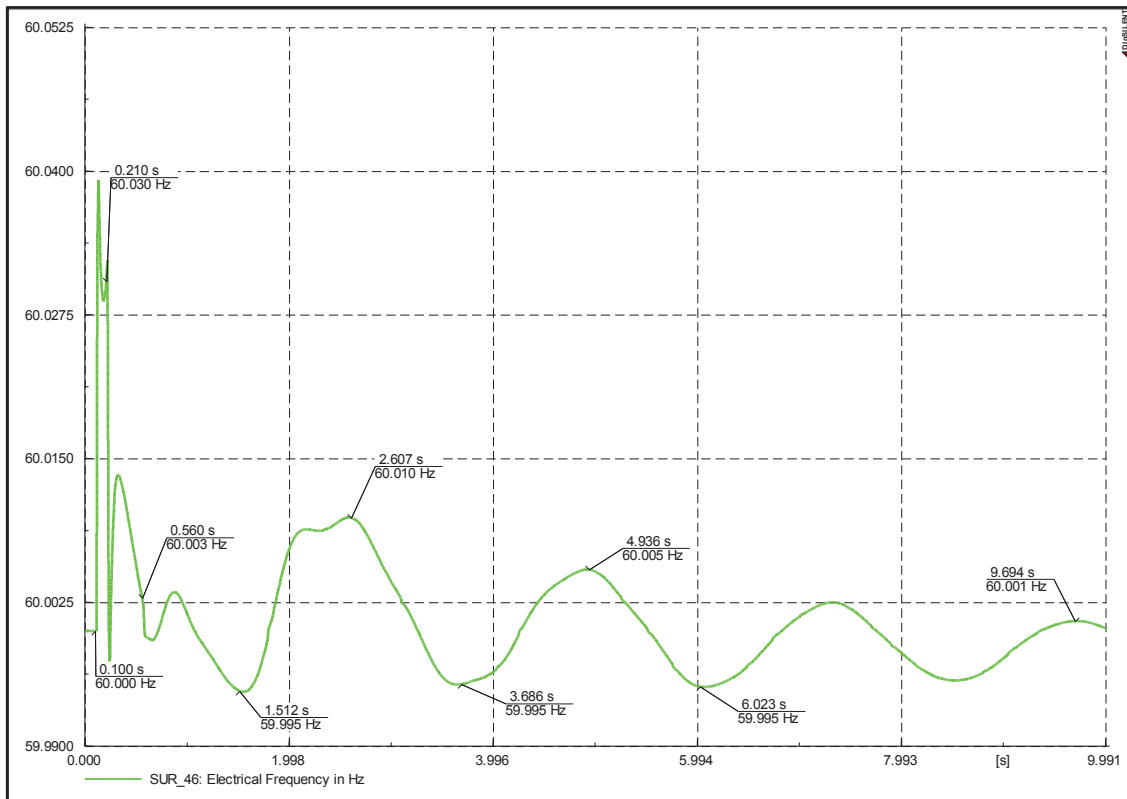




**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

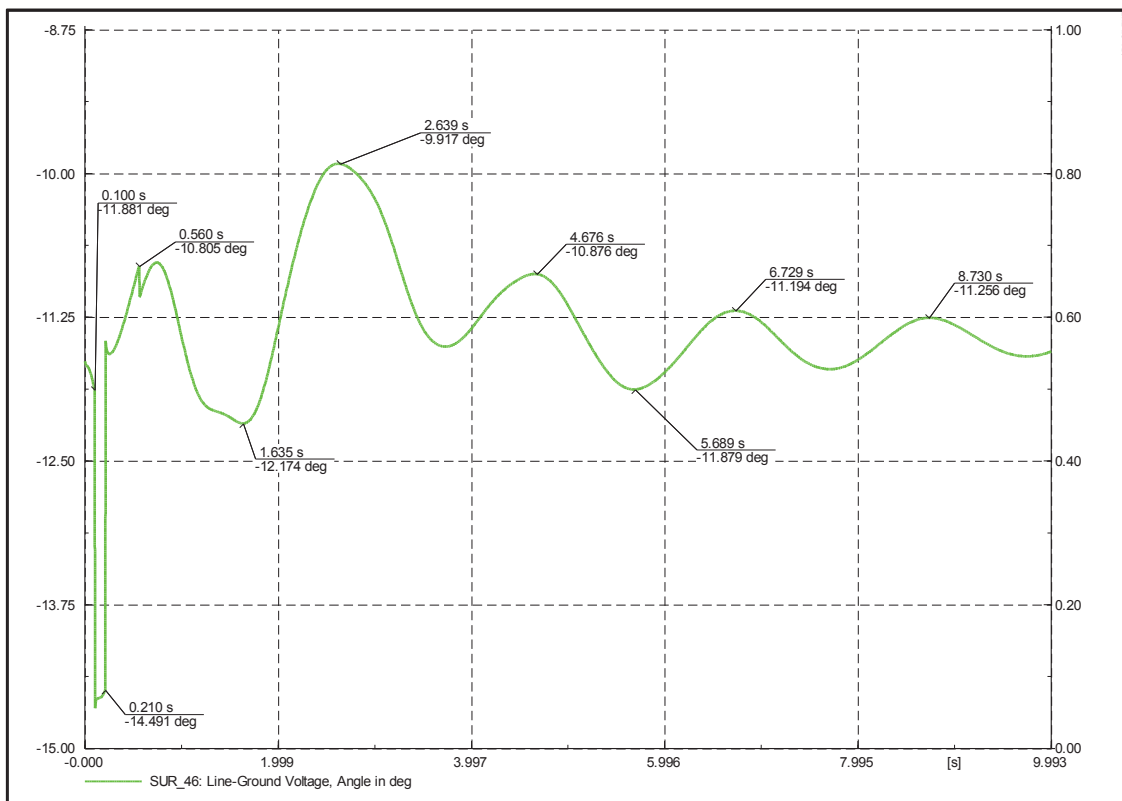
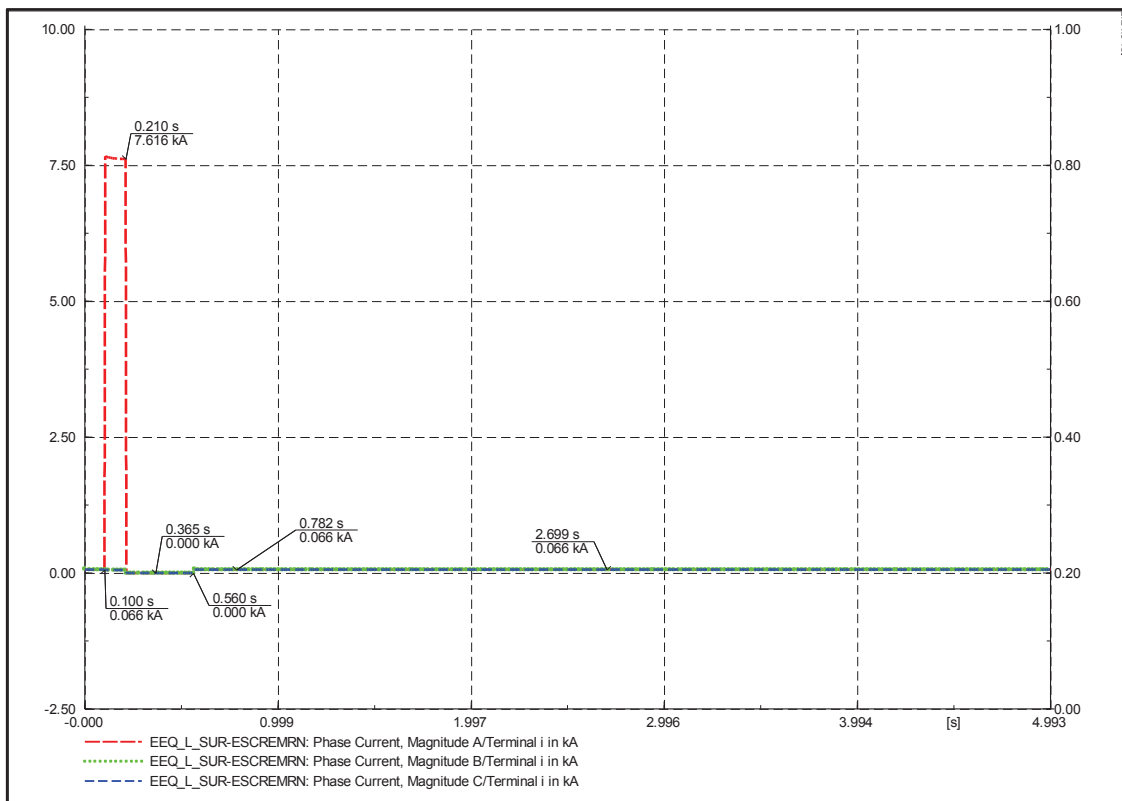


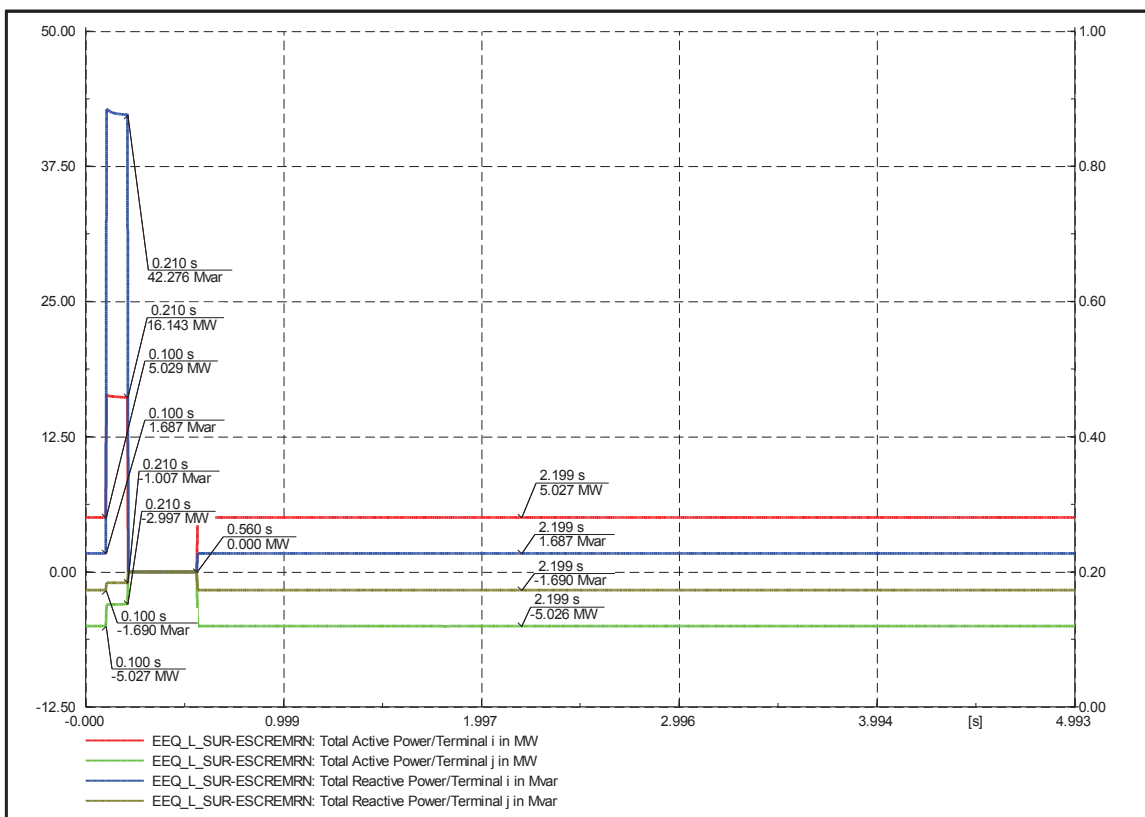
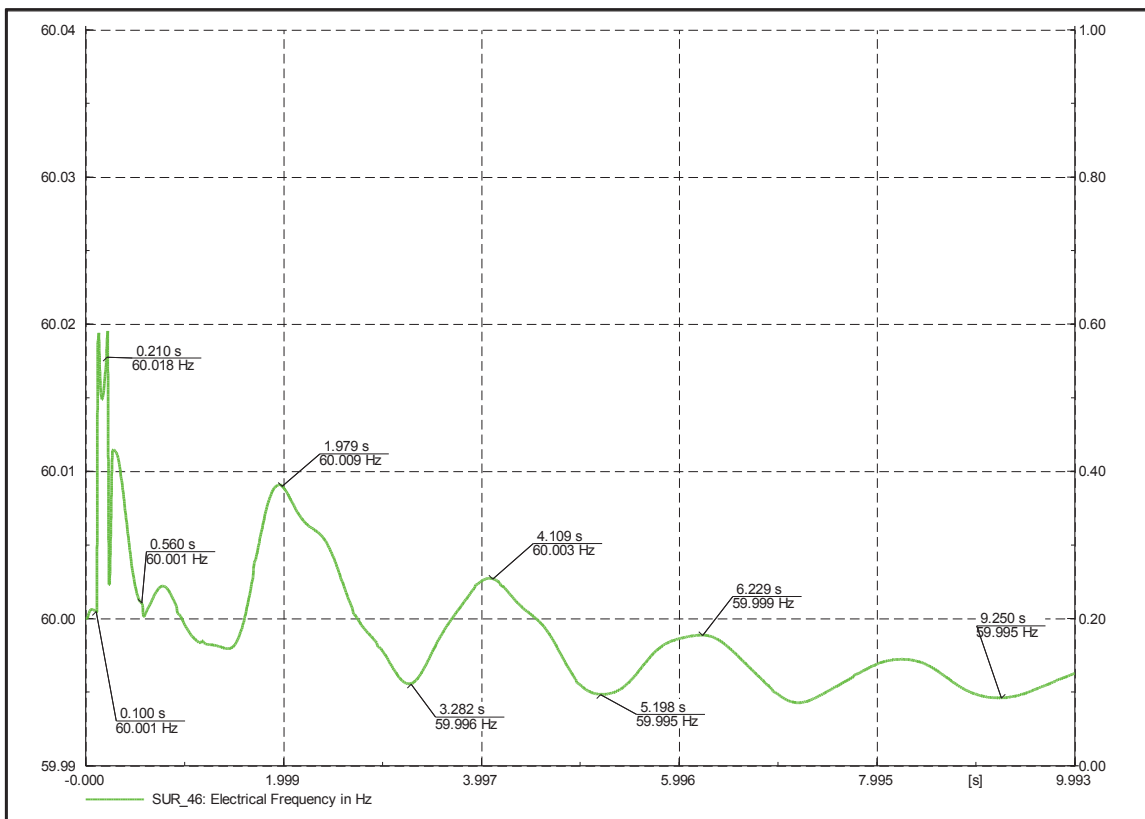


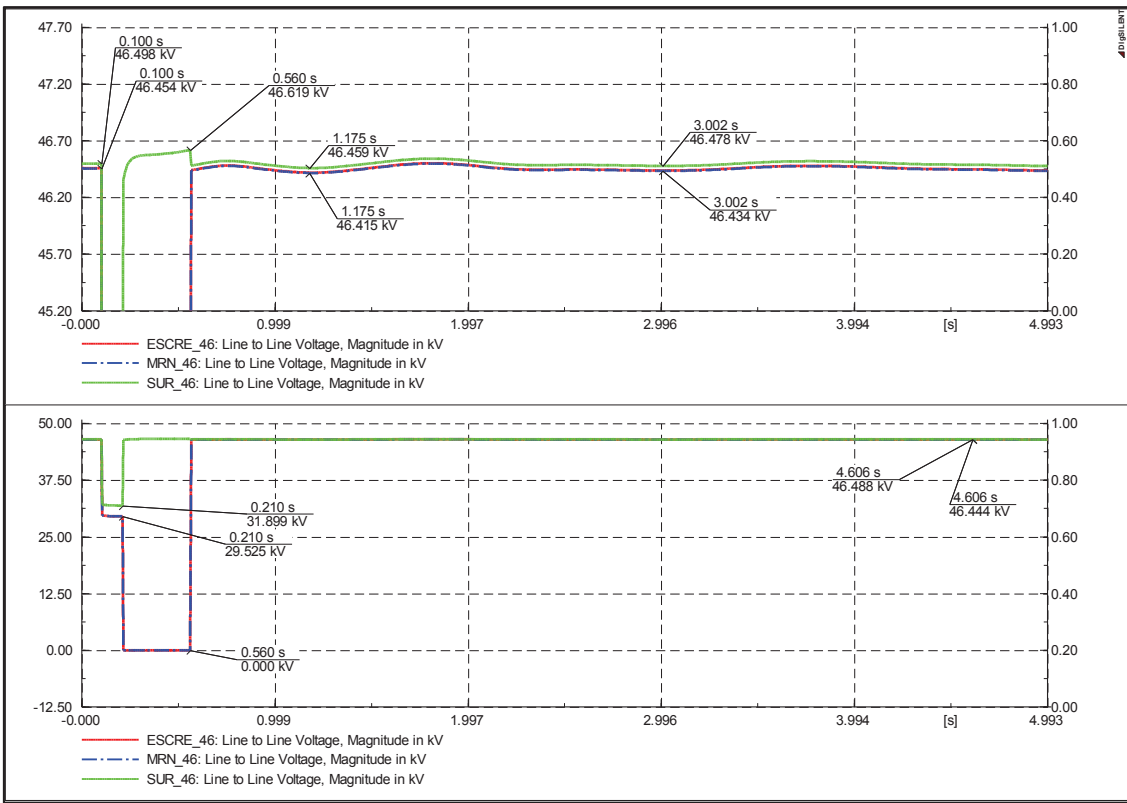


**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

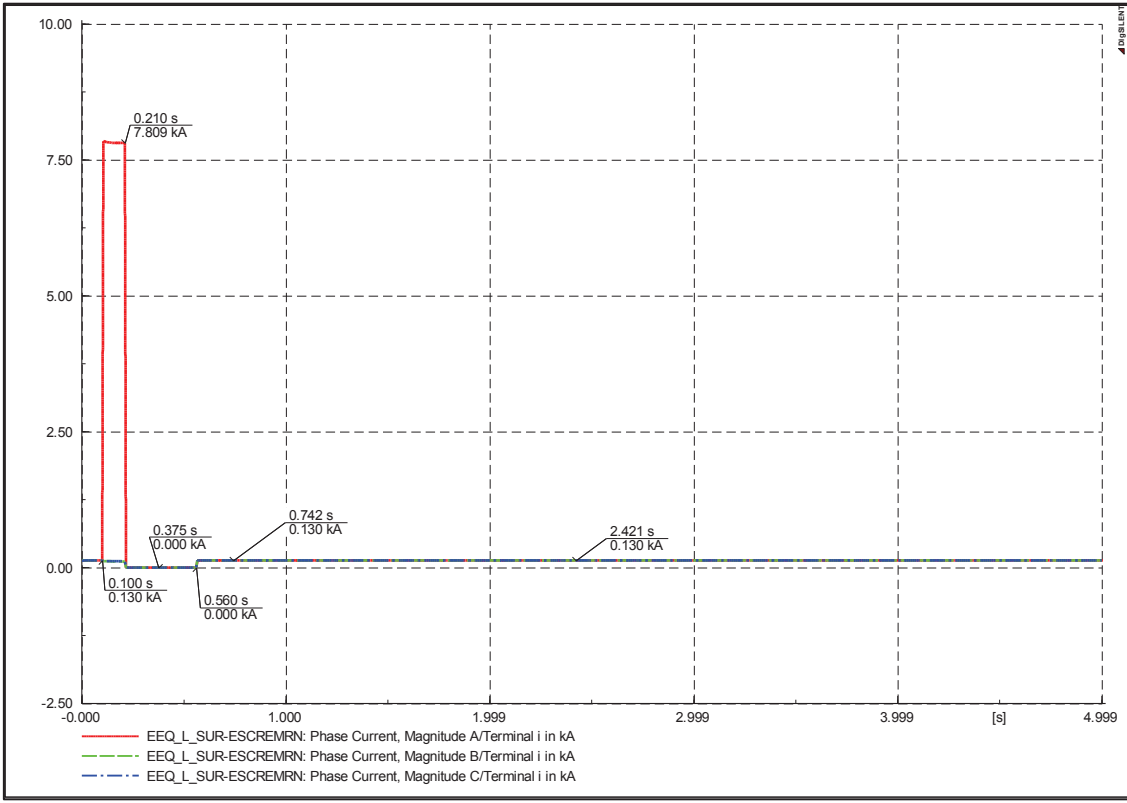


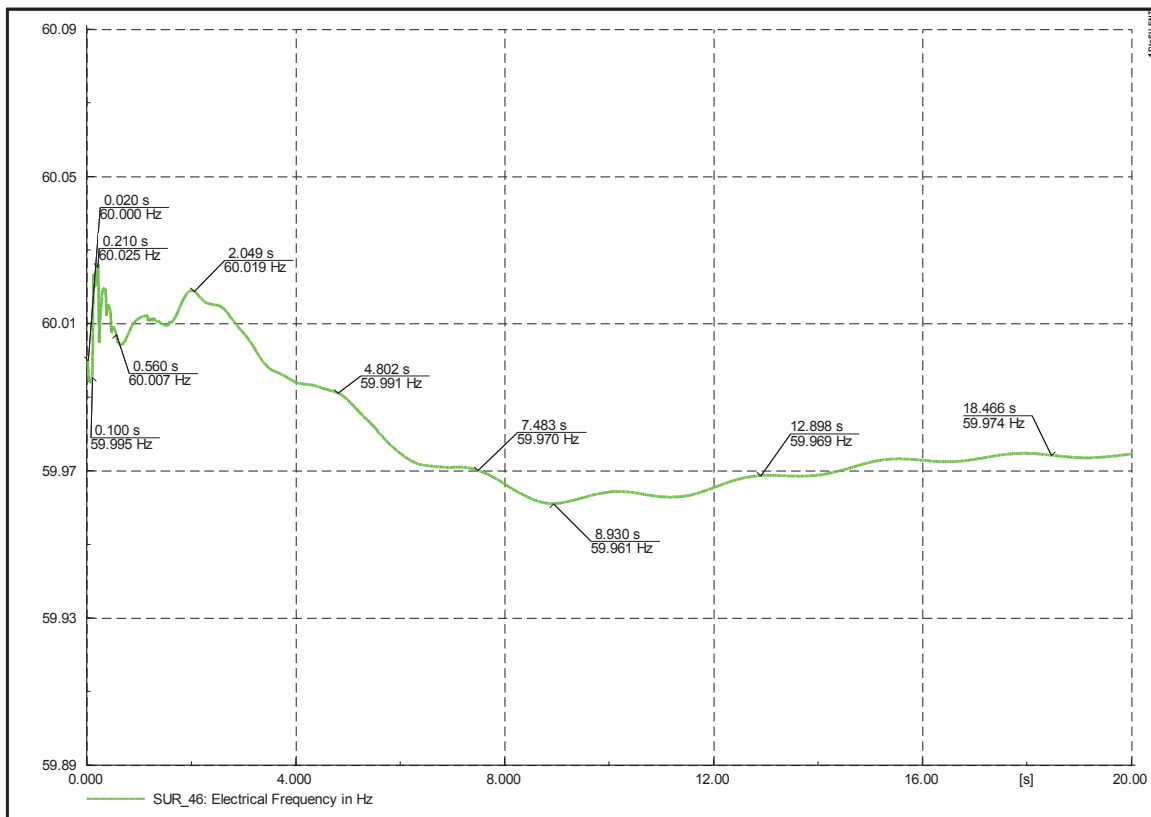
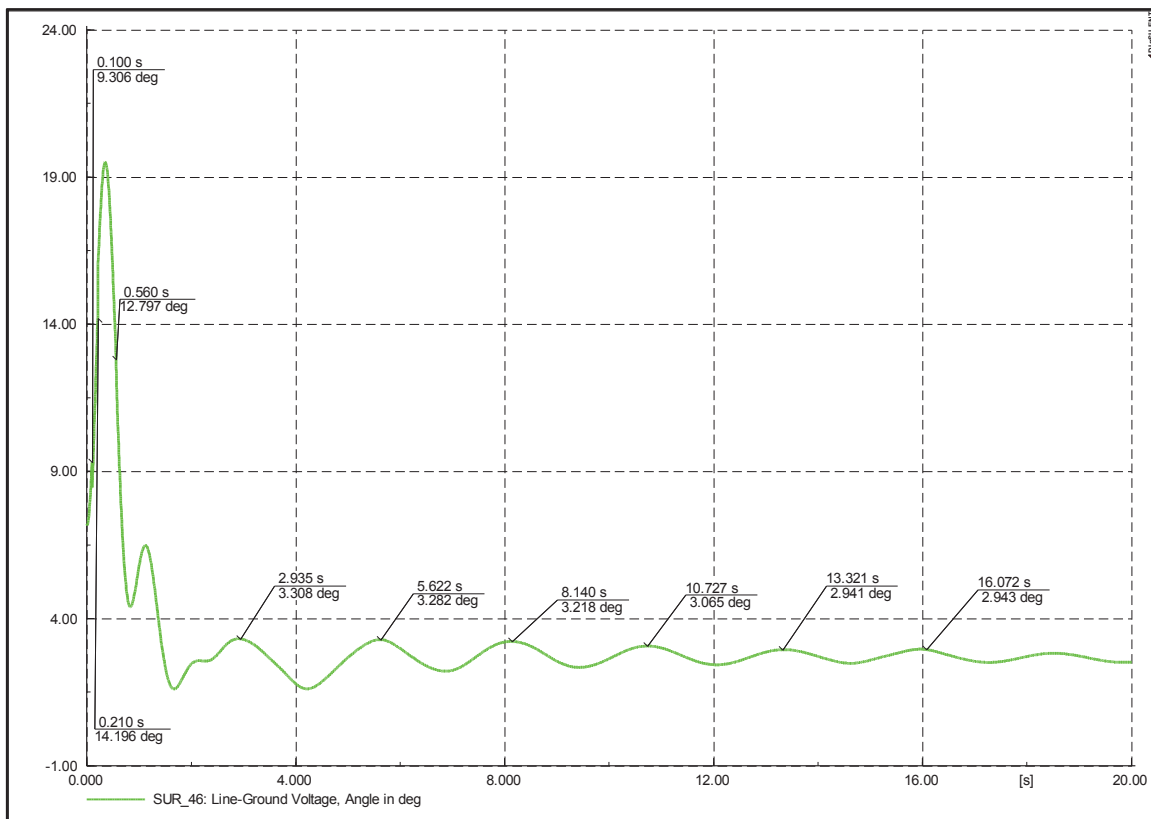


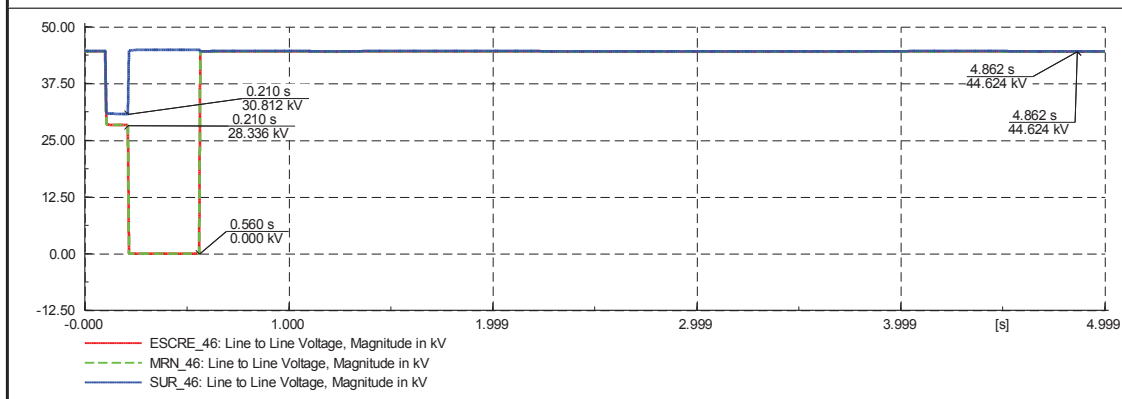
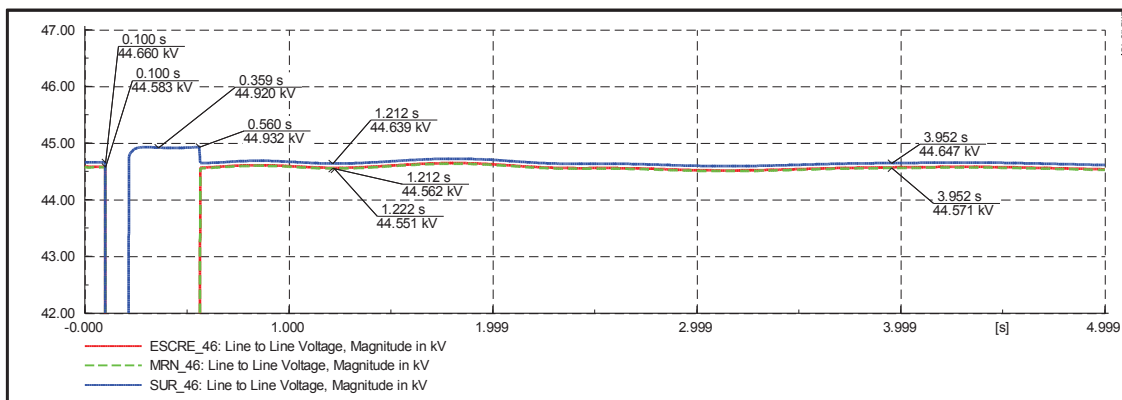
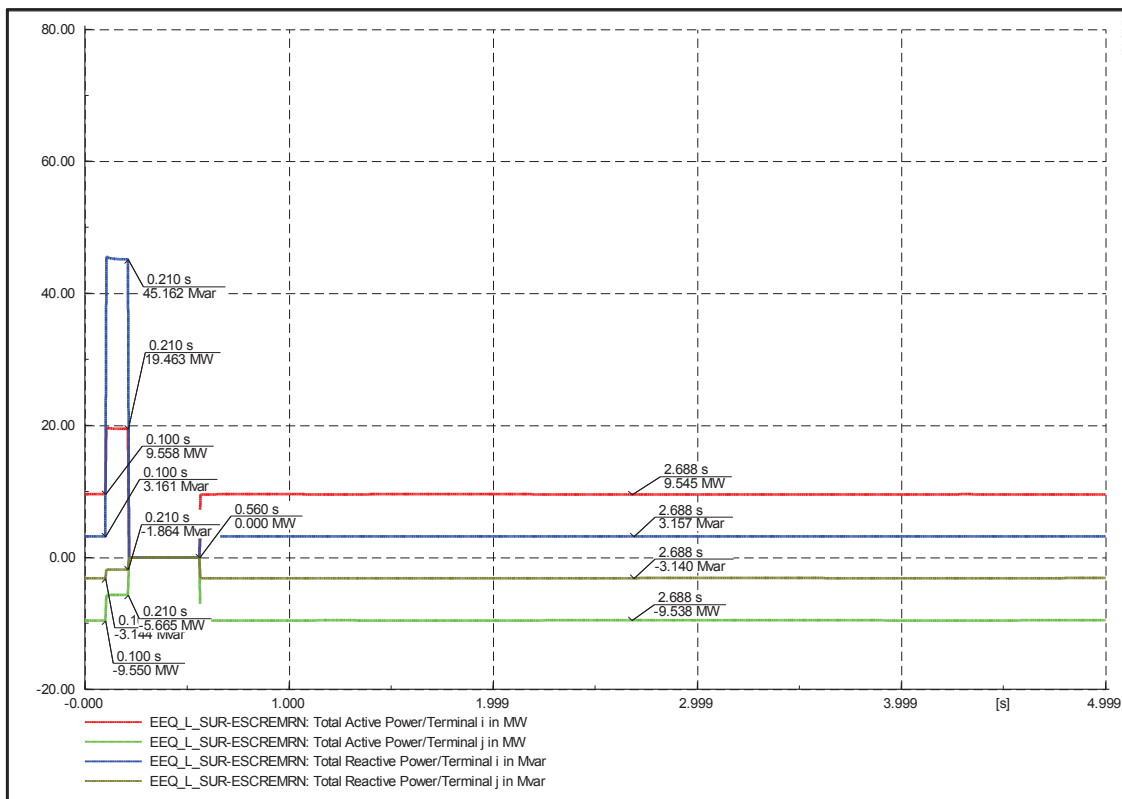




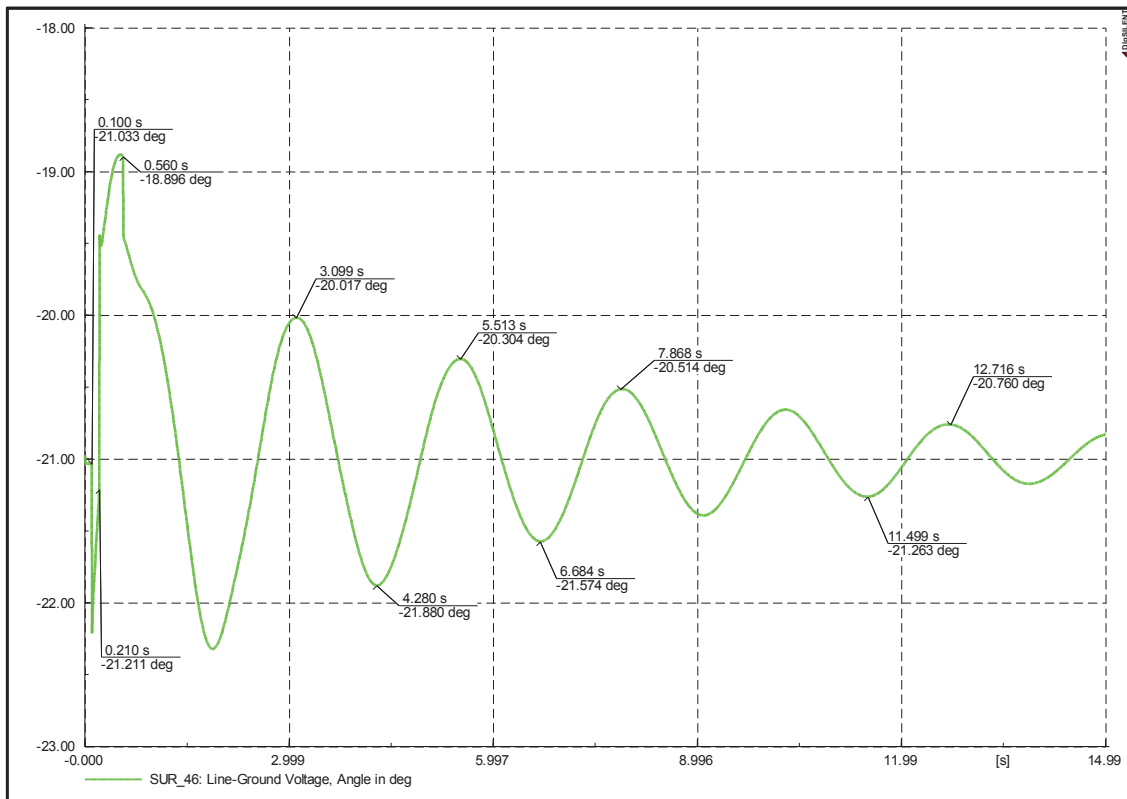
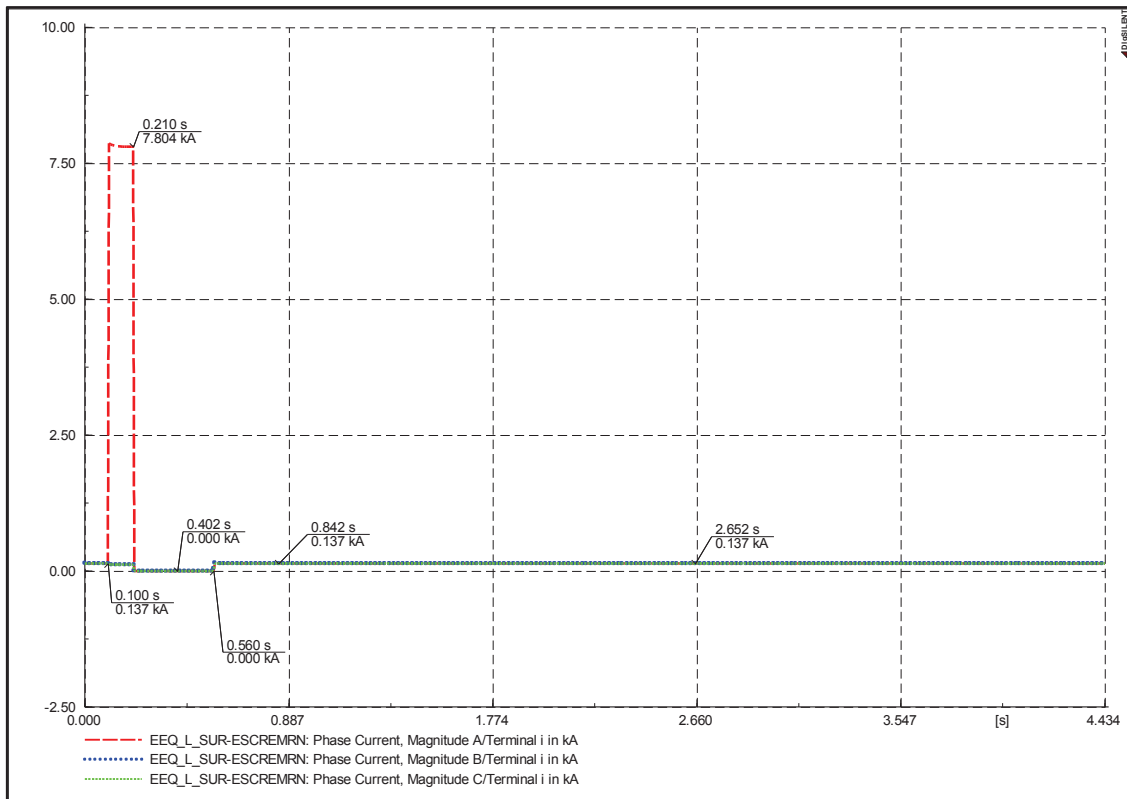
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

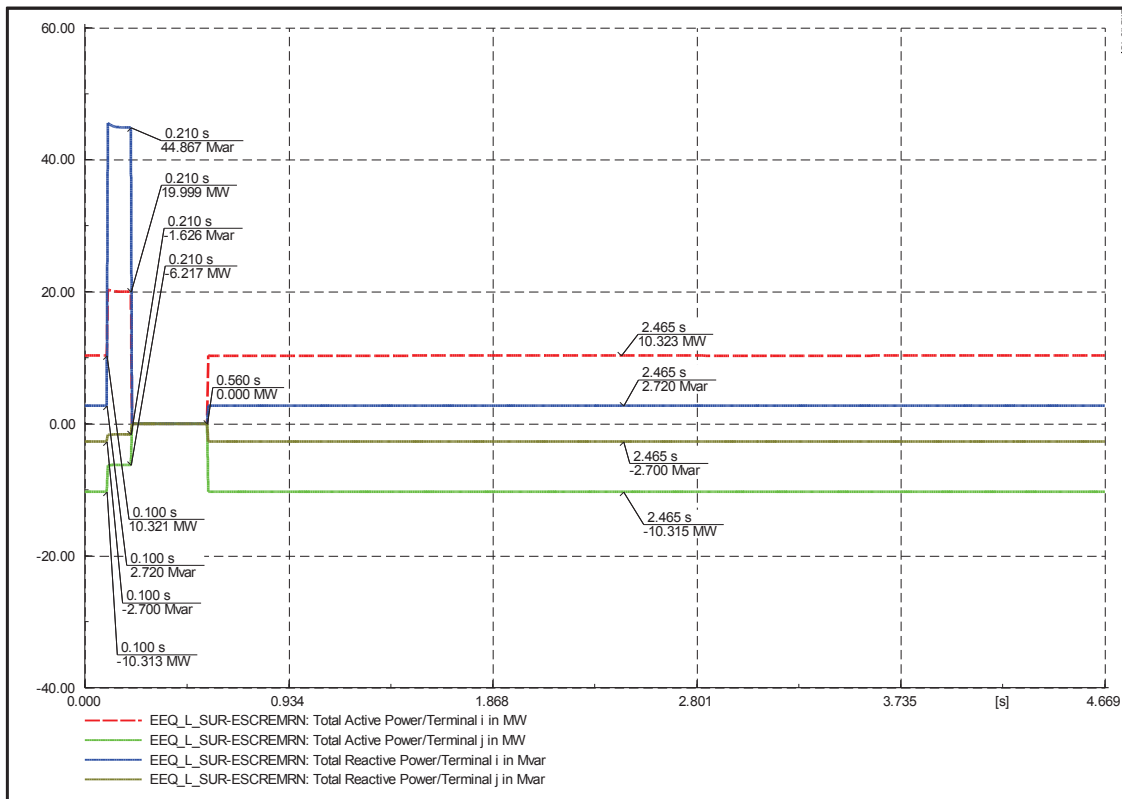
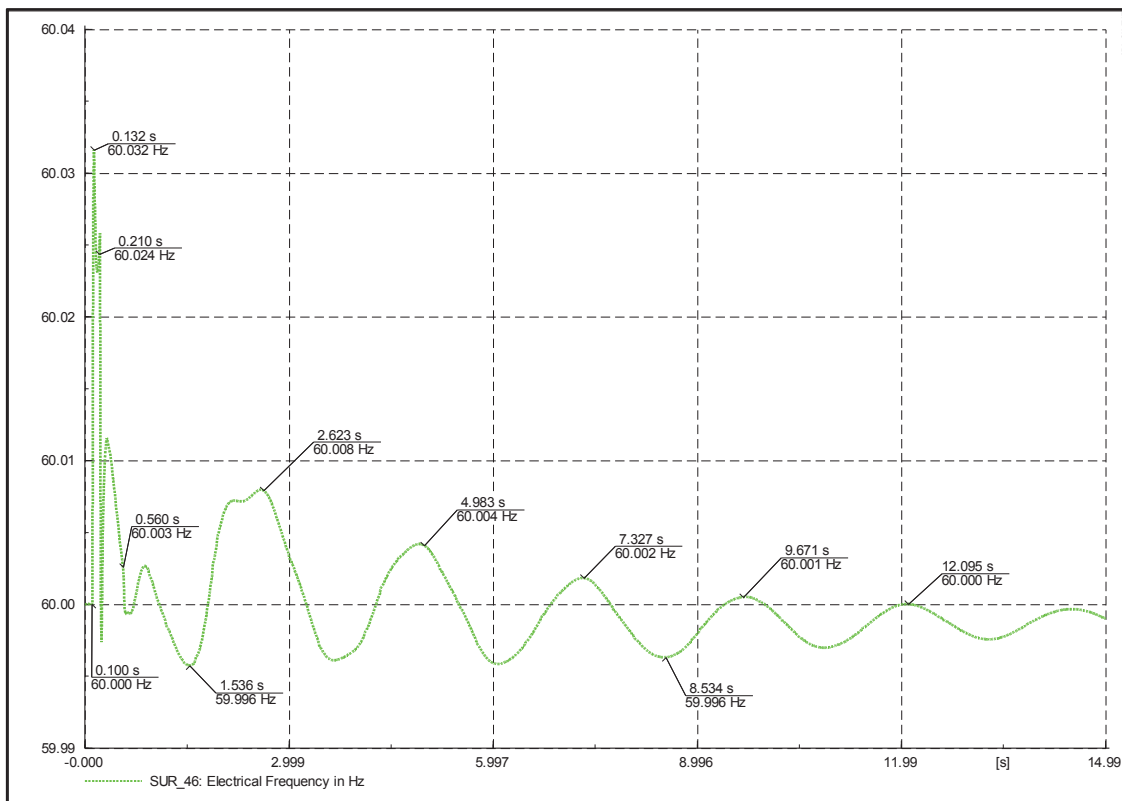


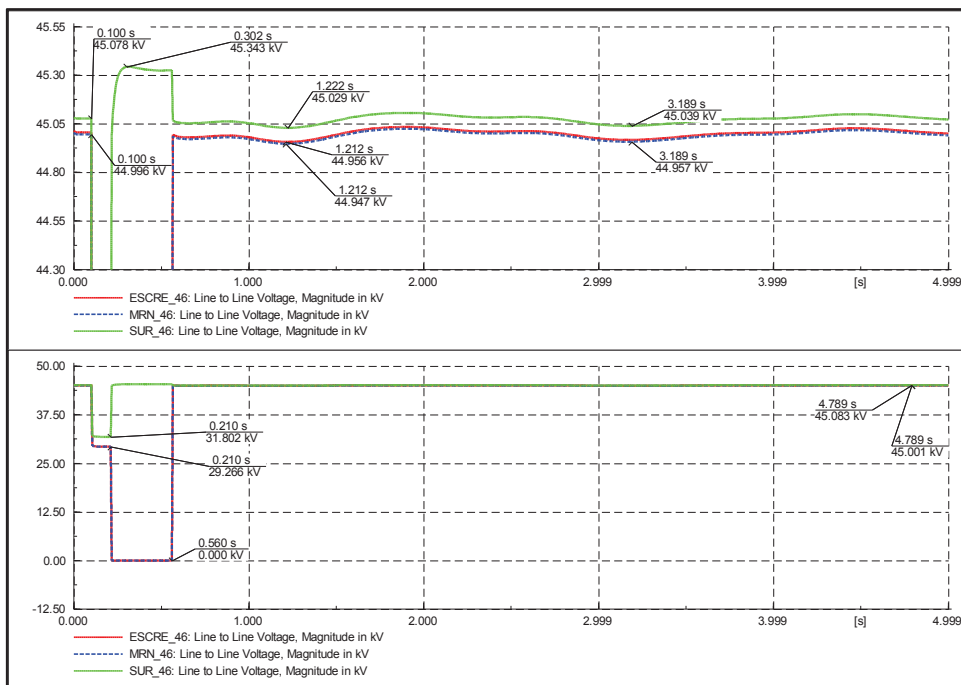




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



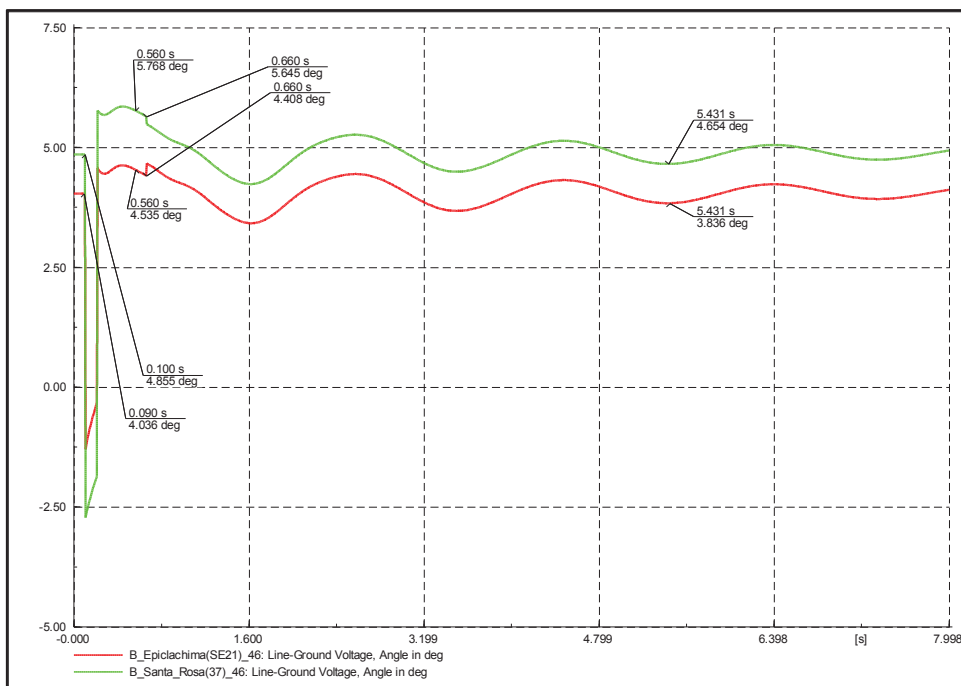




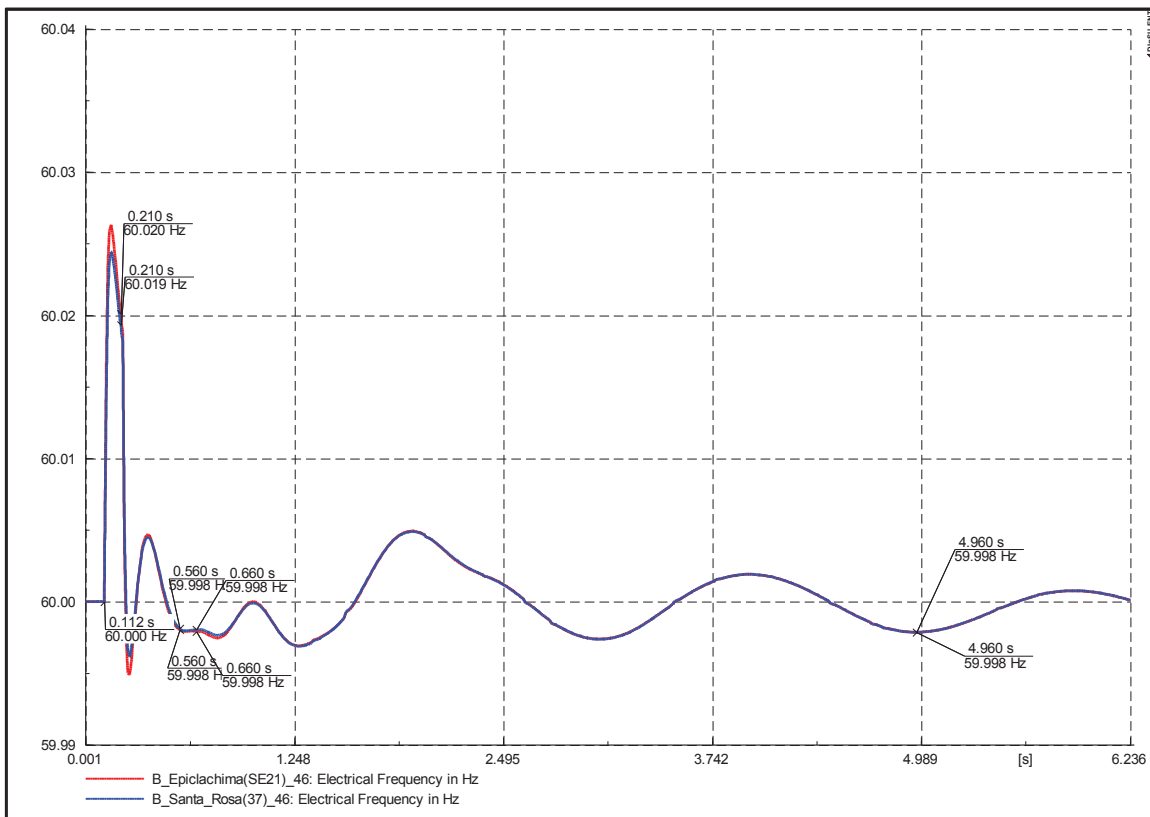
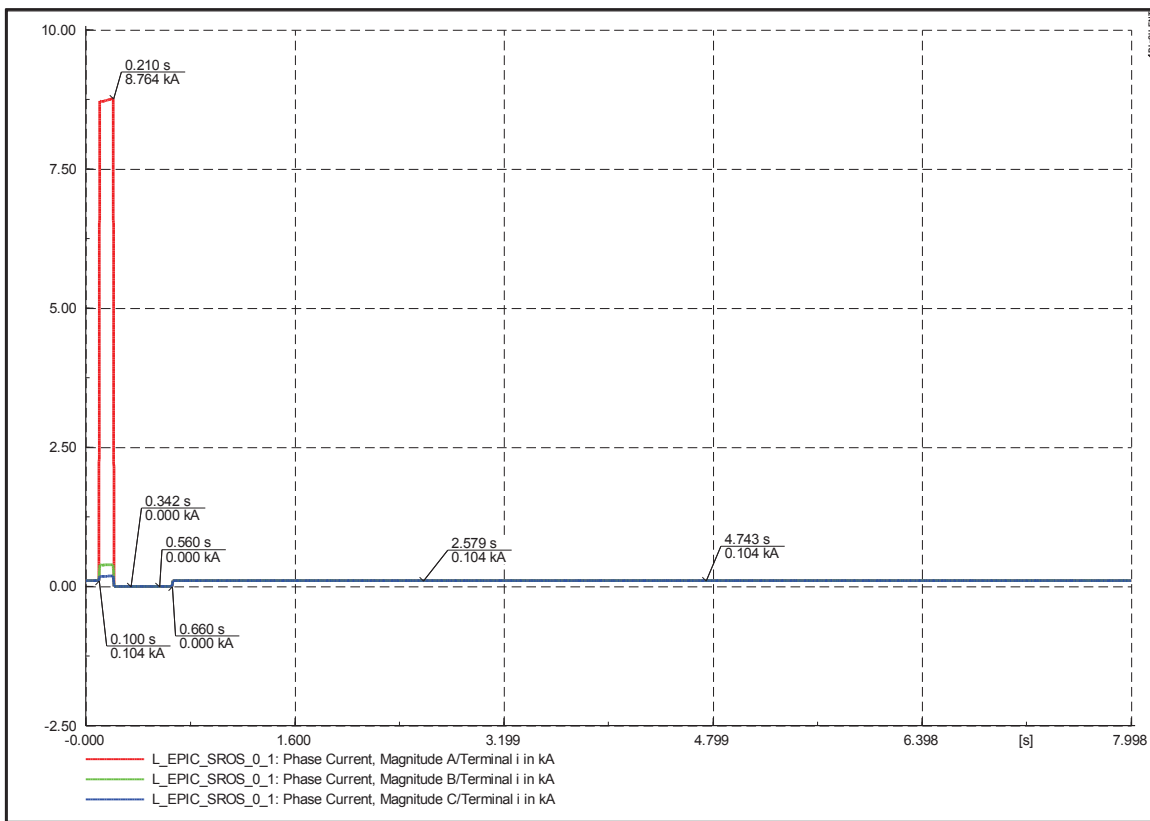
### Líneas en anillo de 46 kV

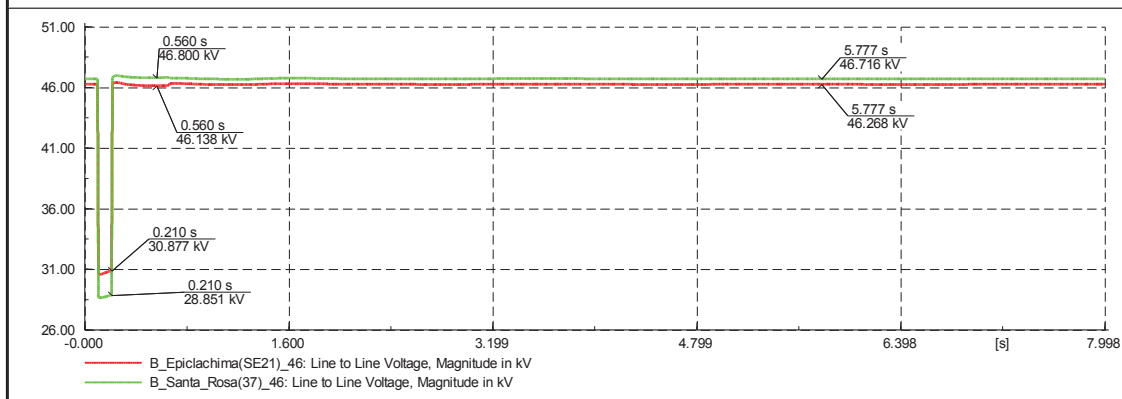
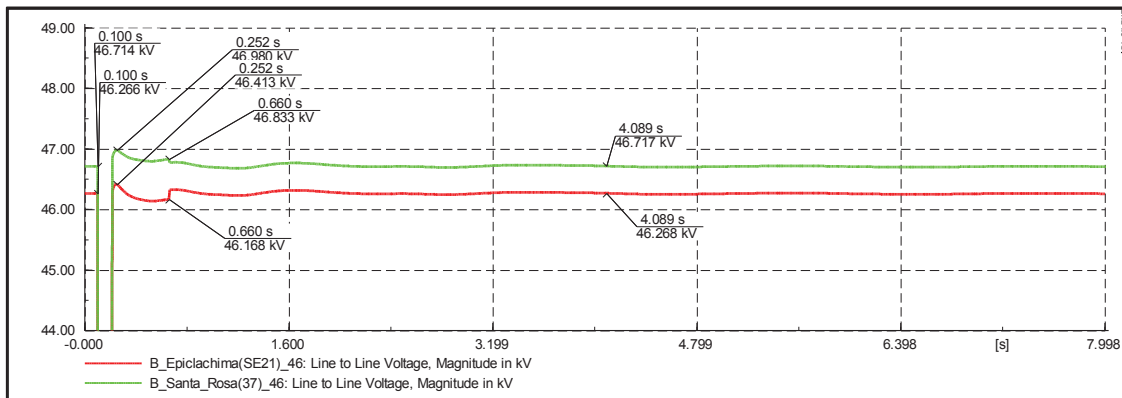
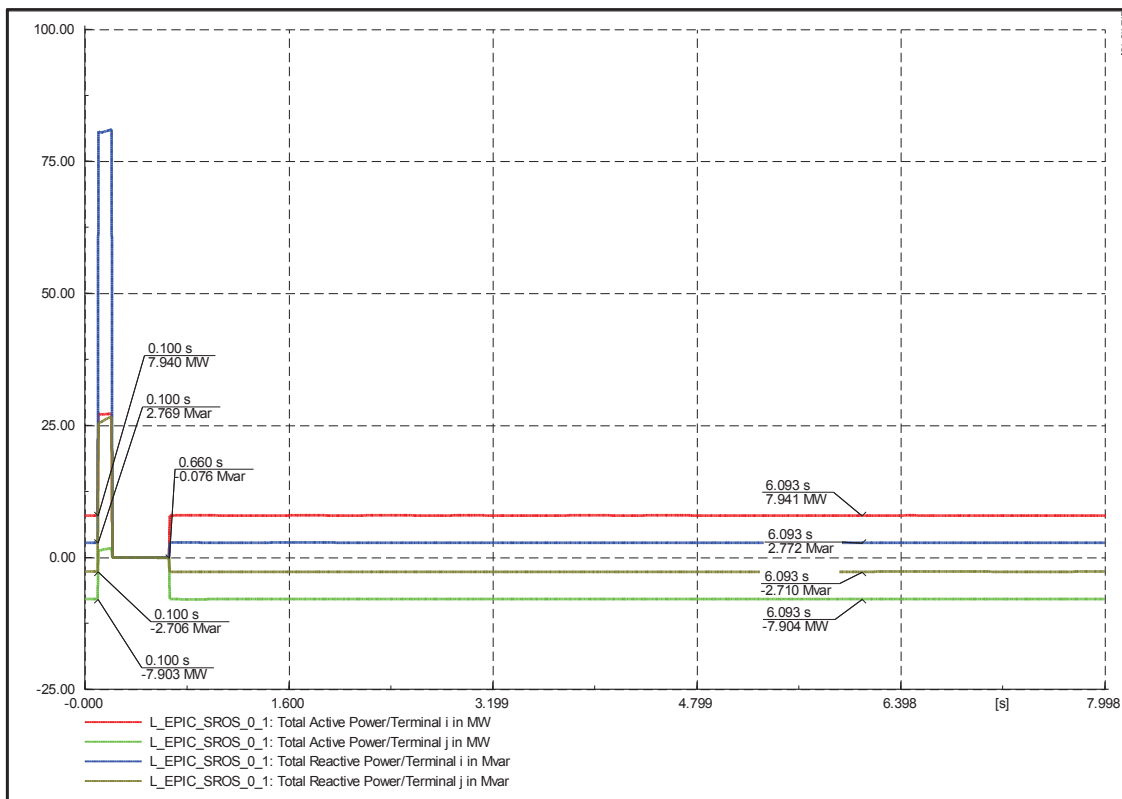
#### Línea Santa Rosa – Epiclachima (1)

Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

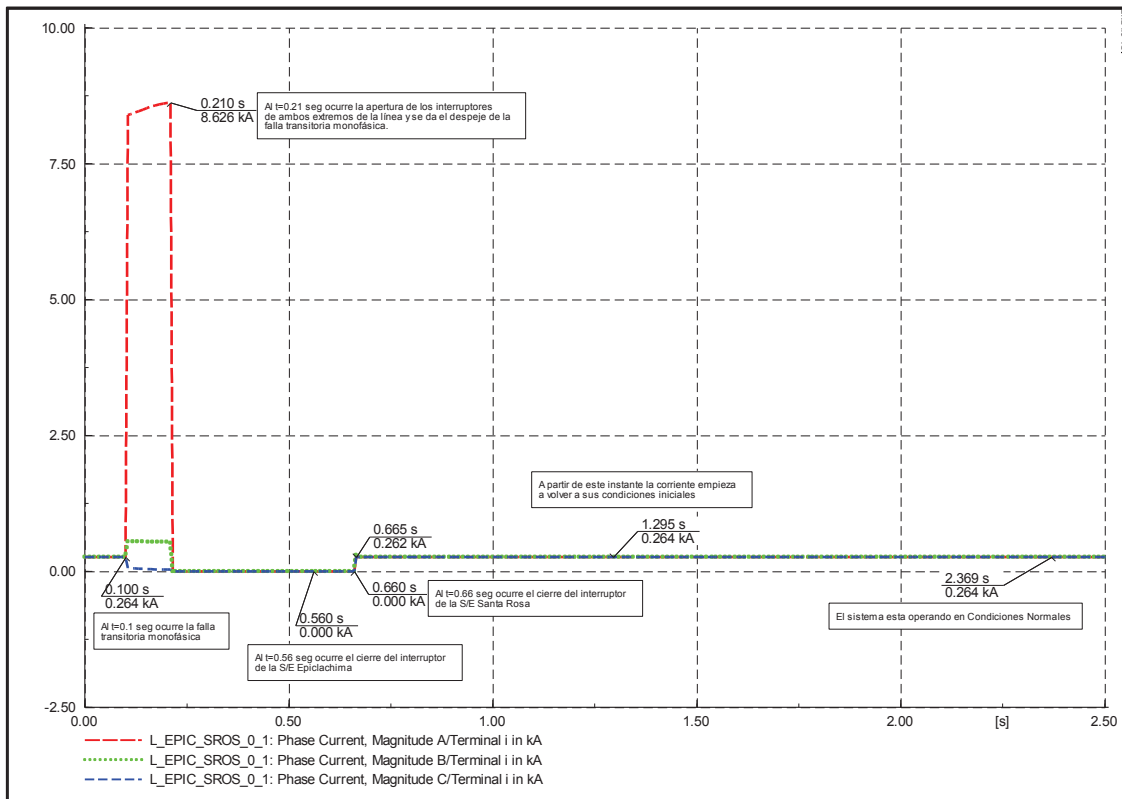
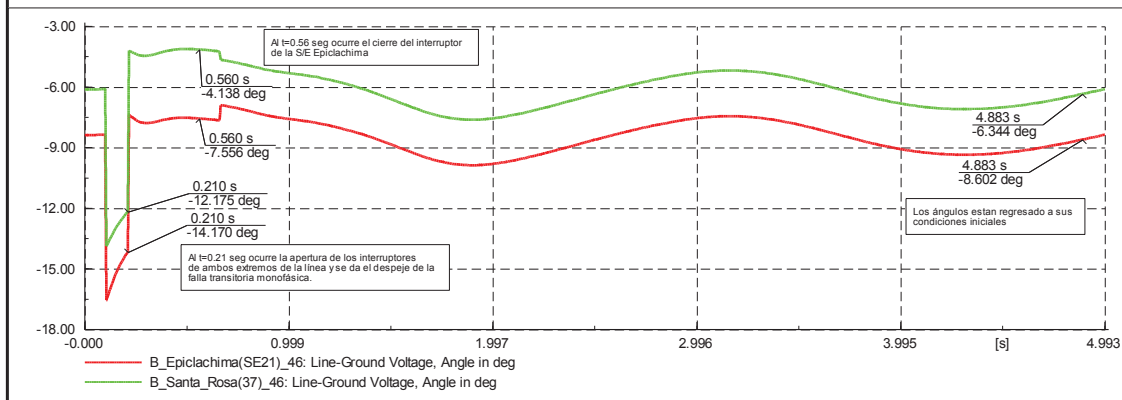
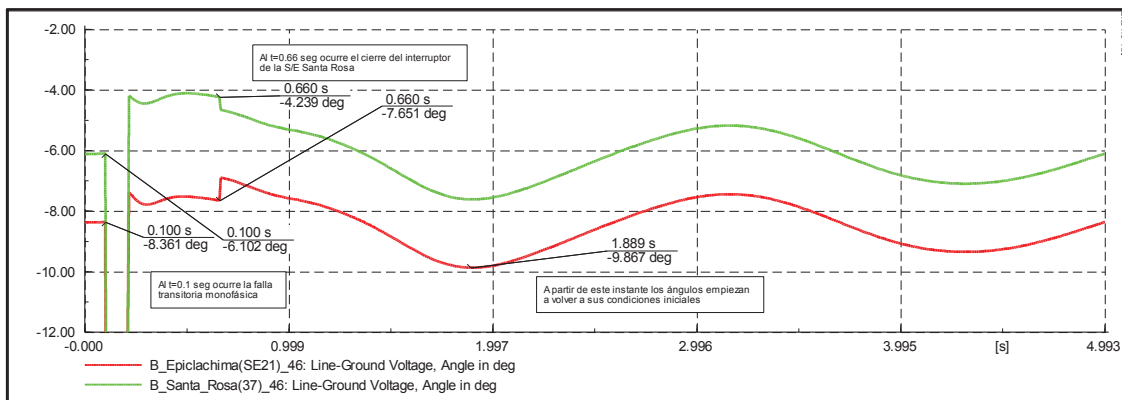


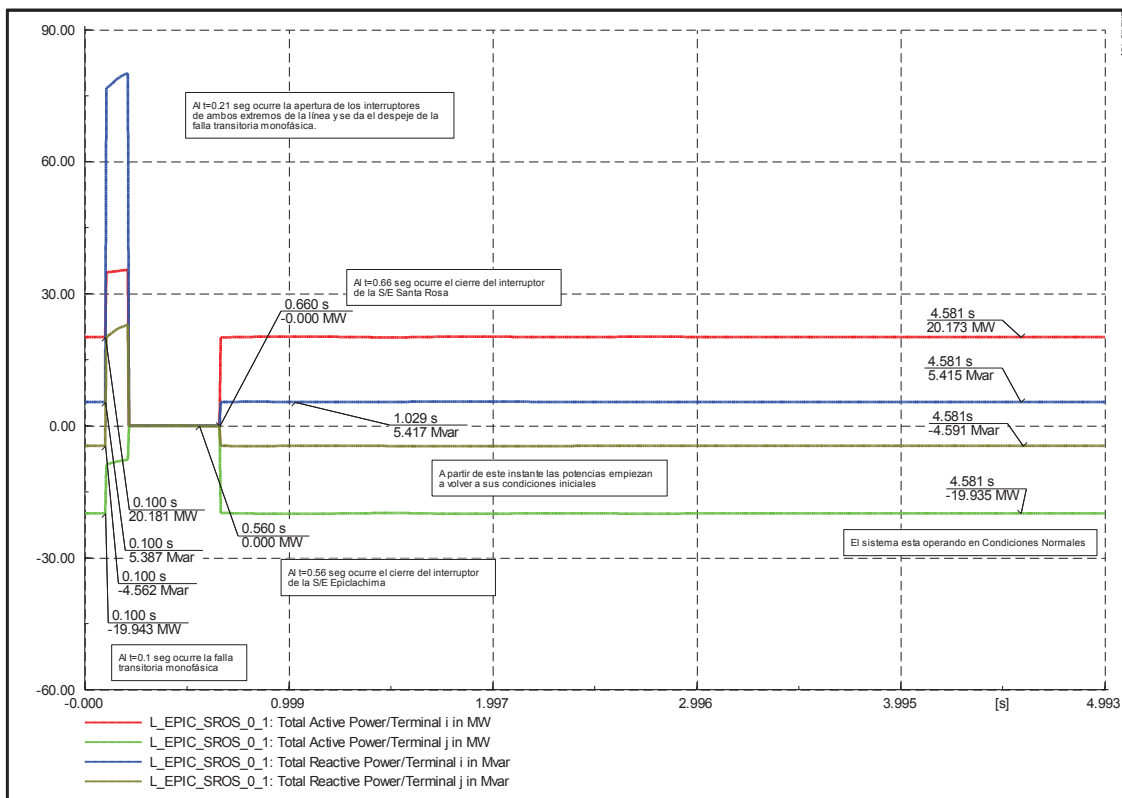
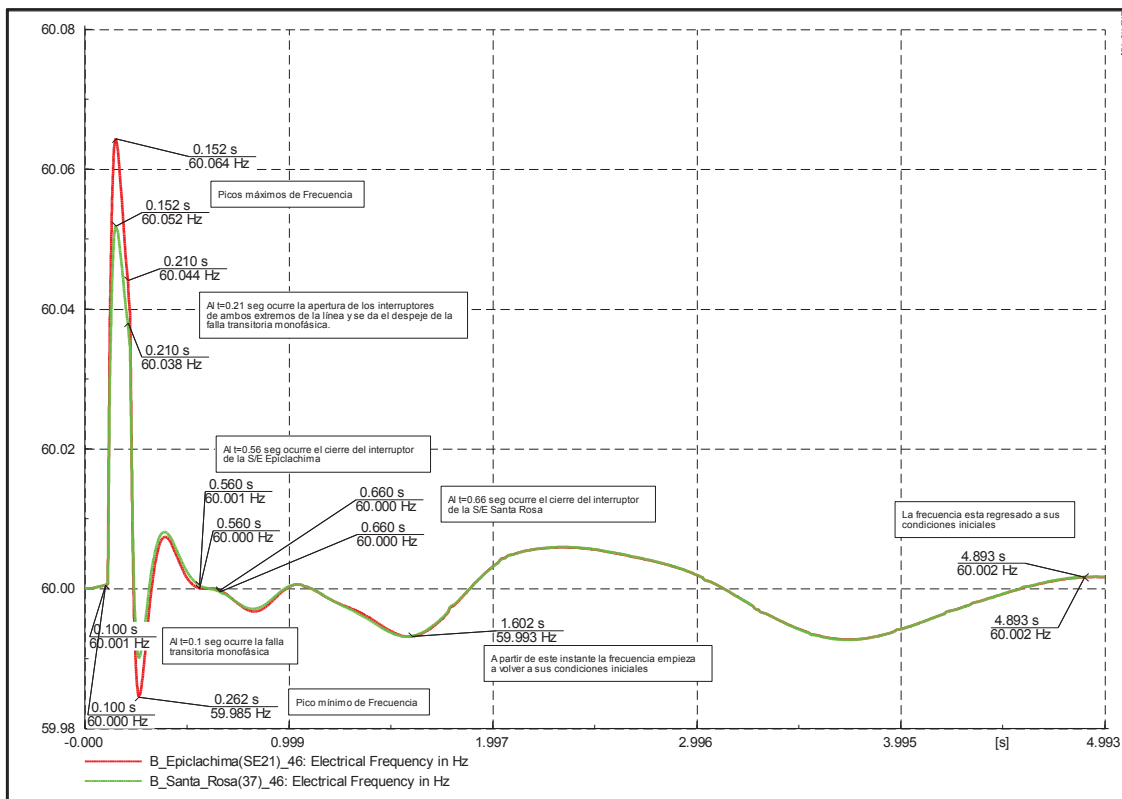


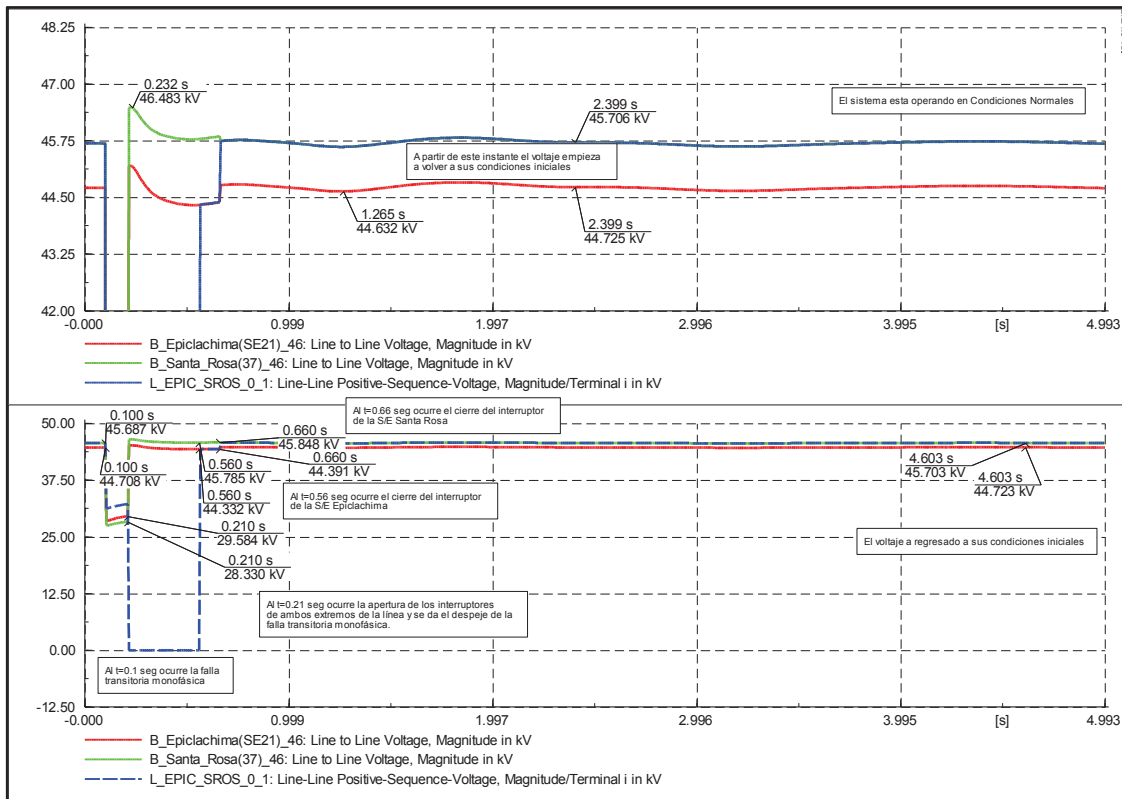




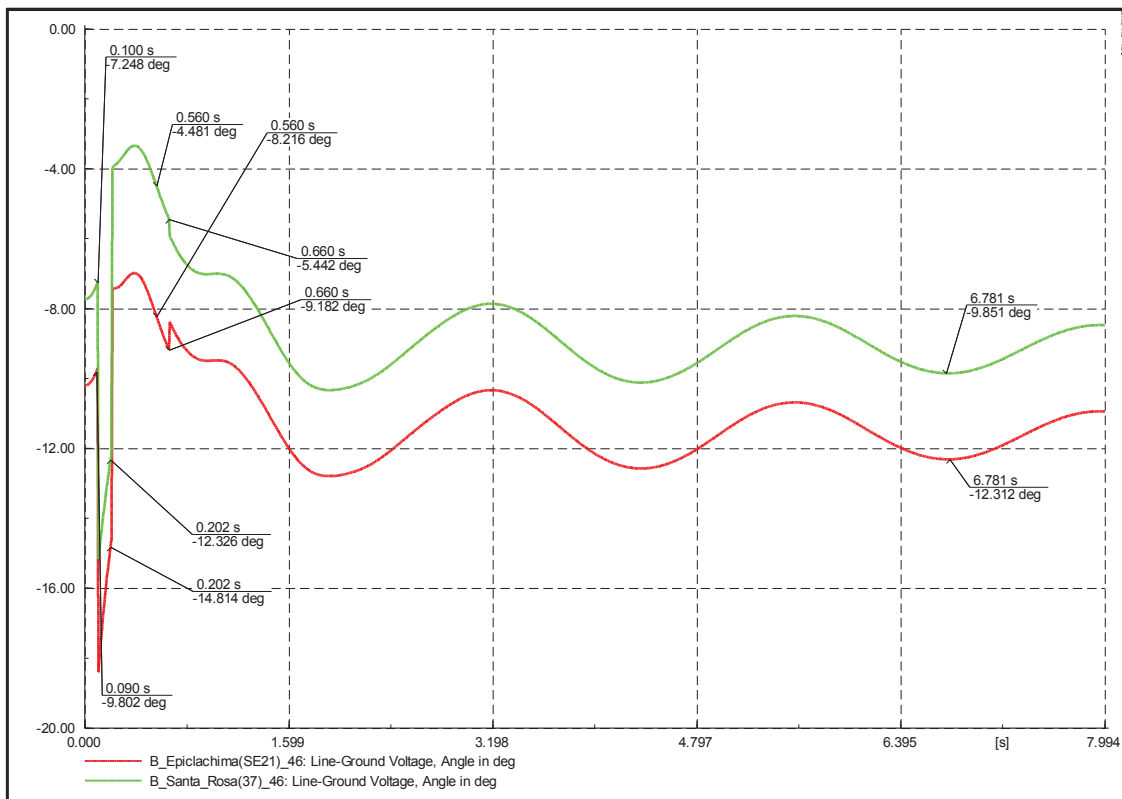
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

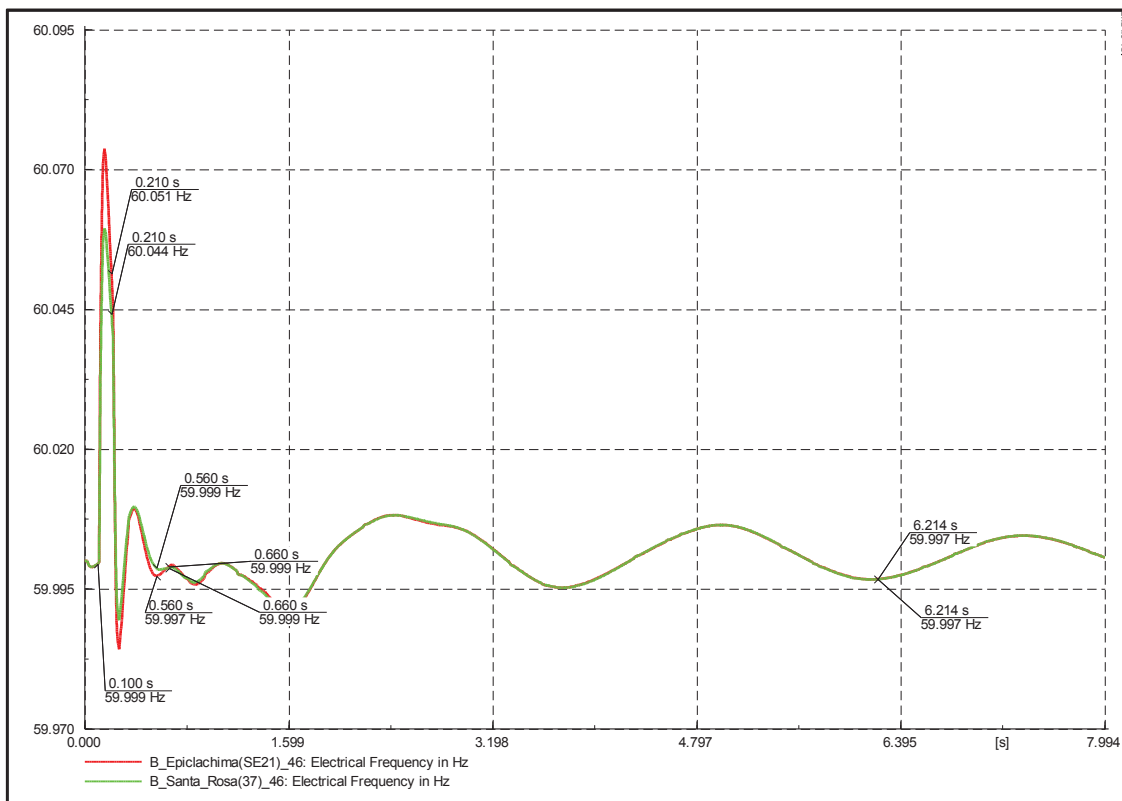
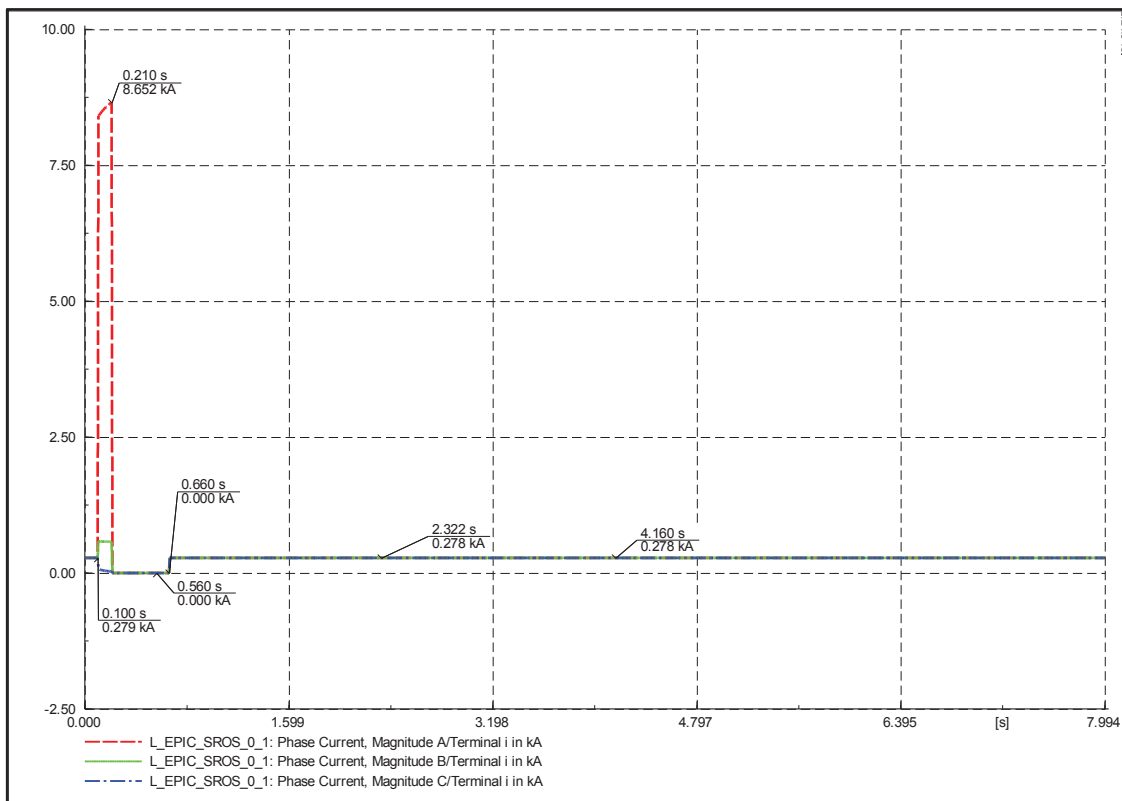


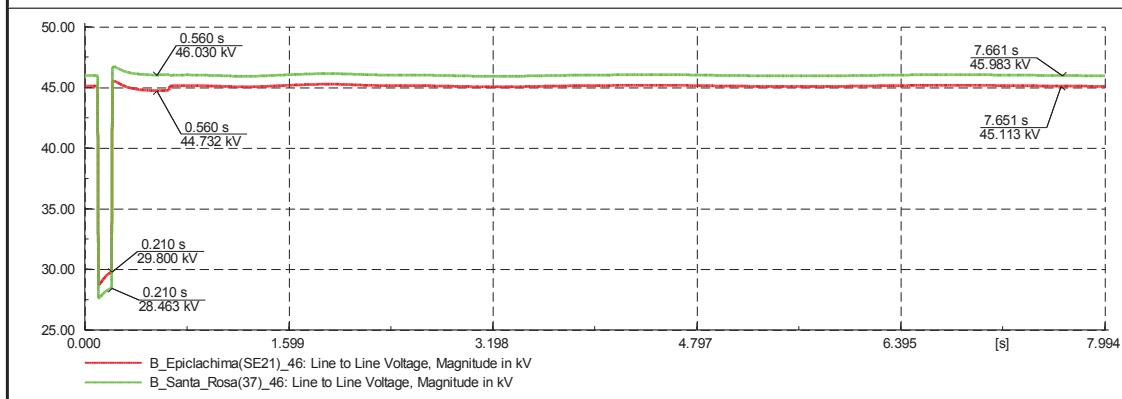
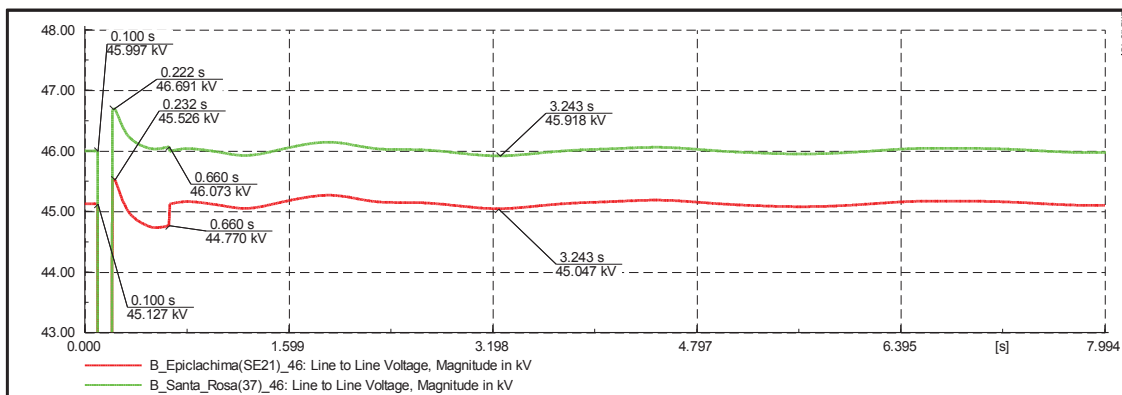
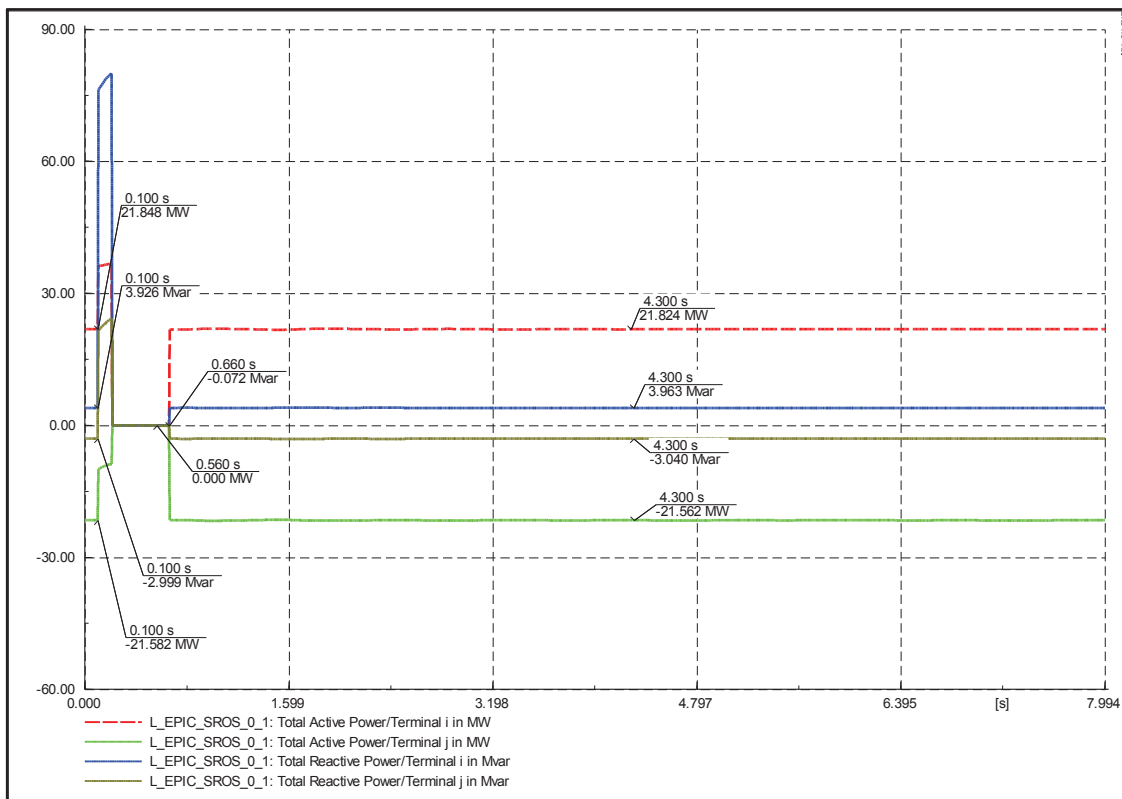




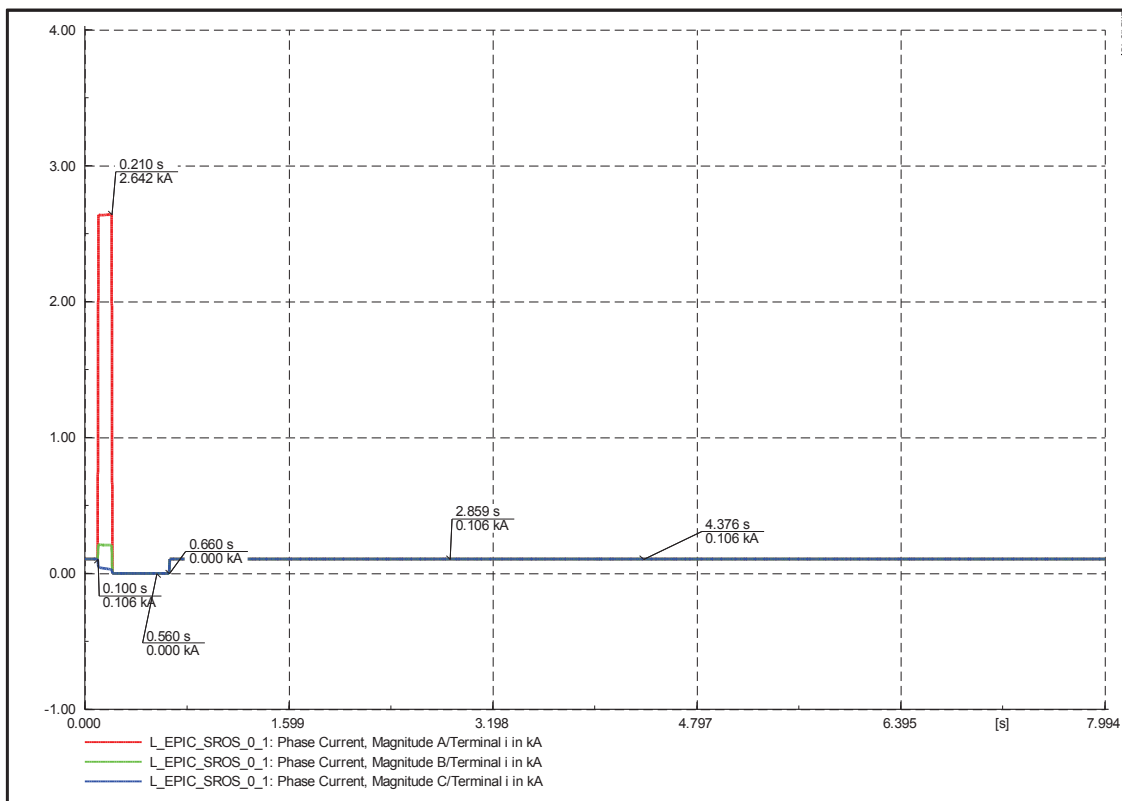
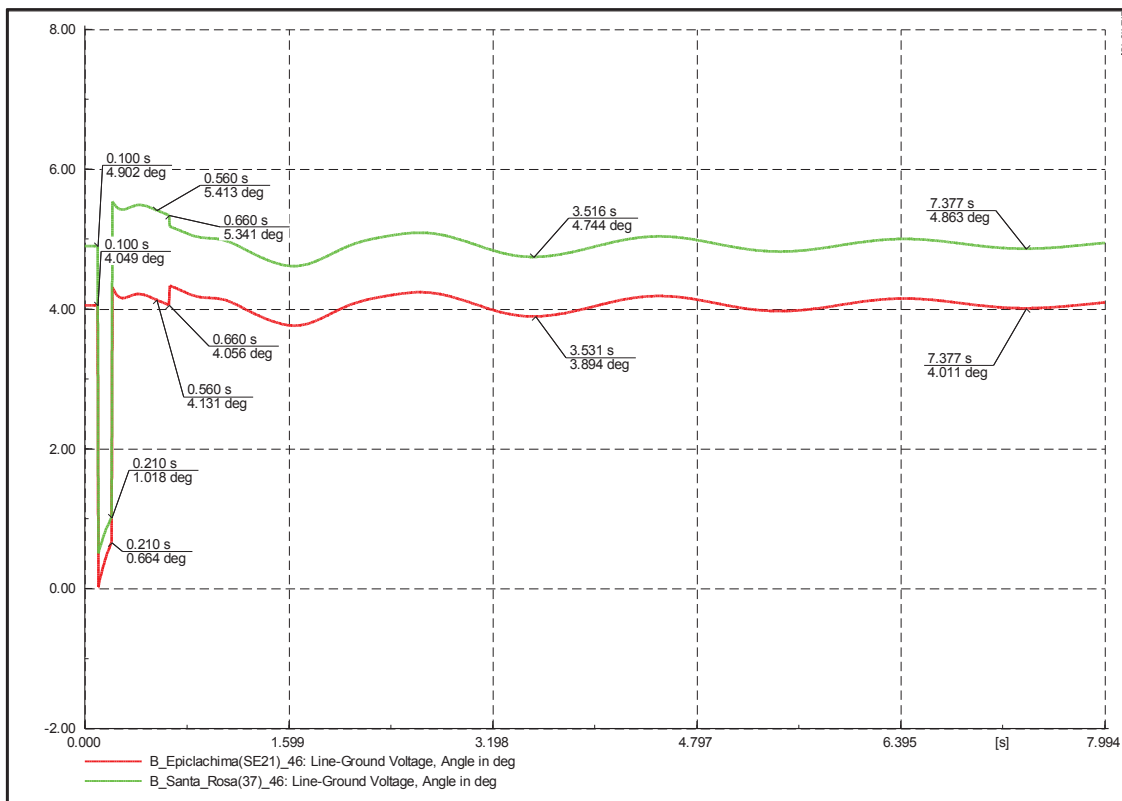
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**



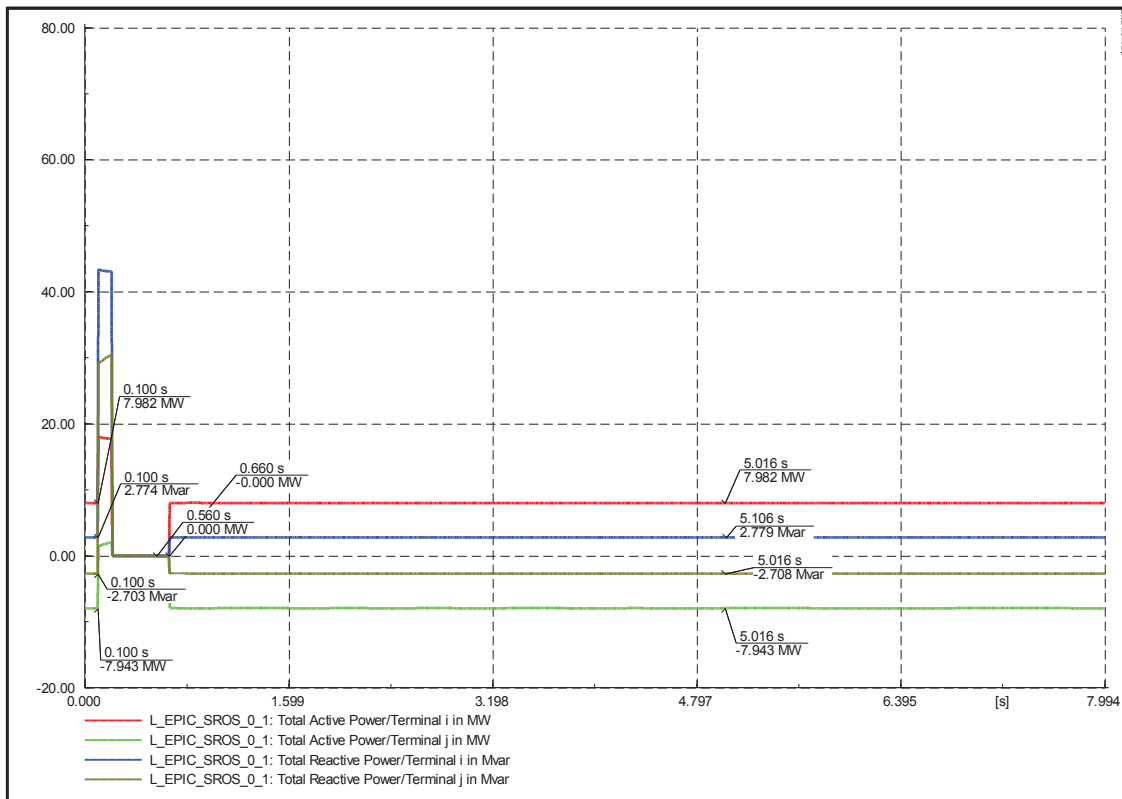
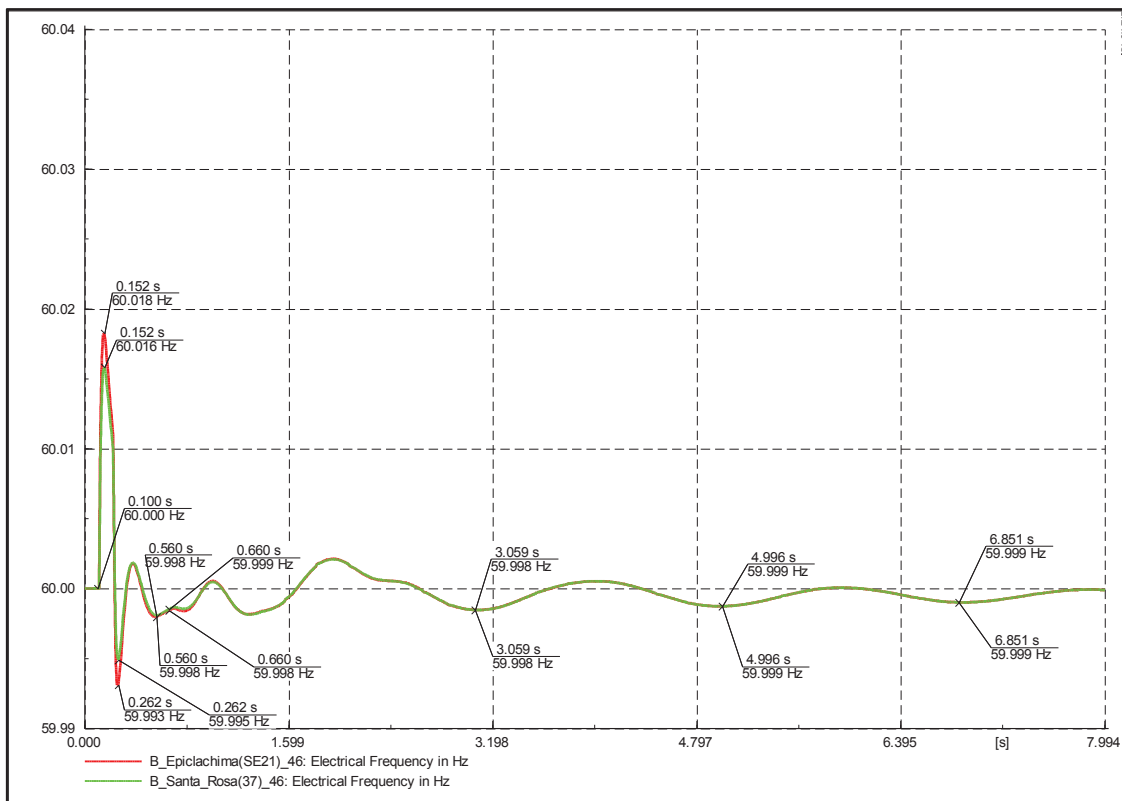


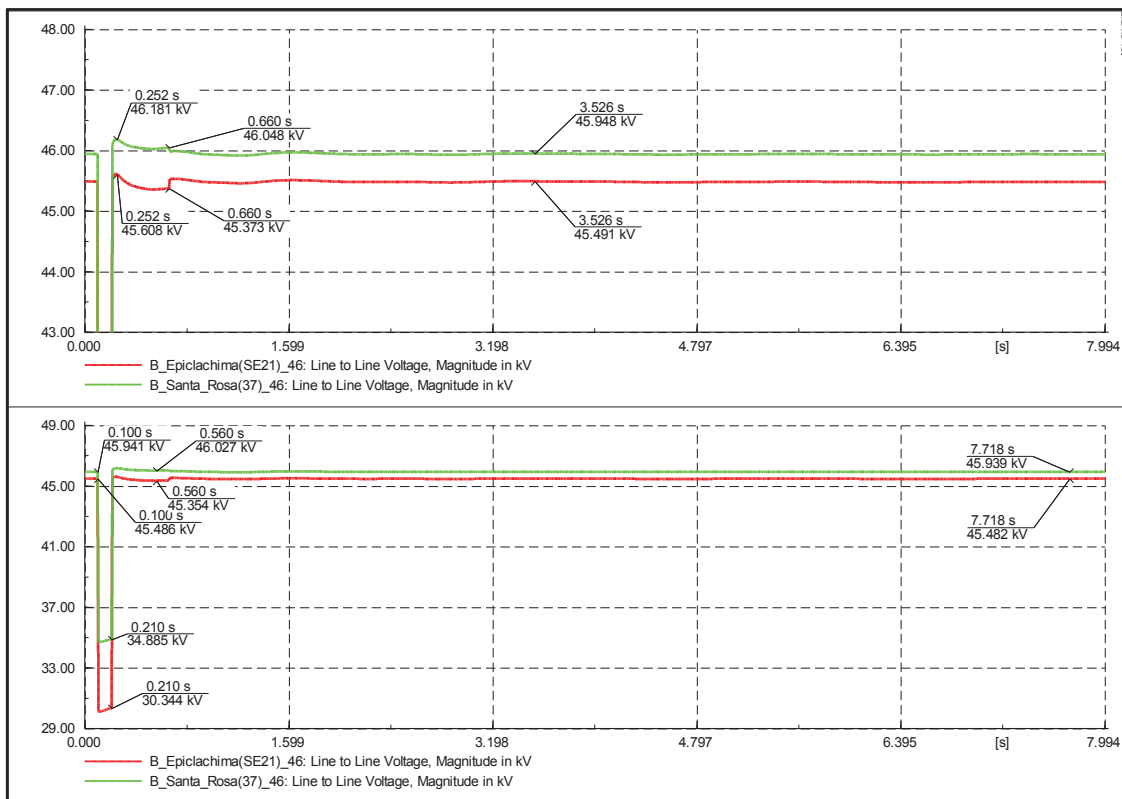


**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

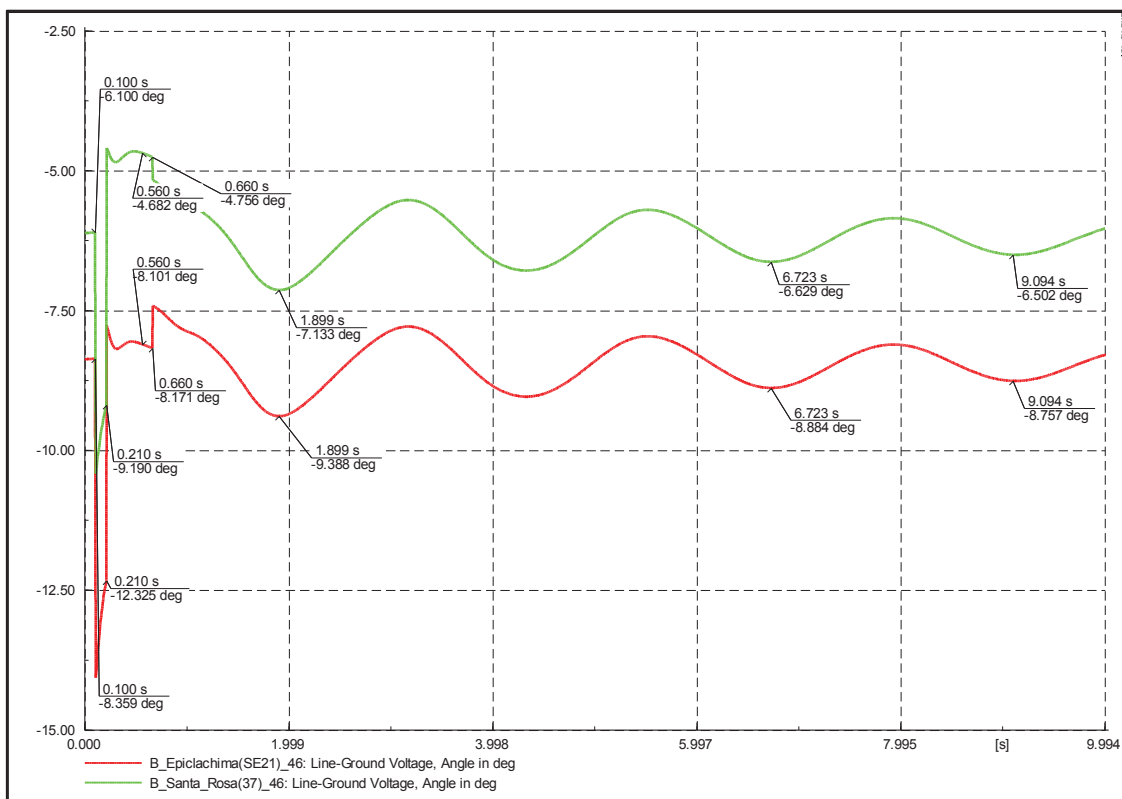


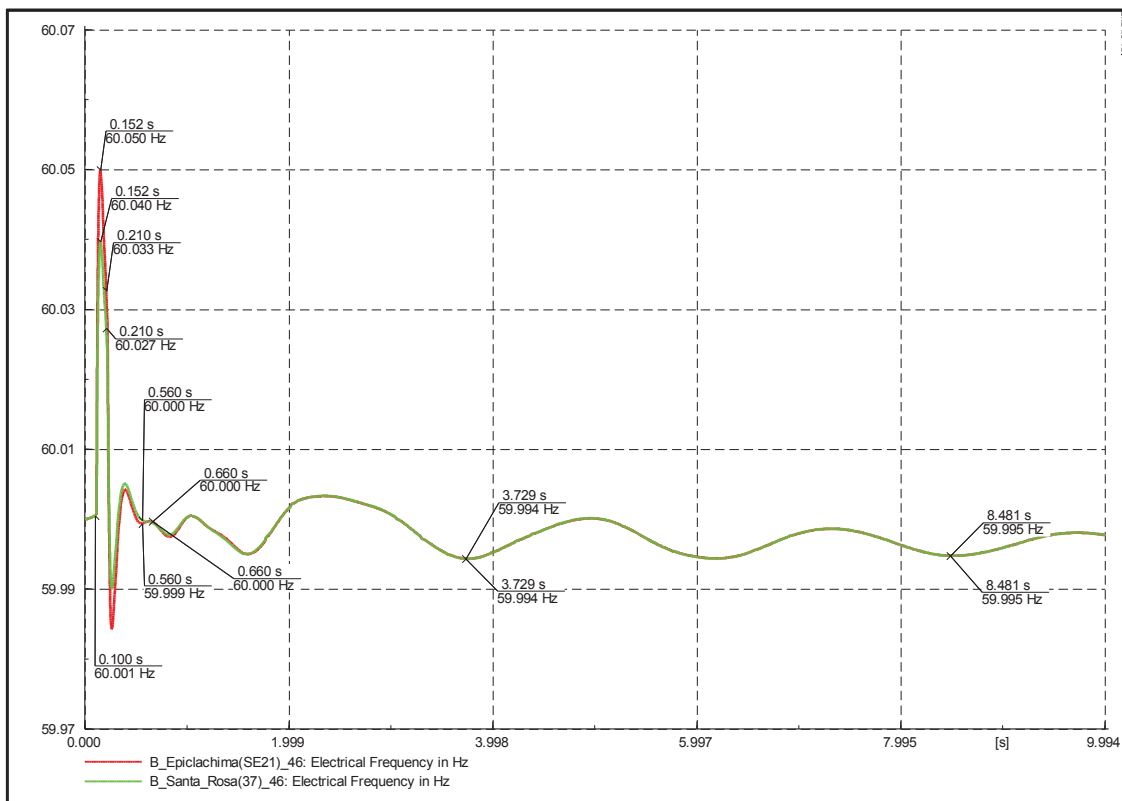
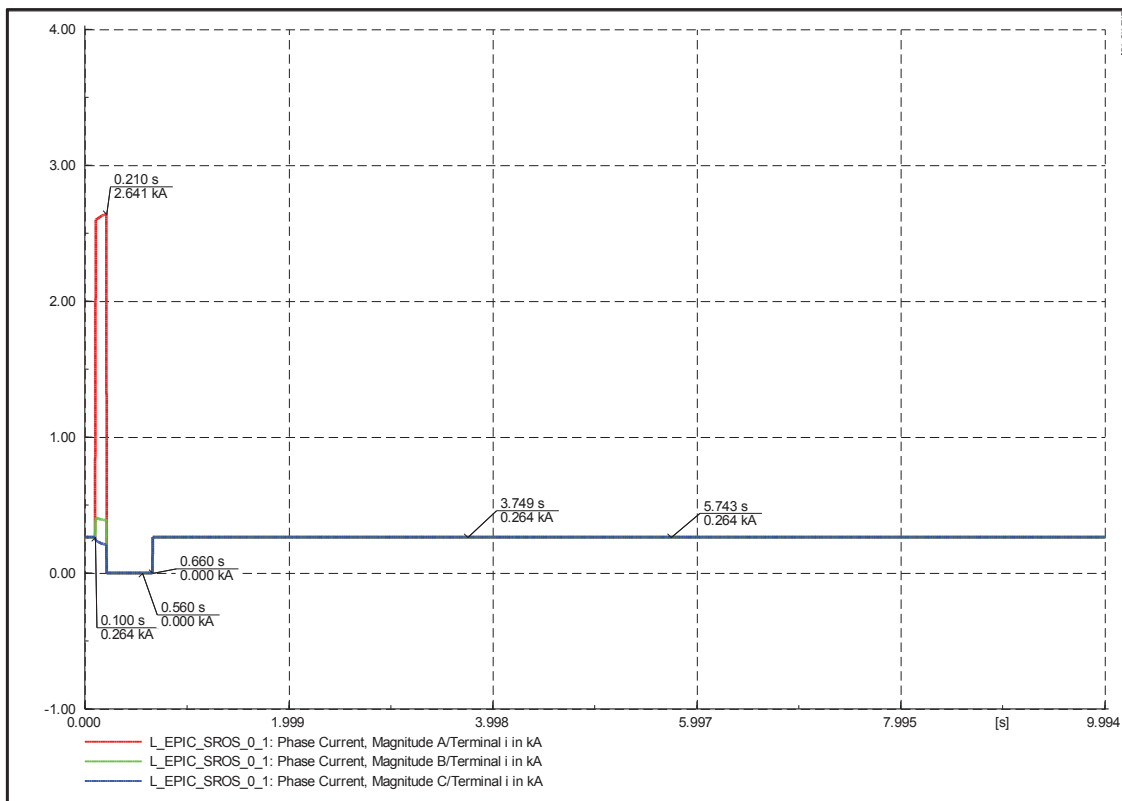


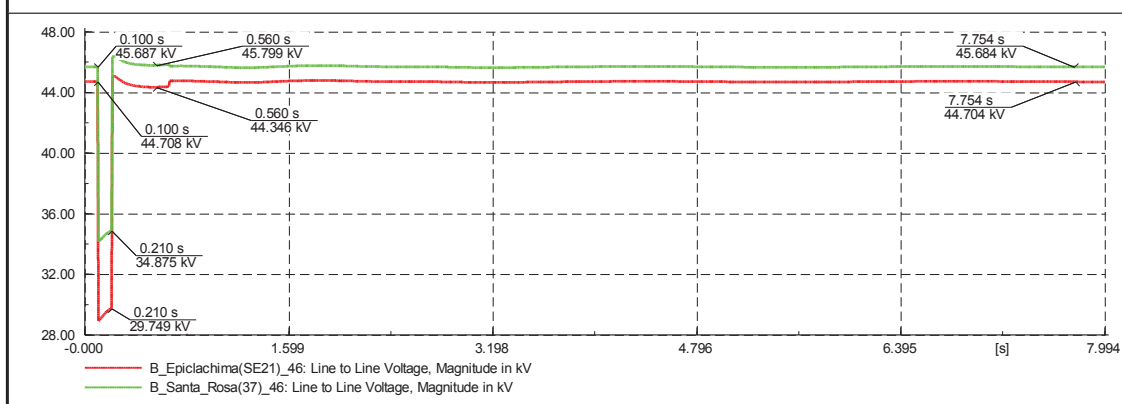
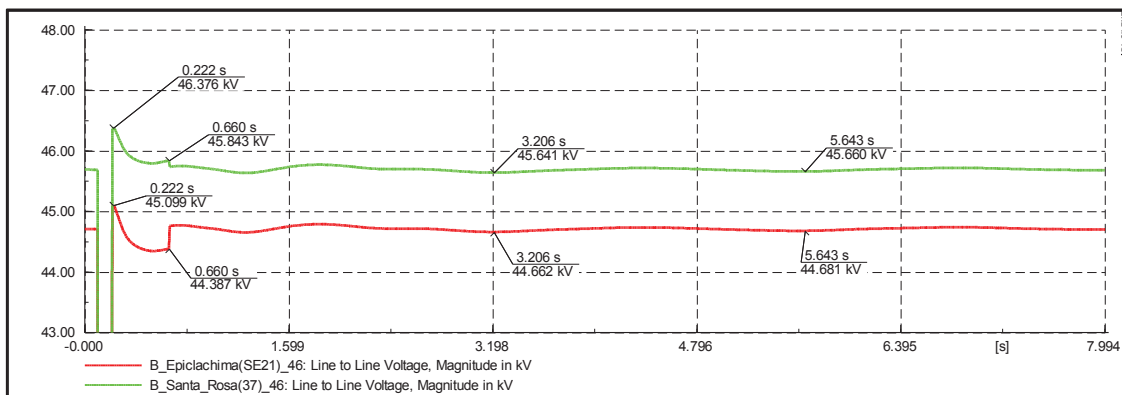
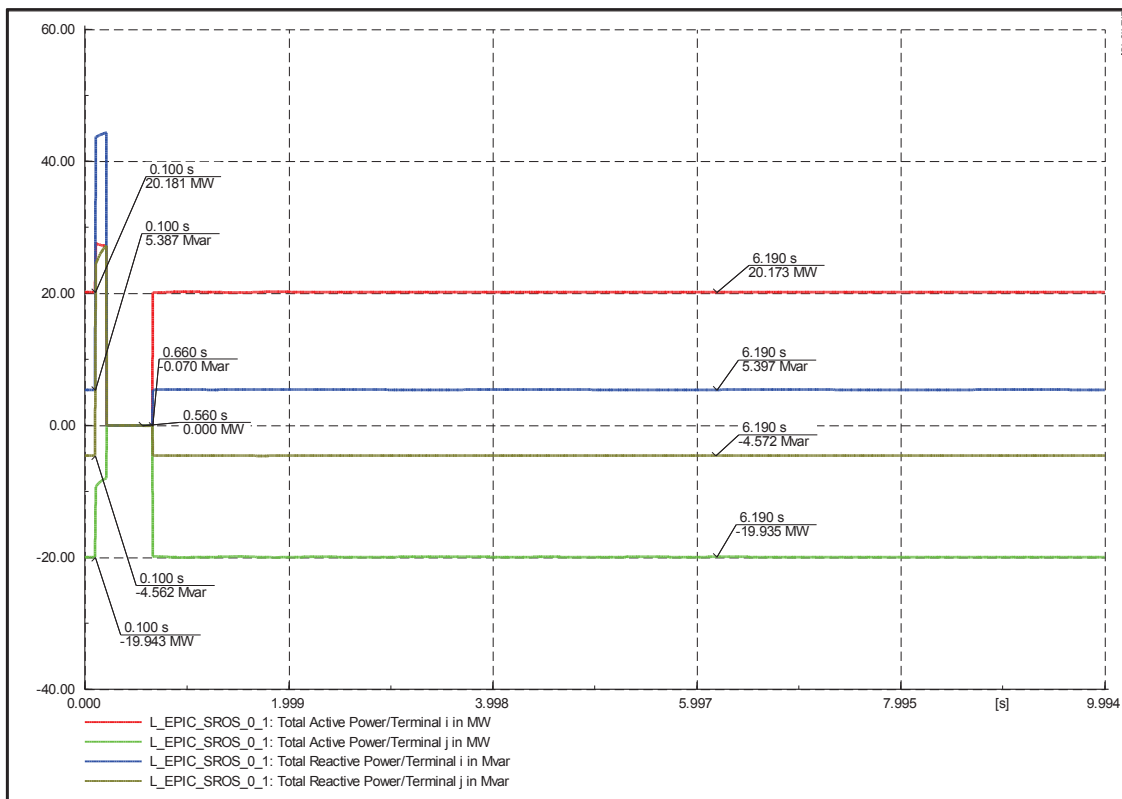




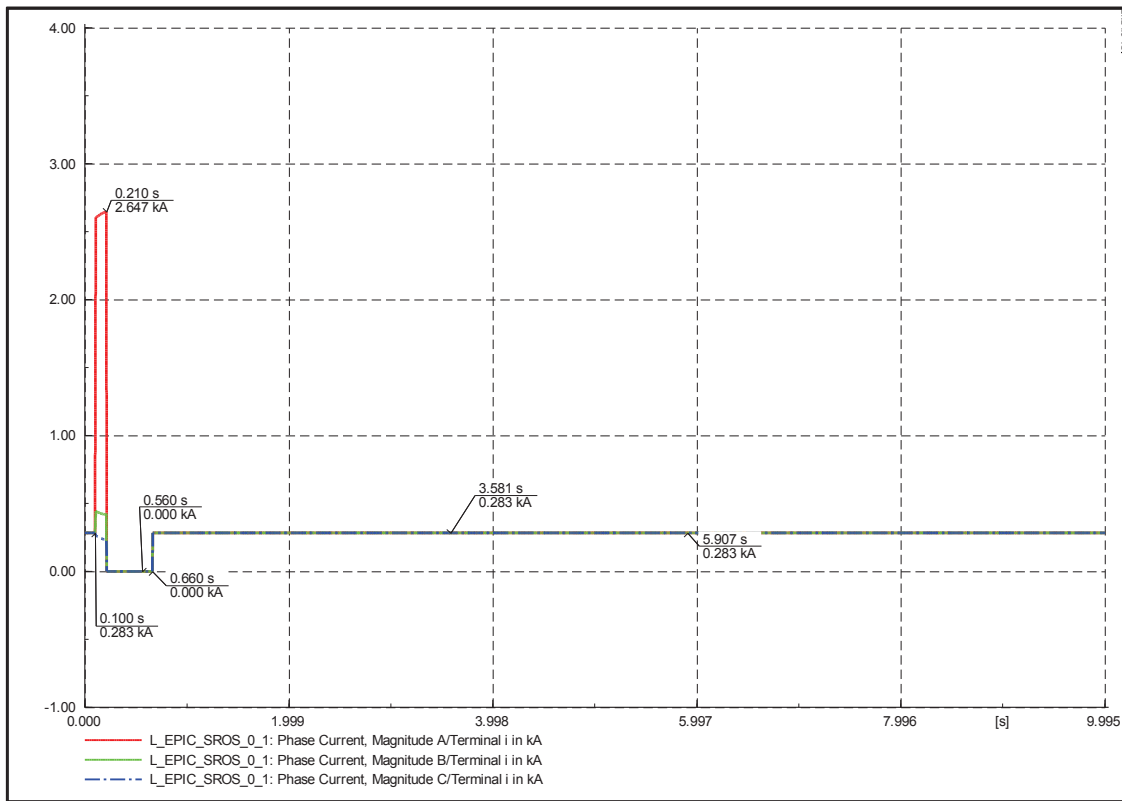
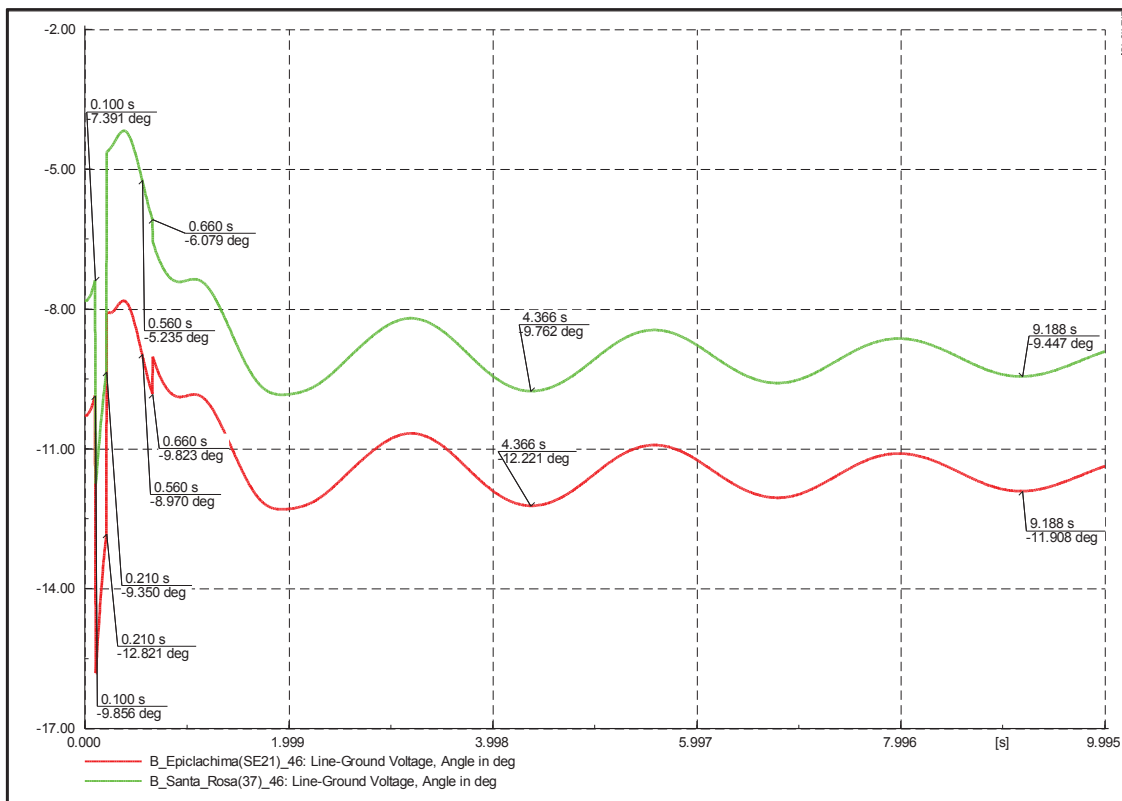
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

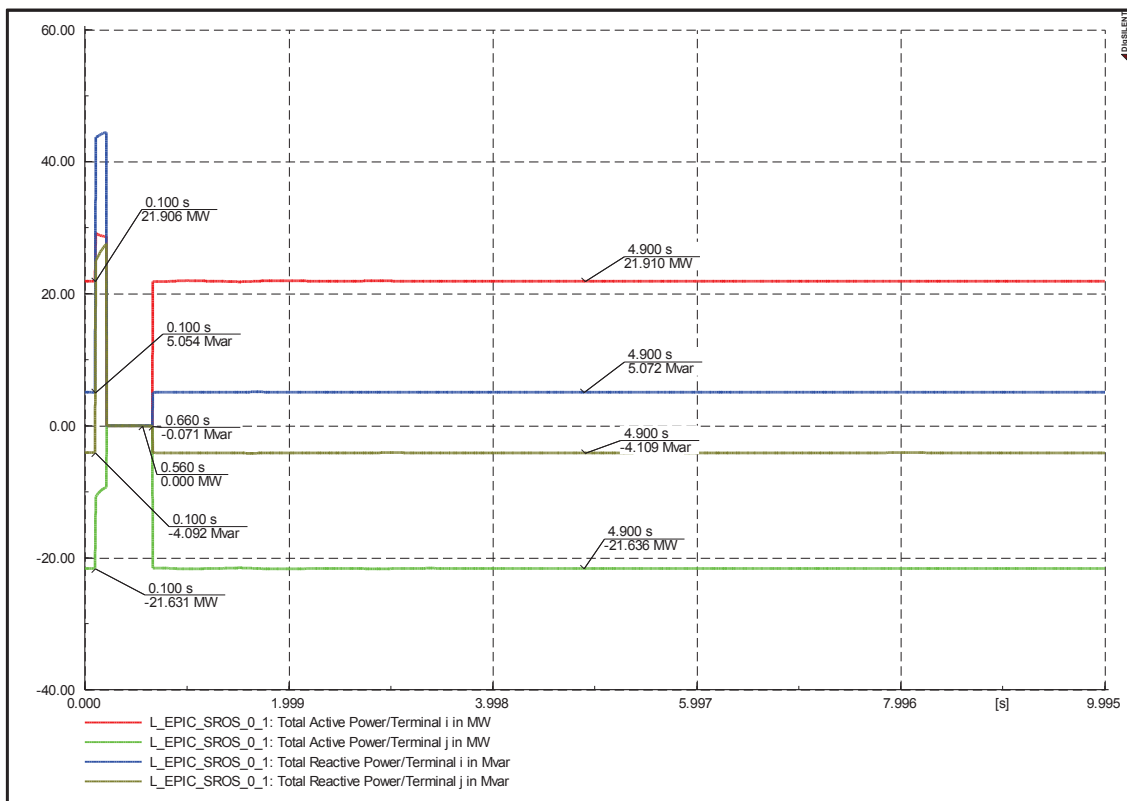
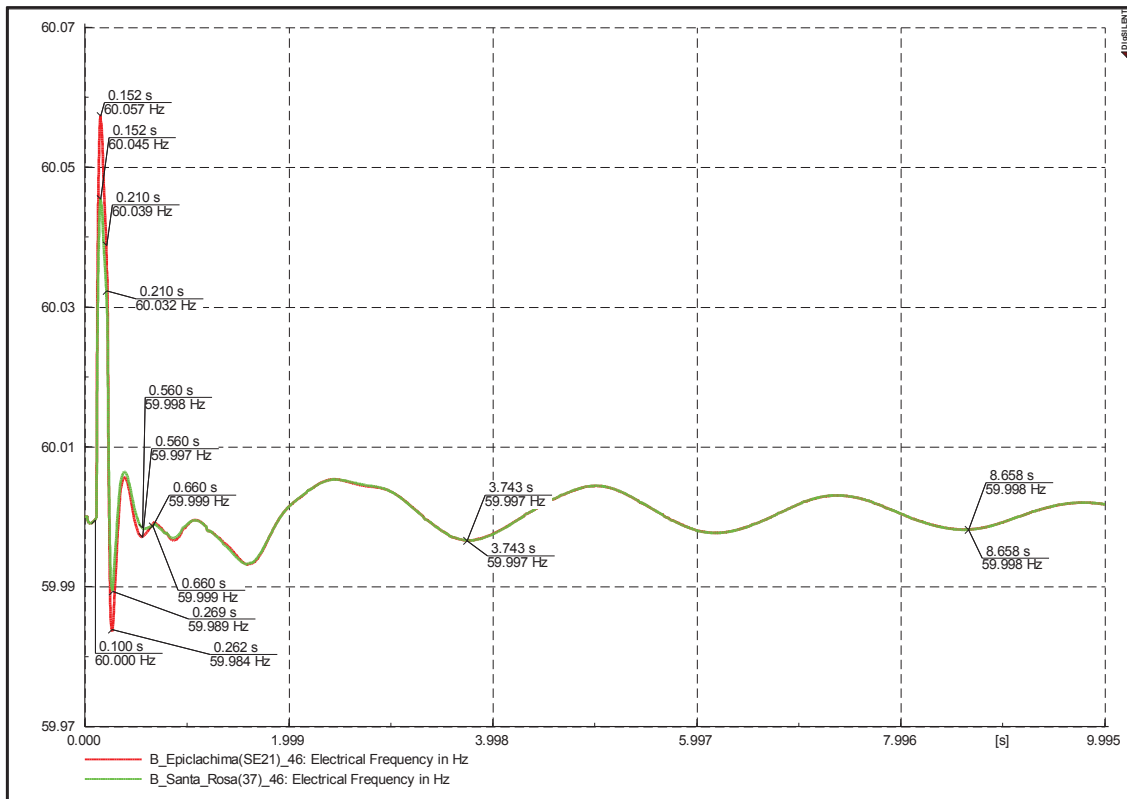


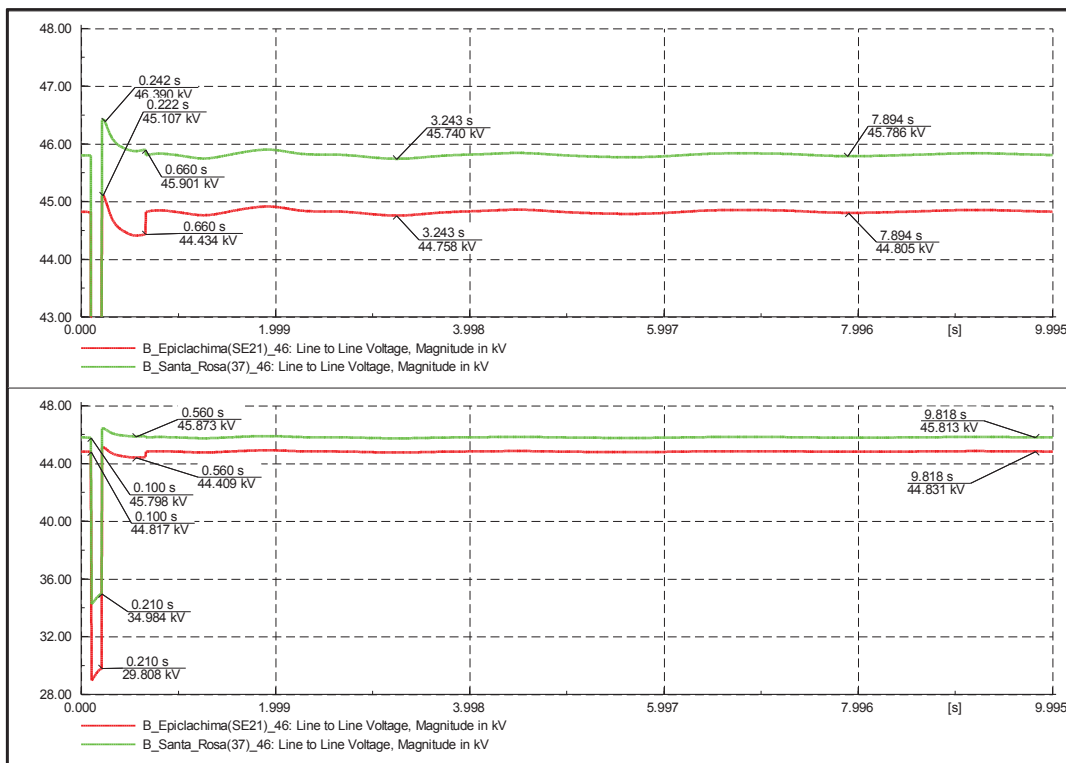




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

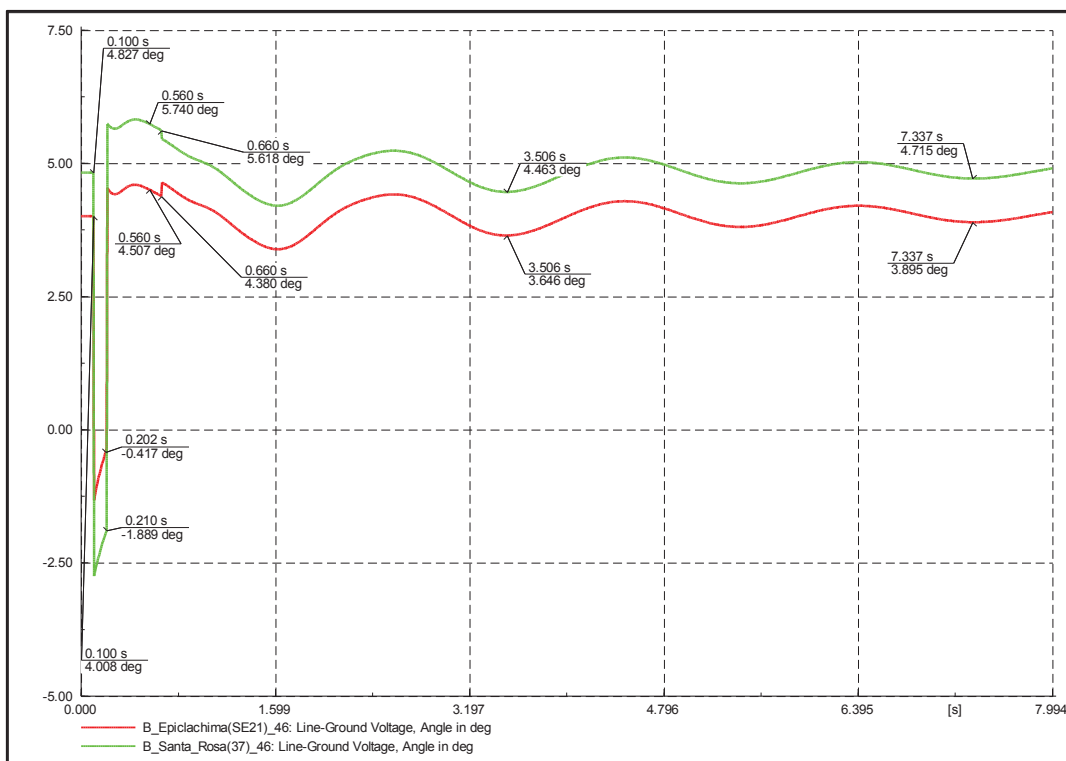


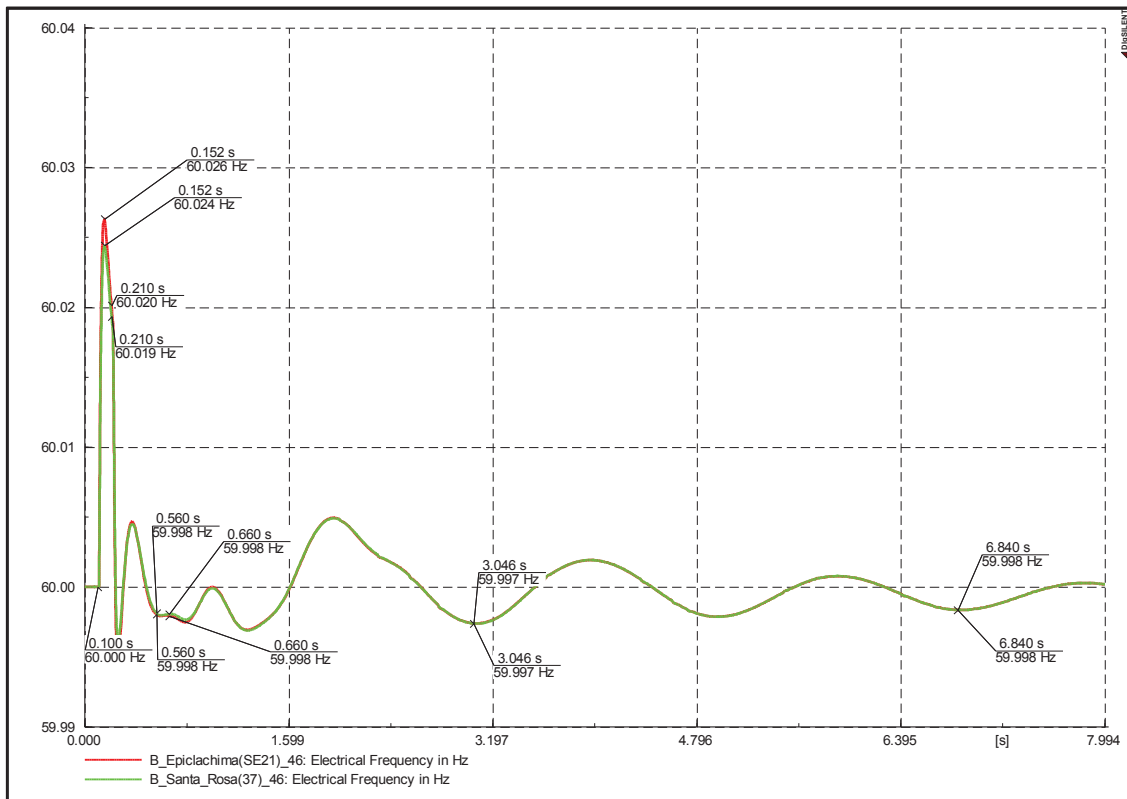
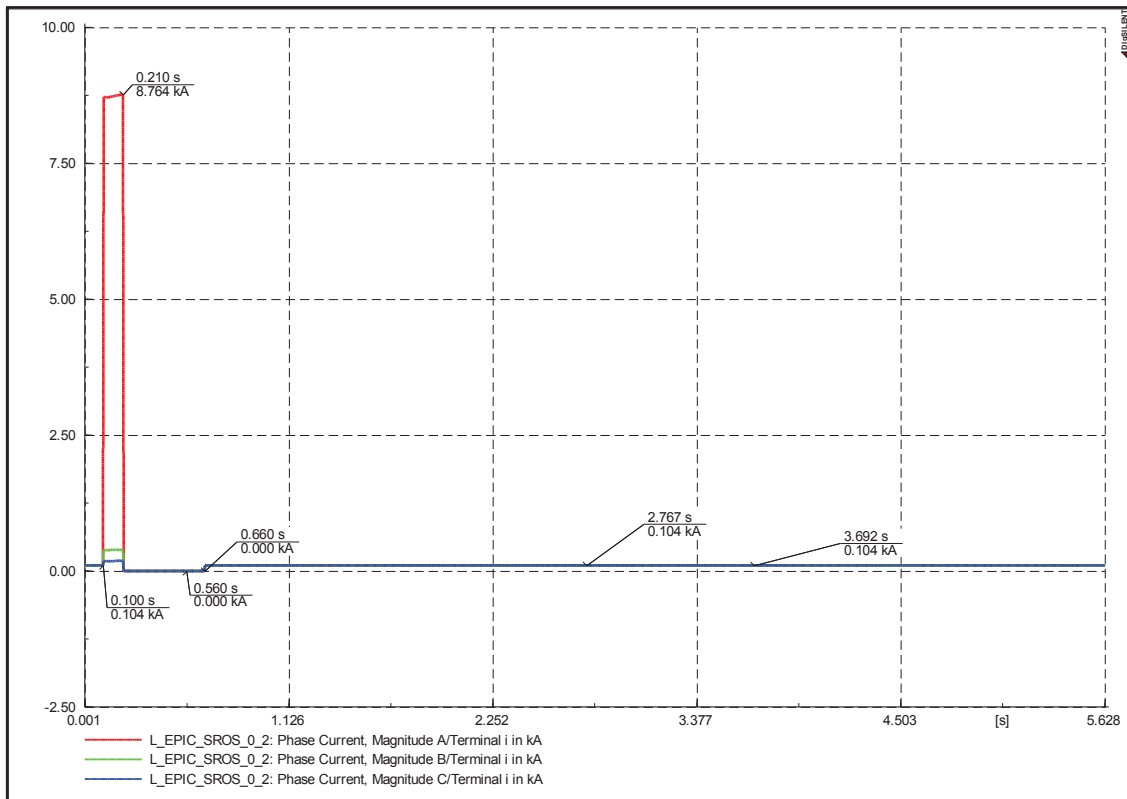




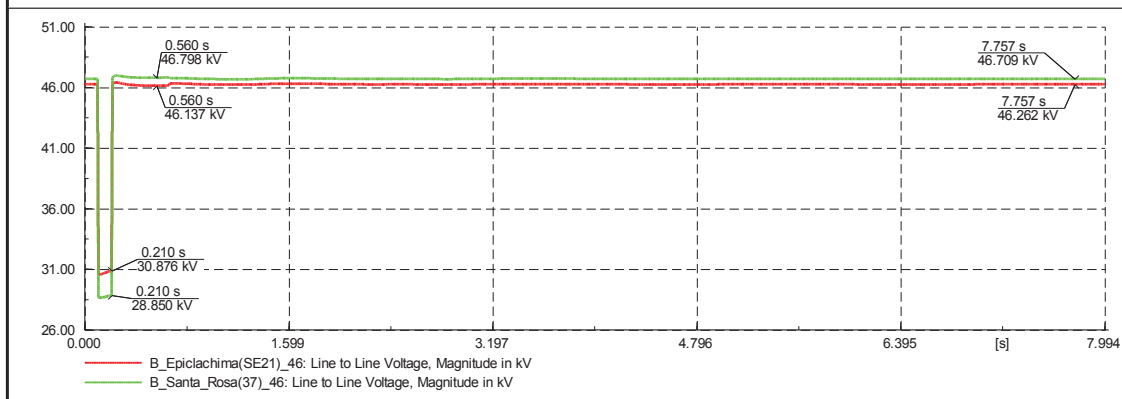
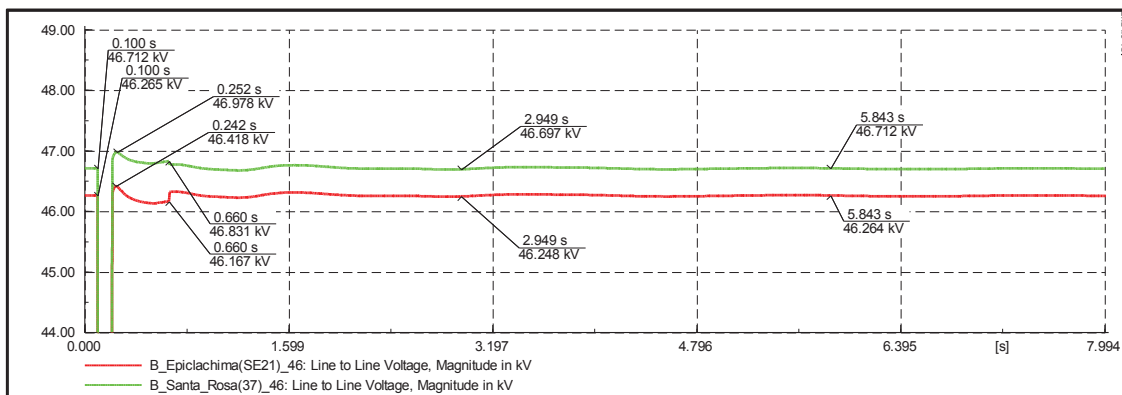
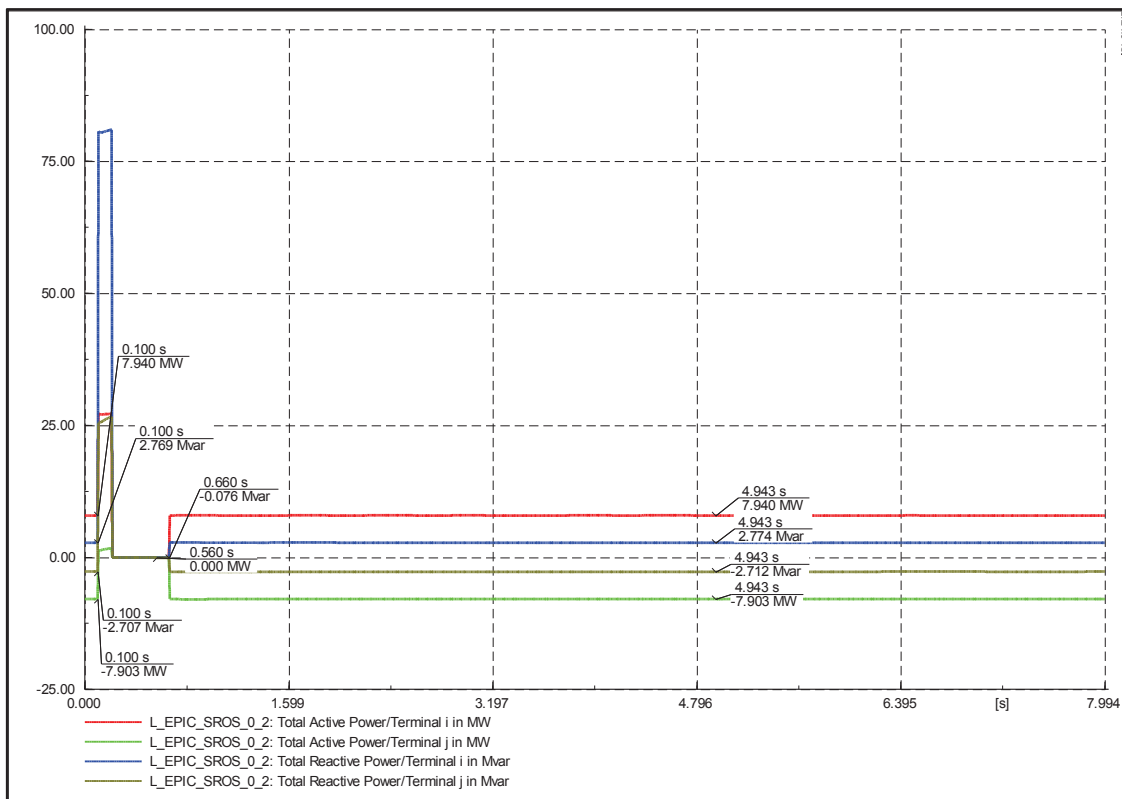
### Línea Santa Rosa – Epiclachima (circuito 2)

#### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

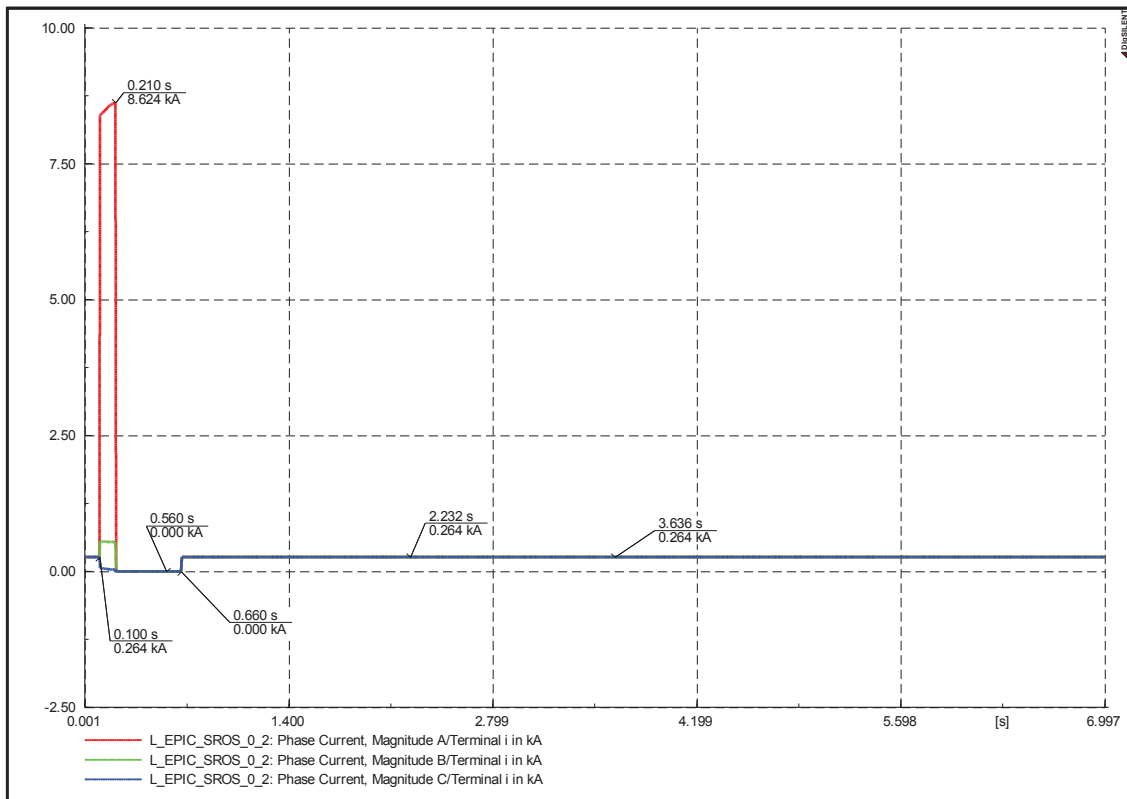
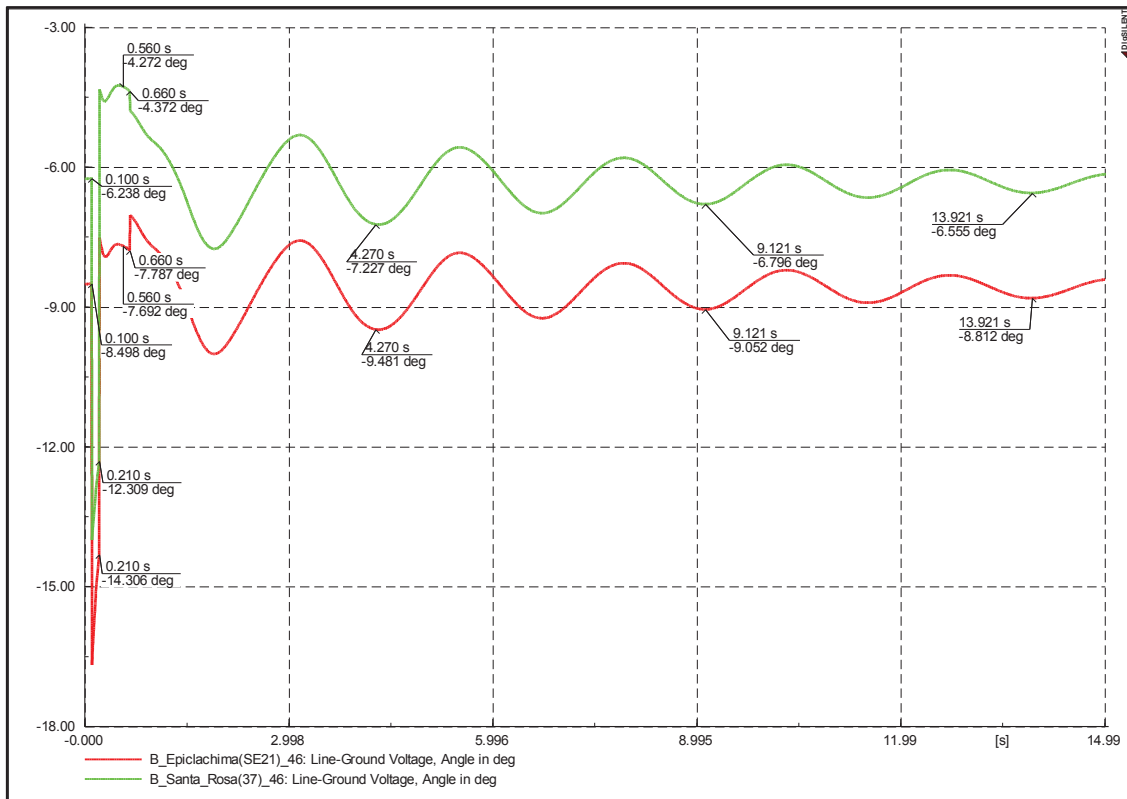


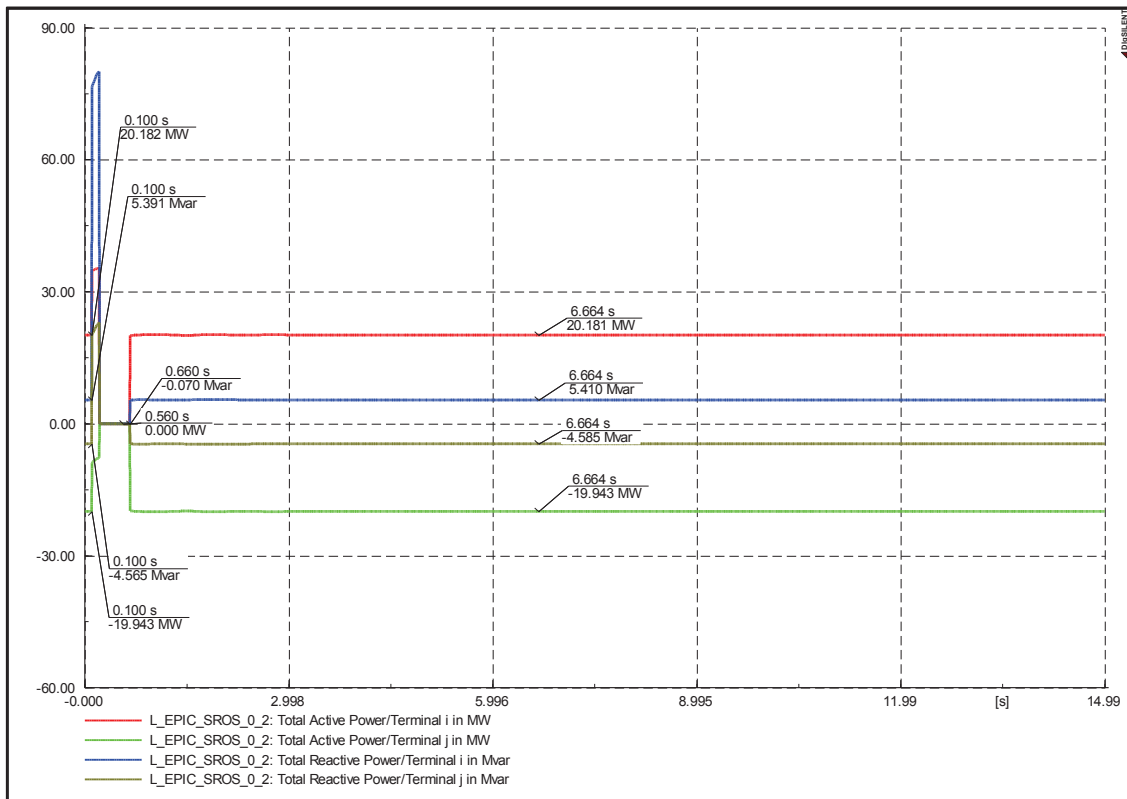
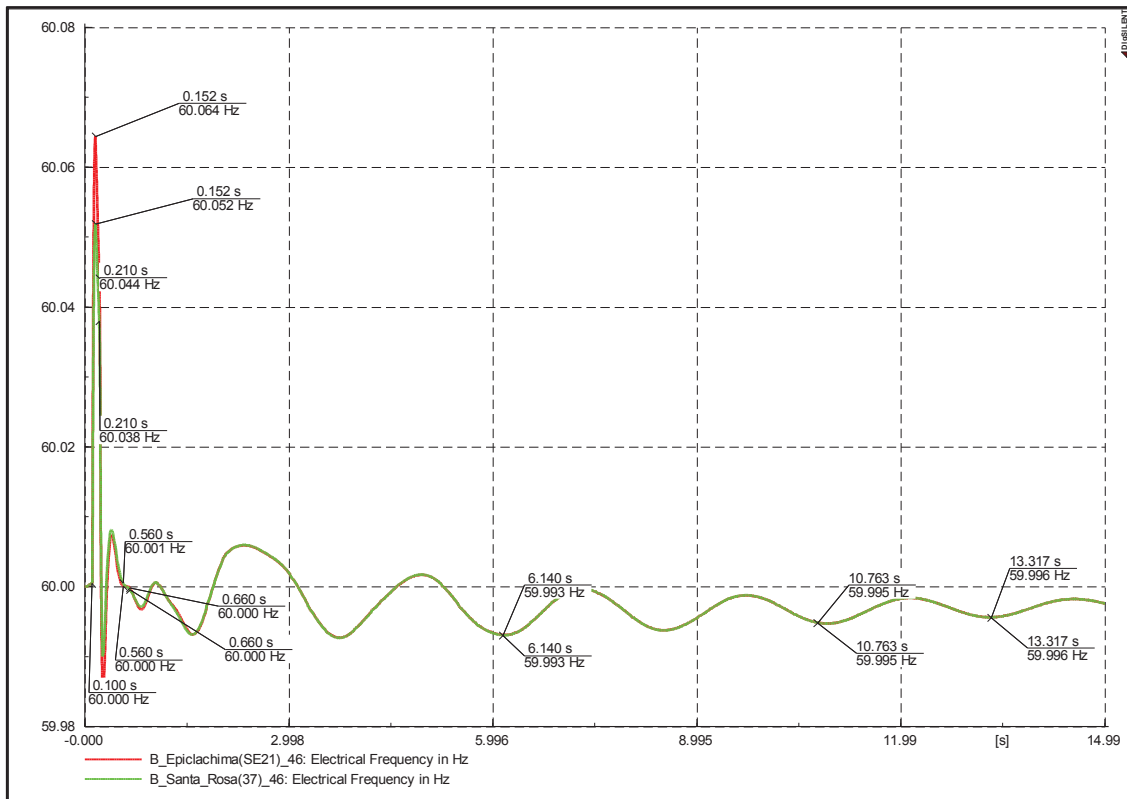


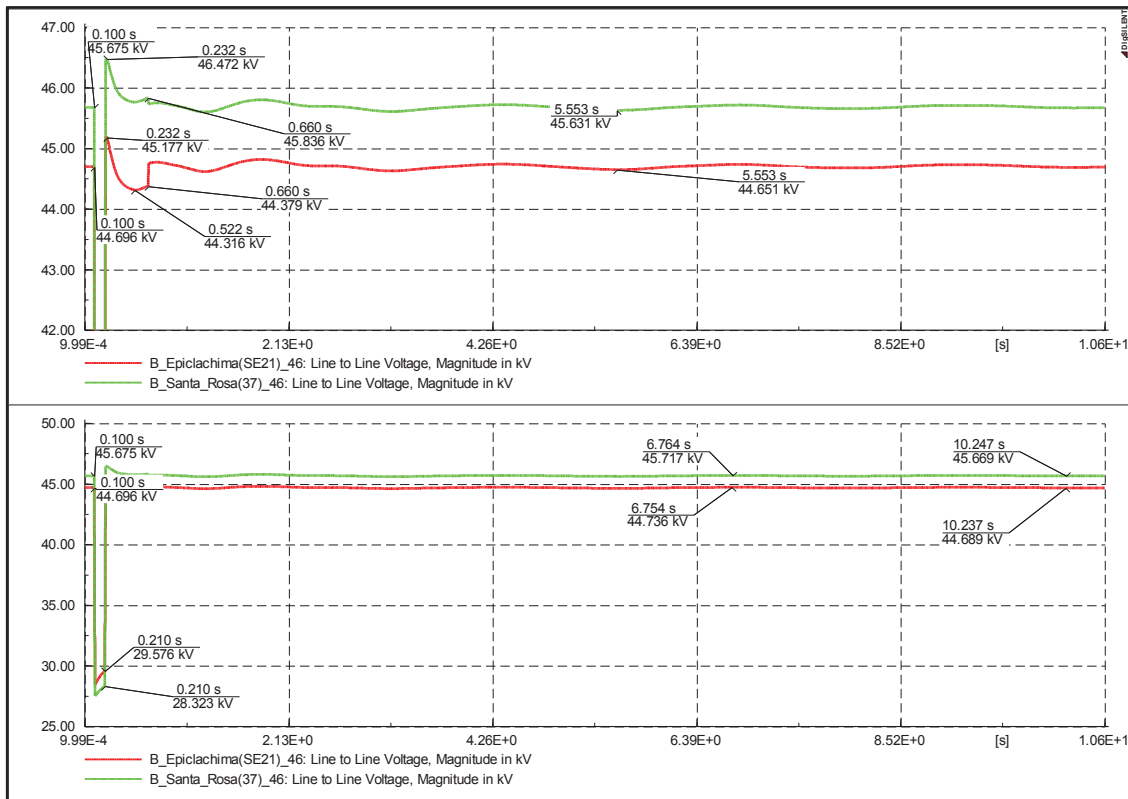




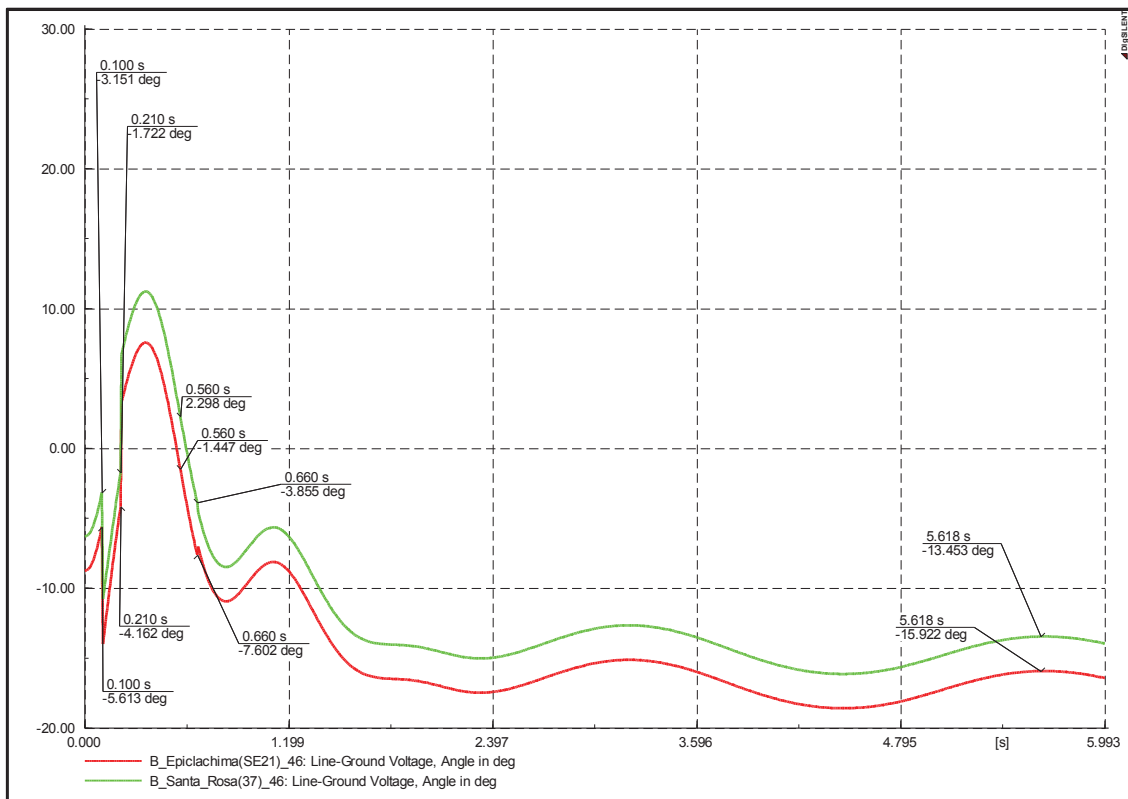
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

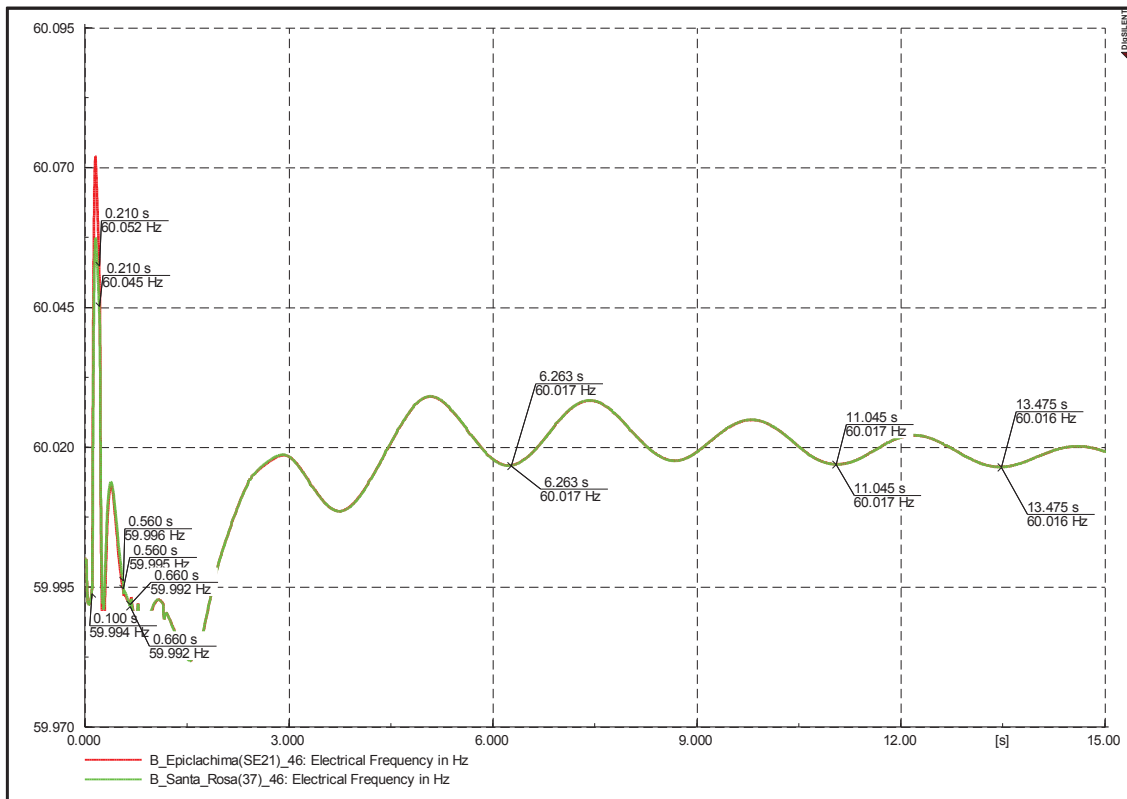
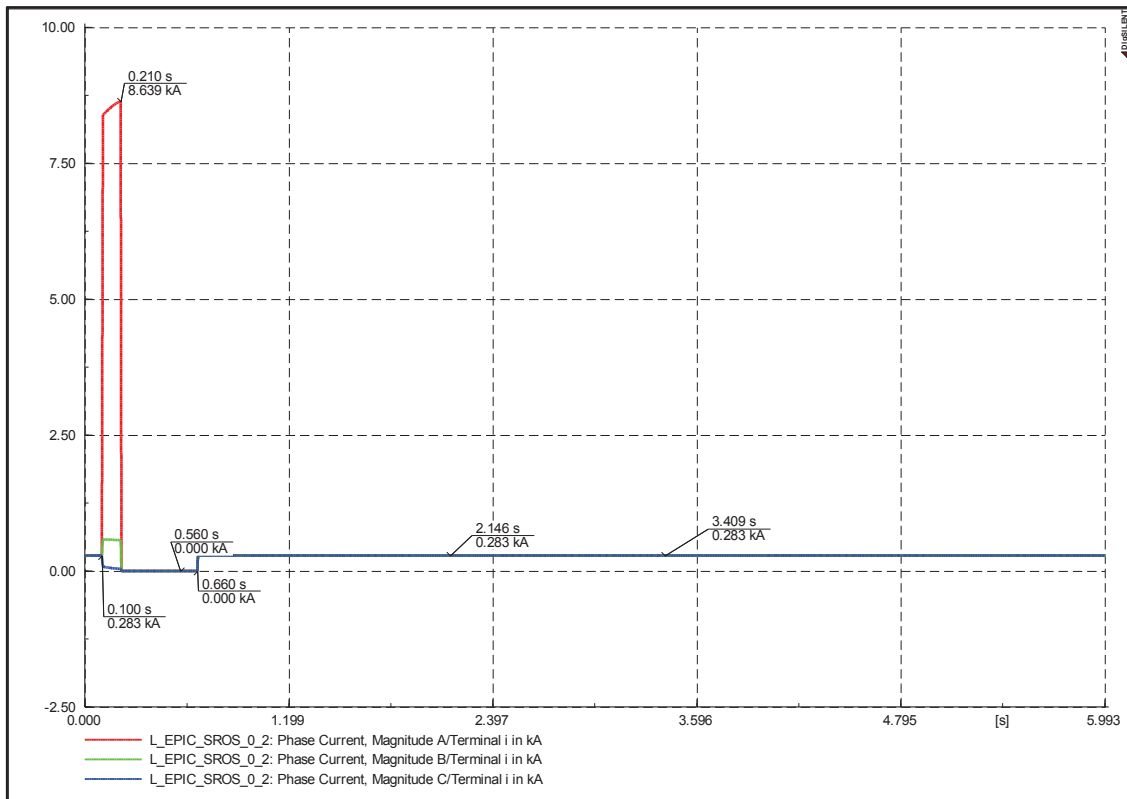


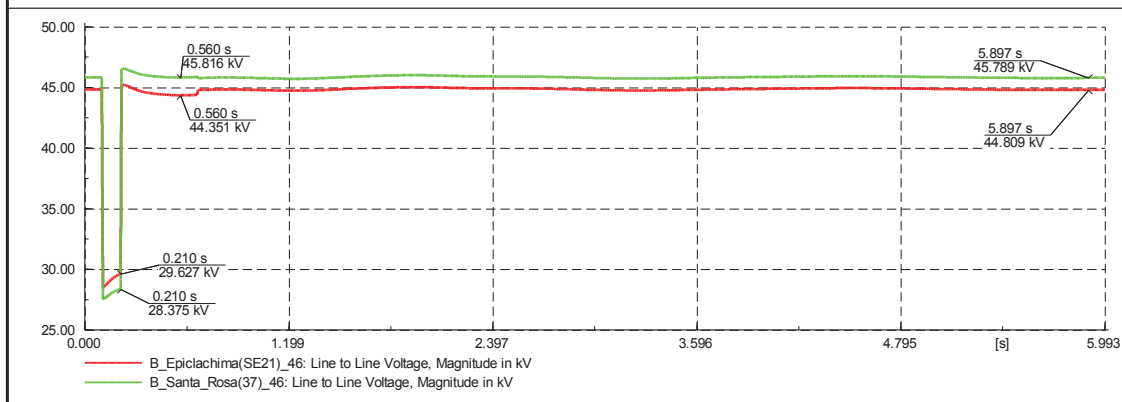
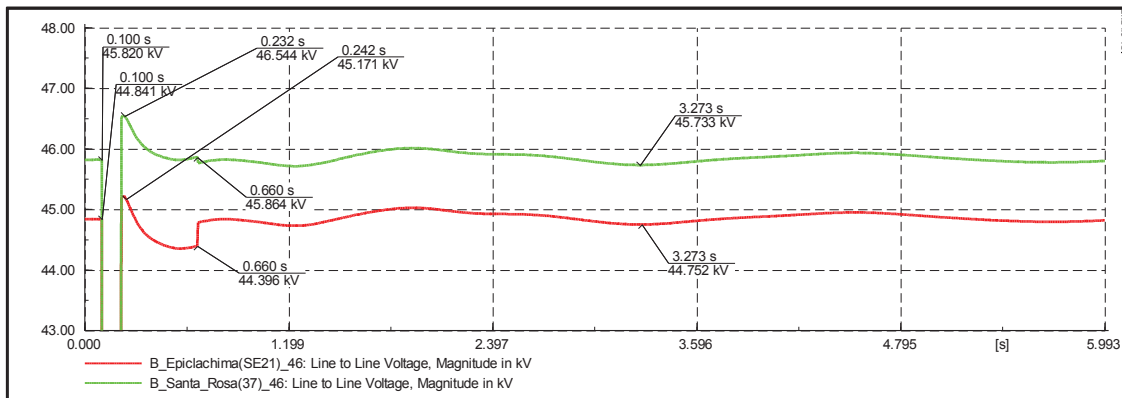
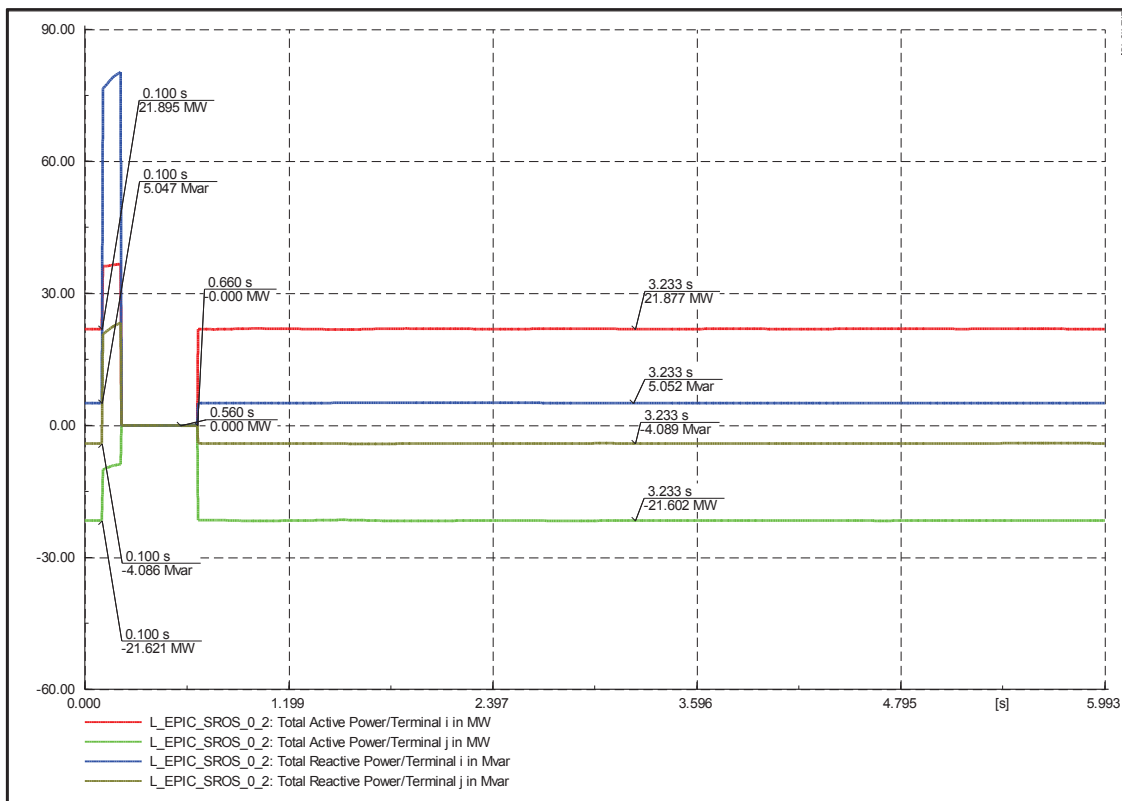




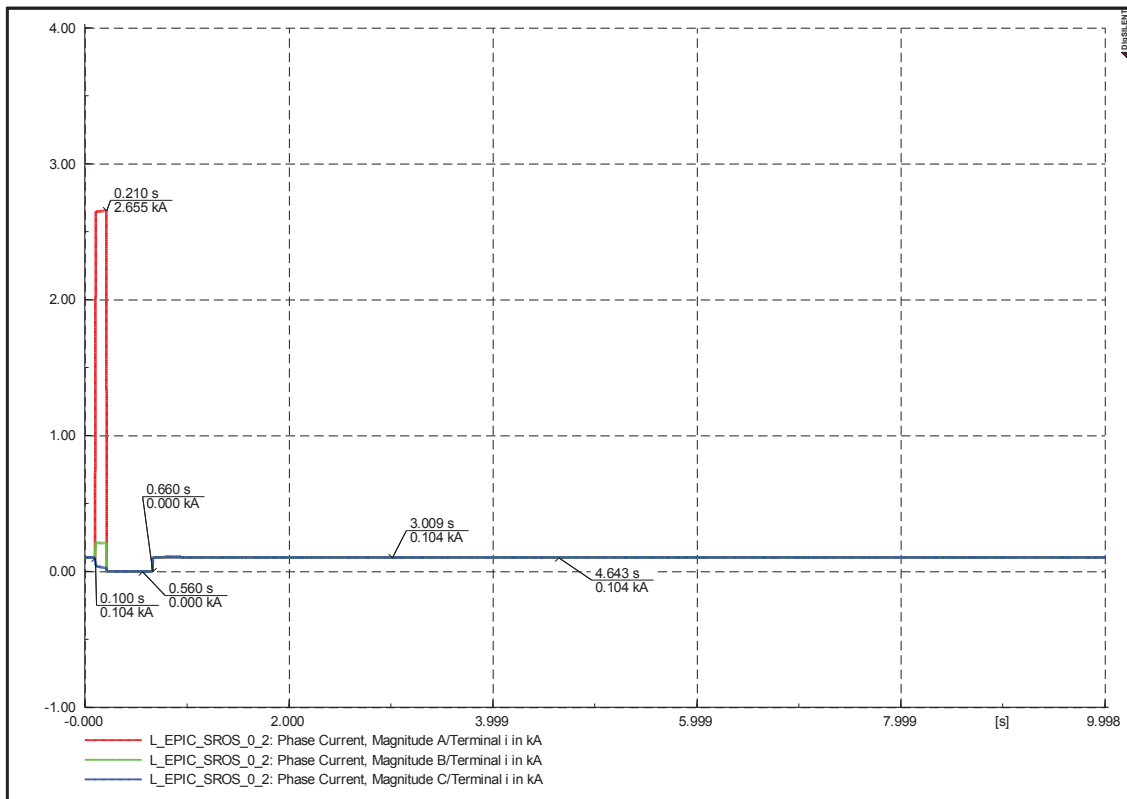
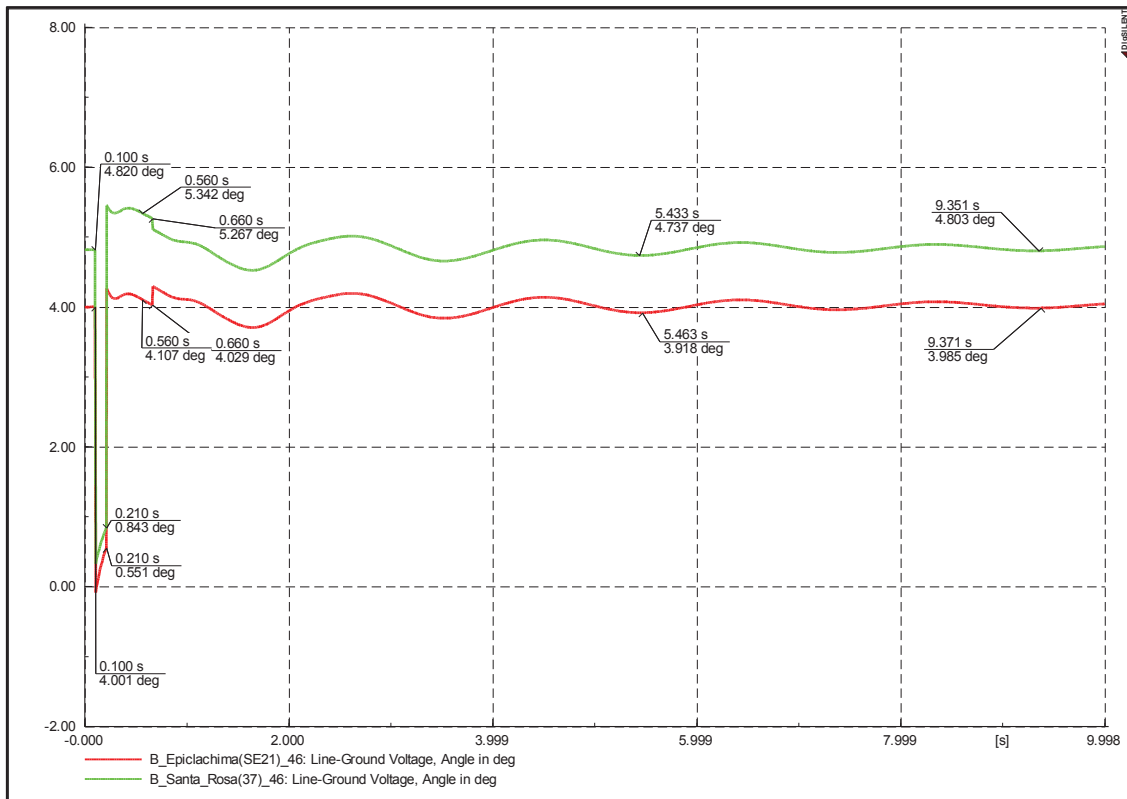
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

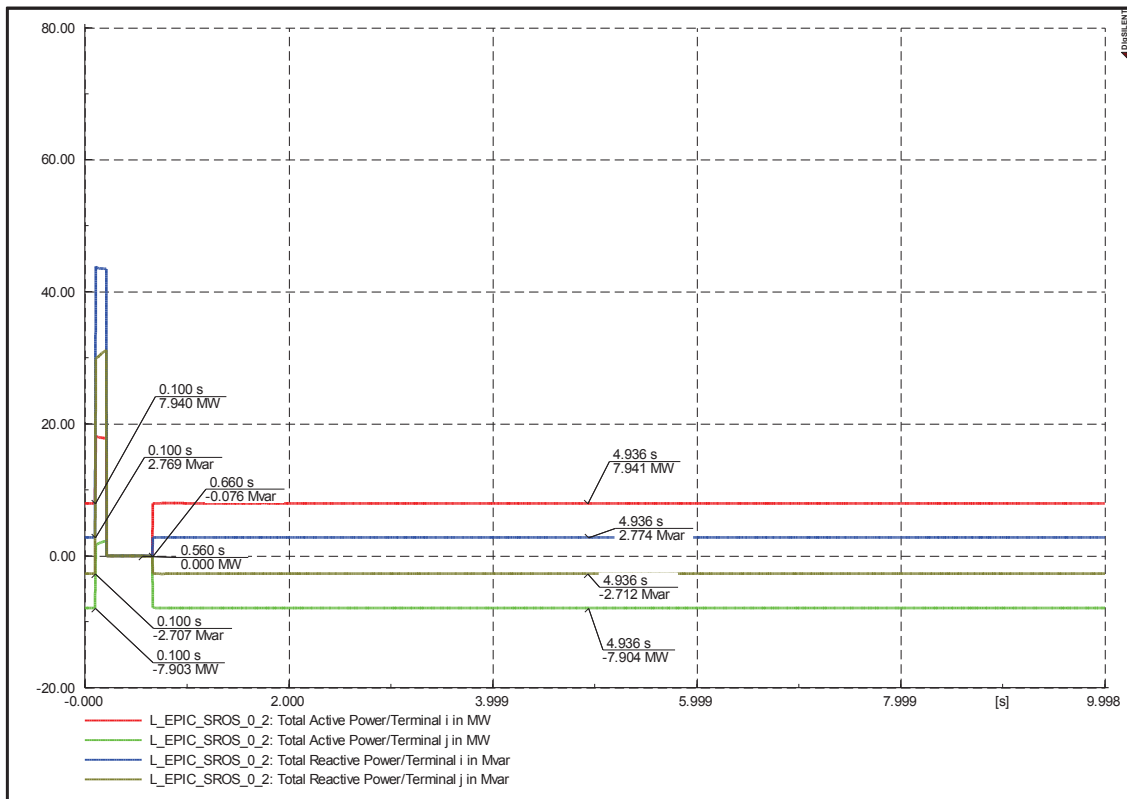
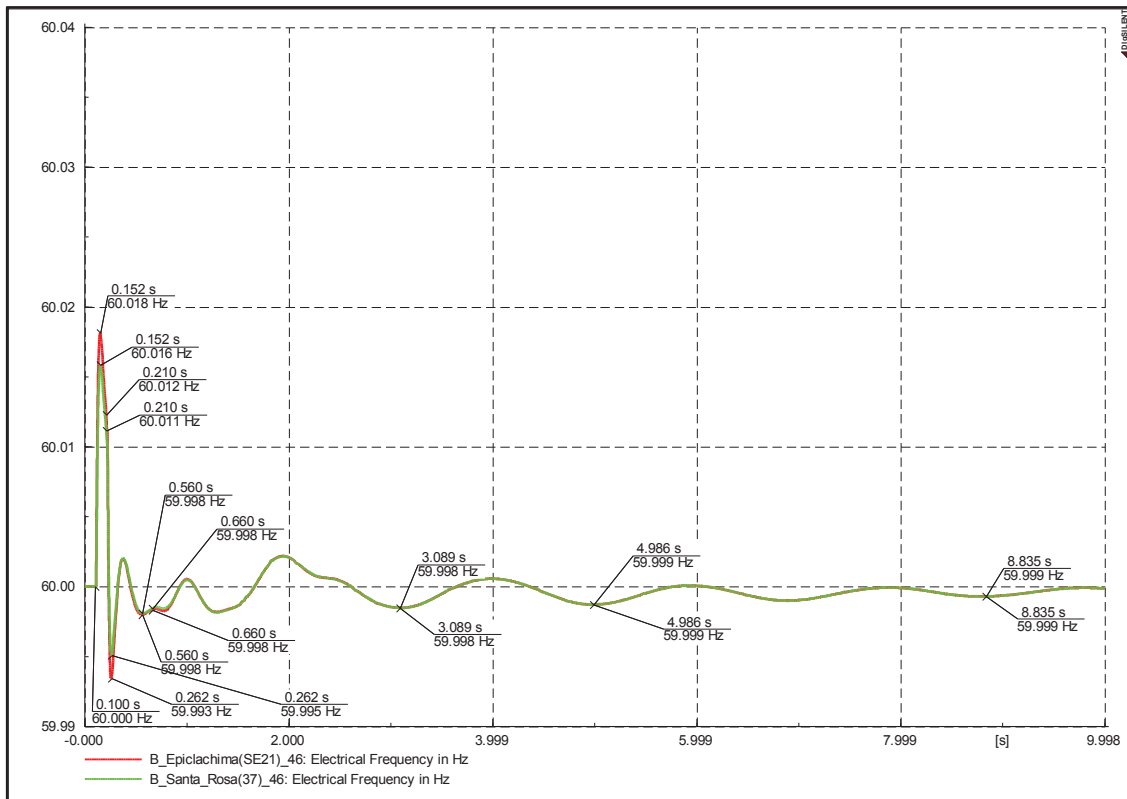




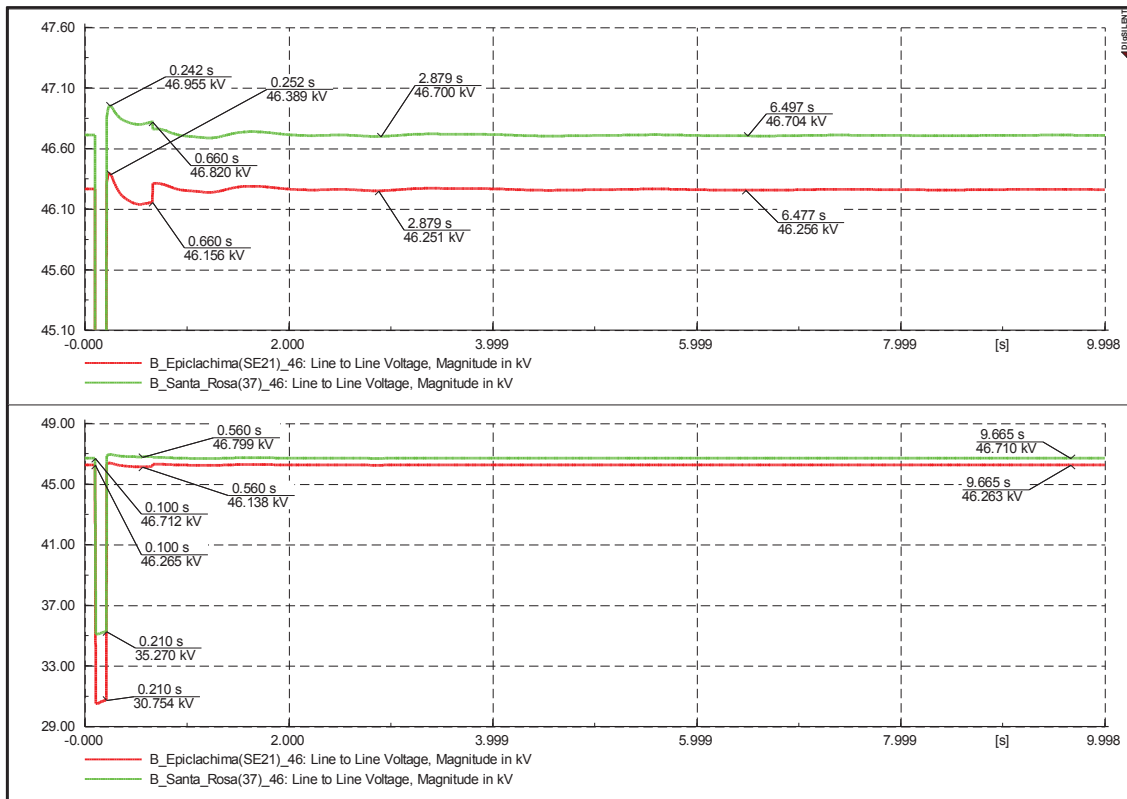


**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

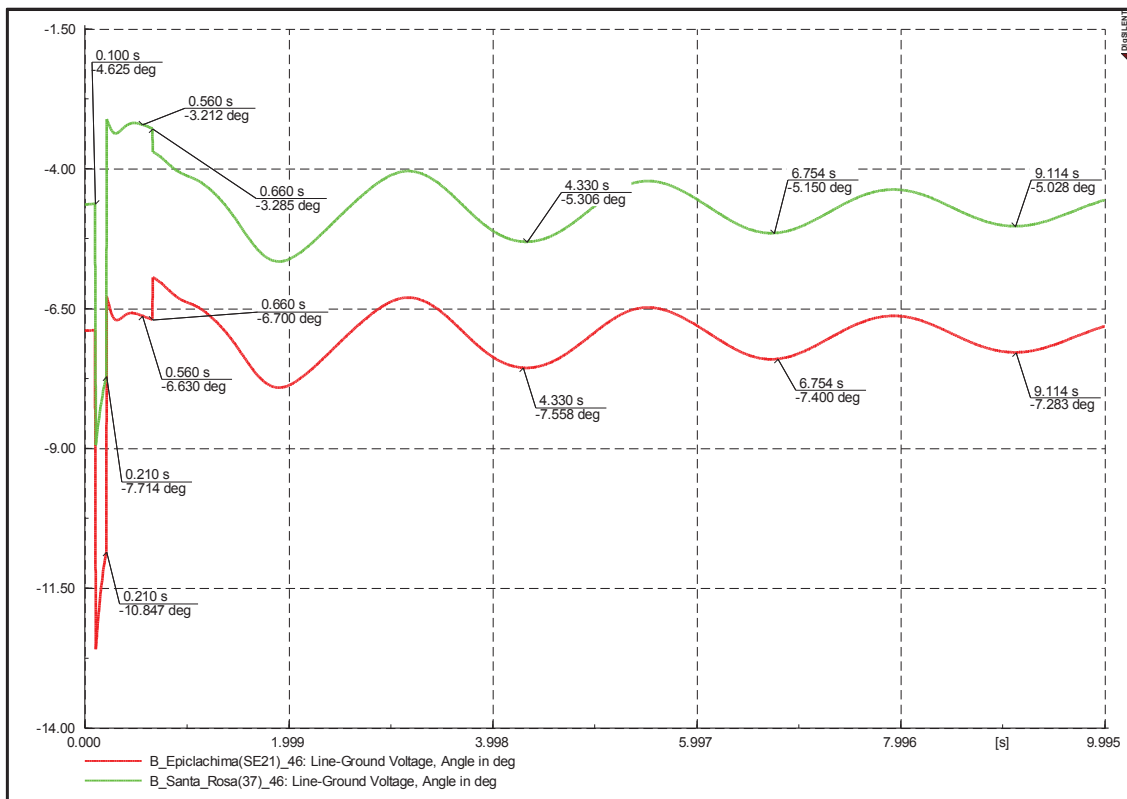


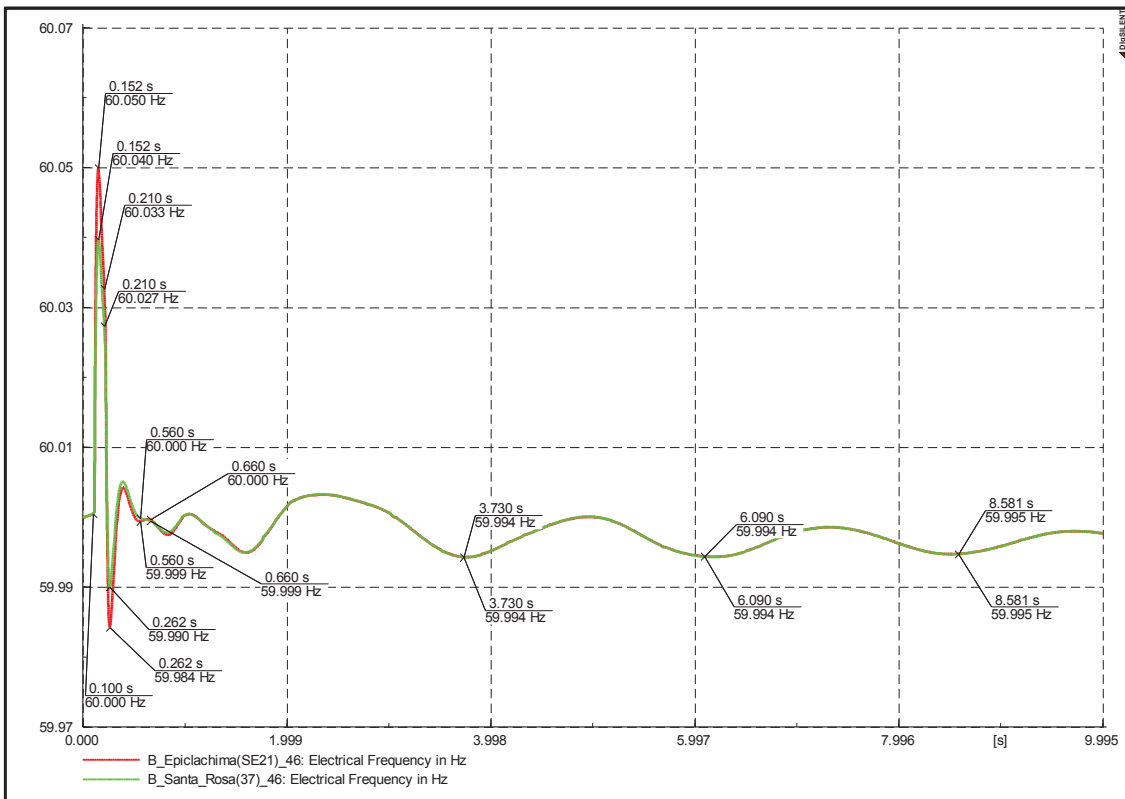
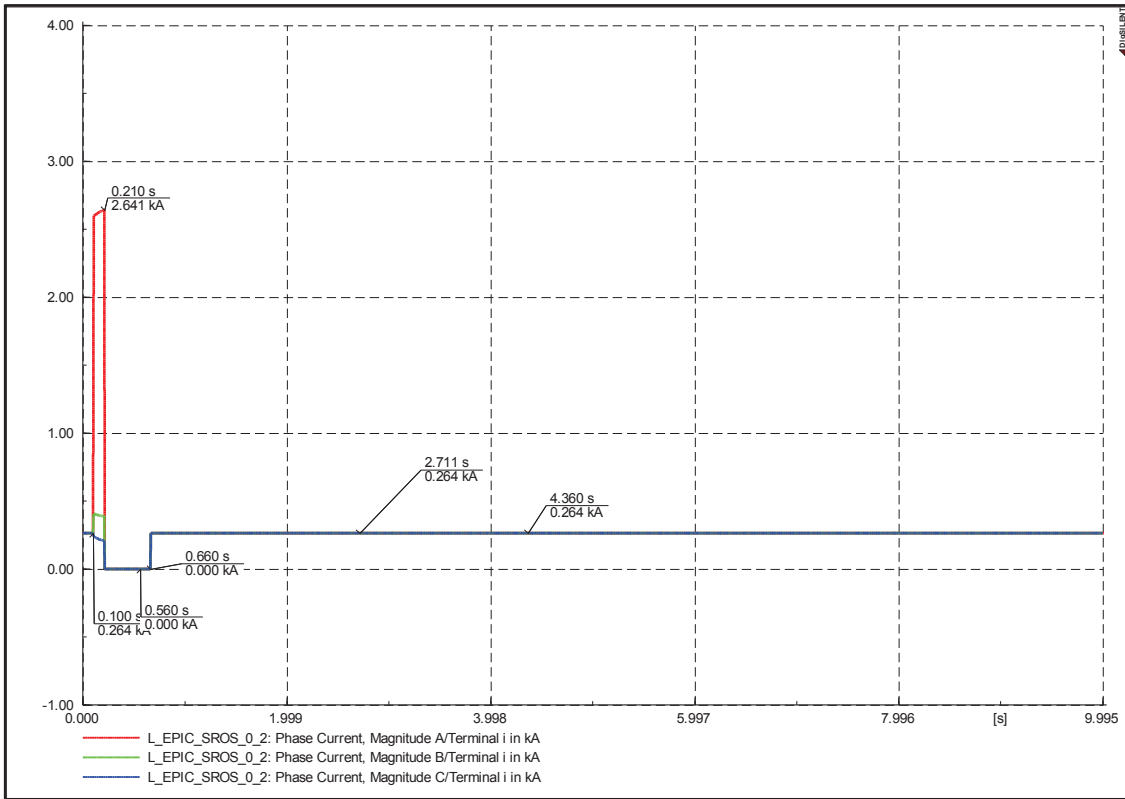


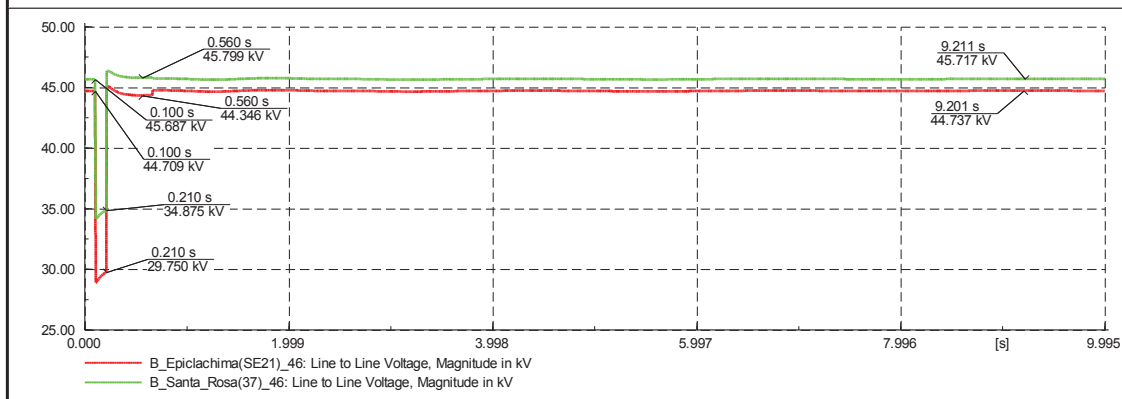
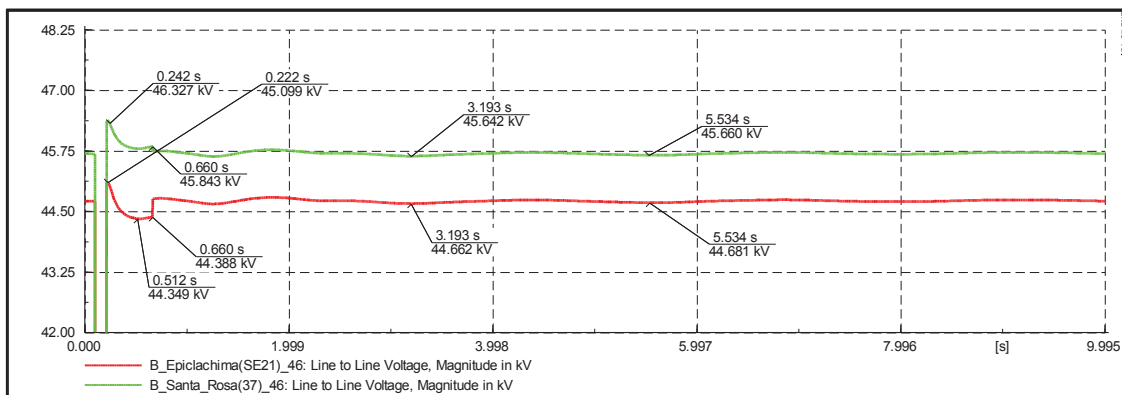
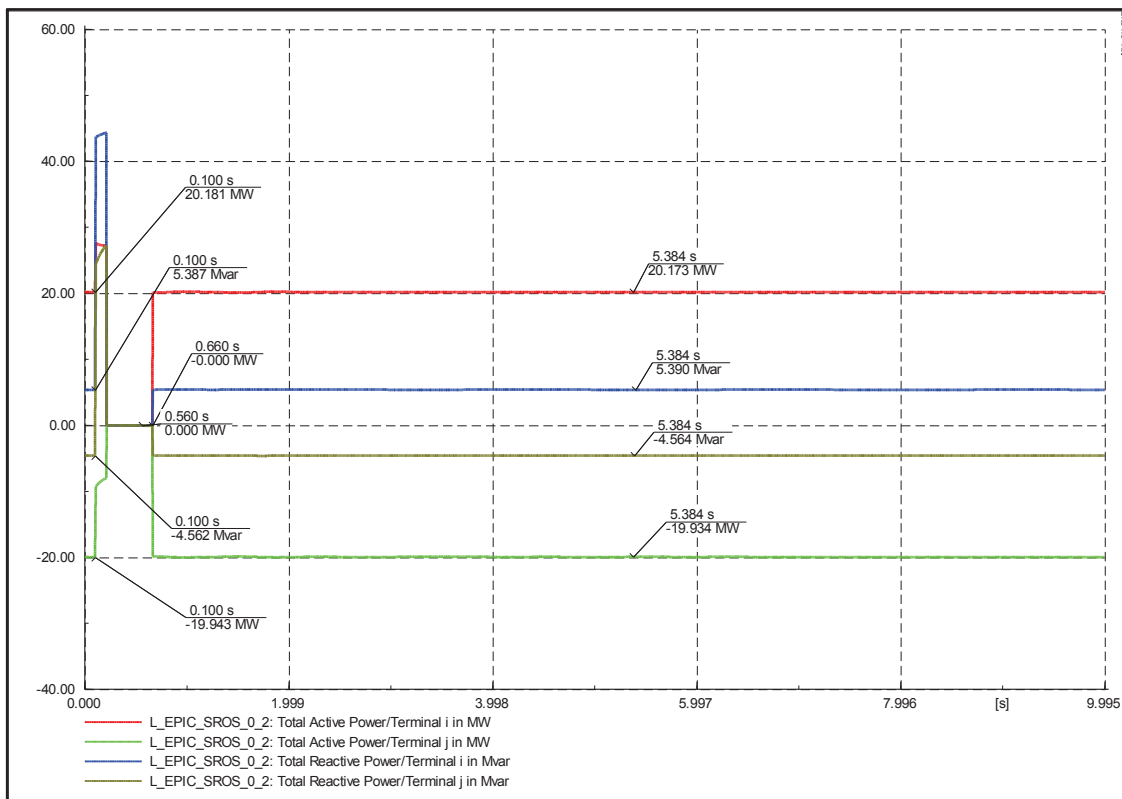




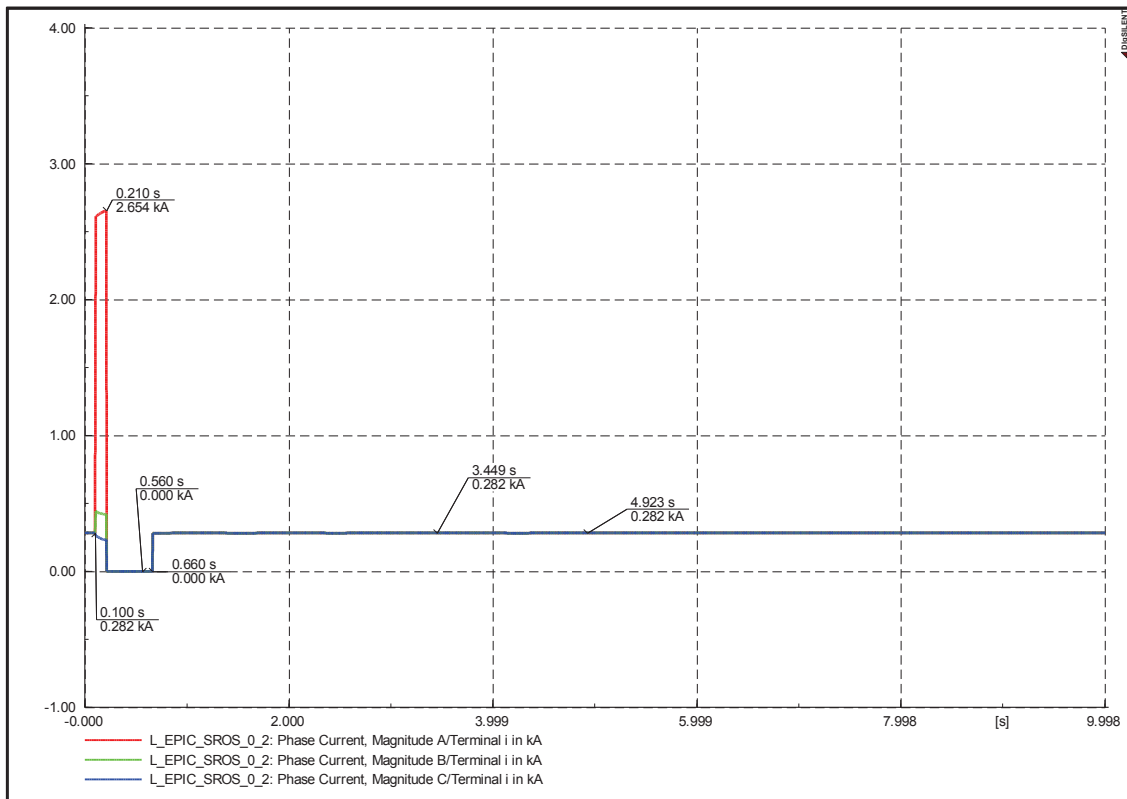
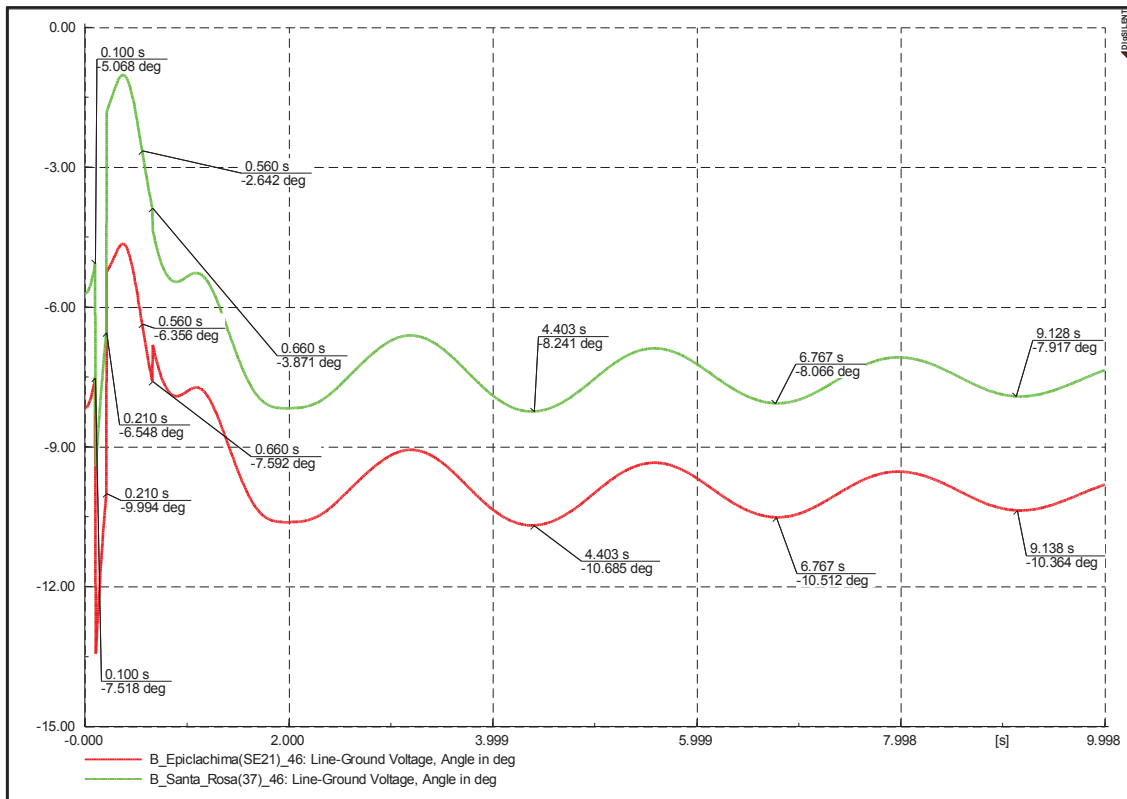
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

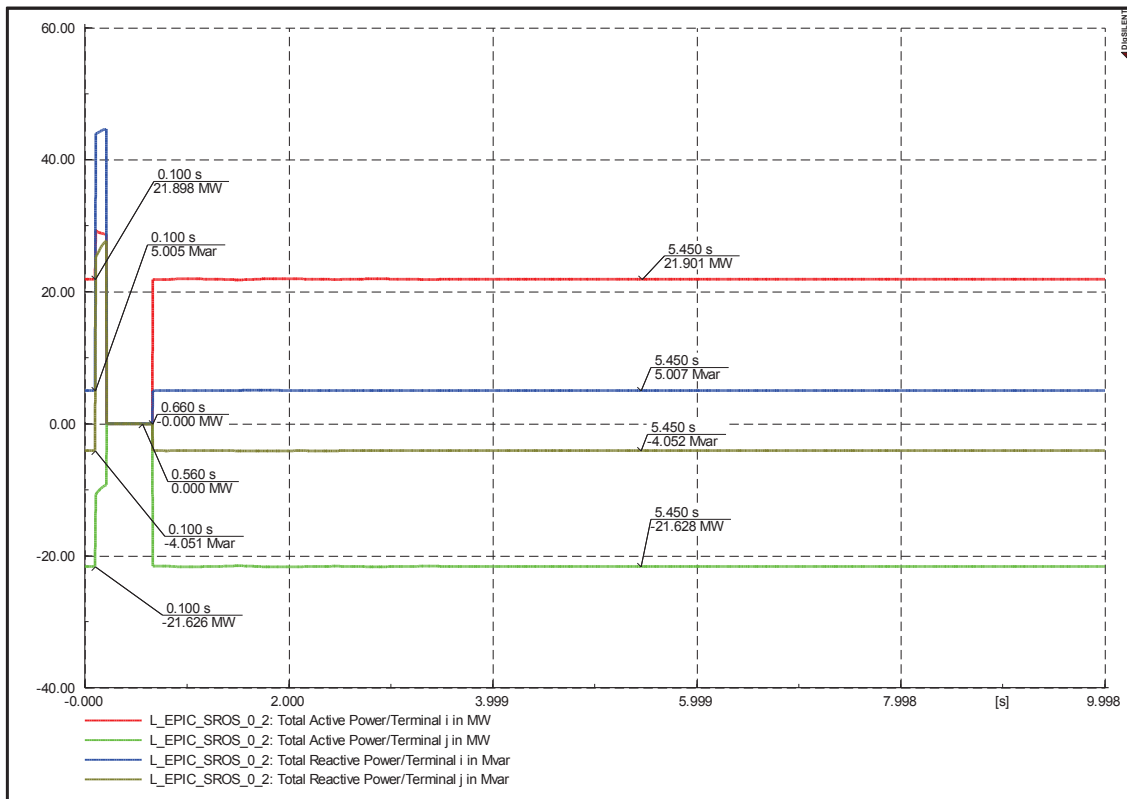
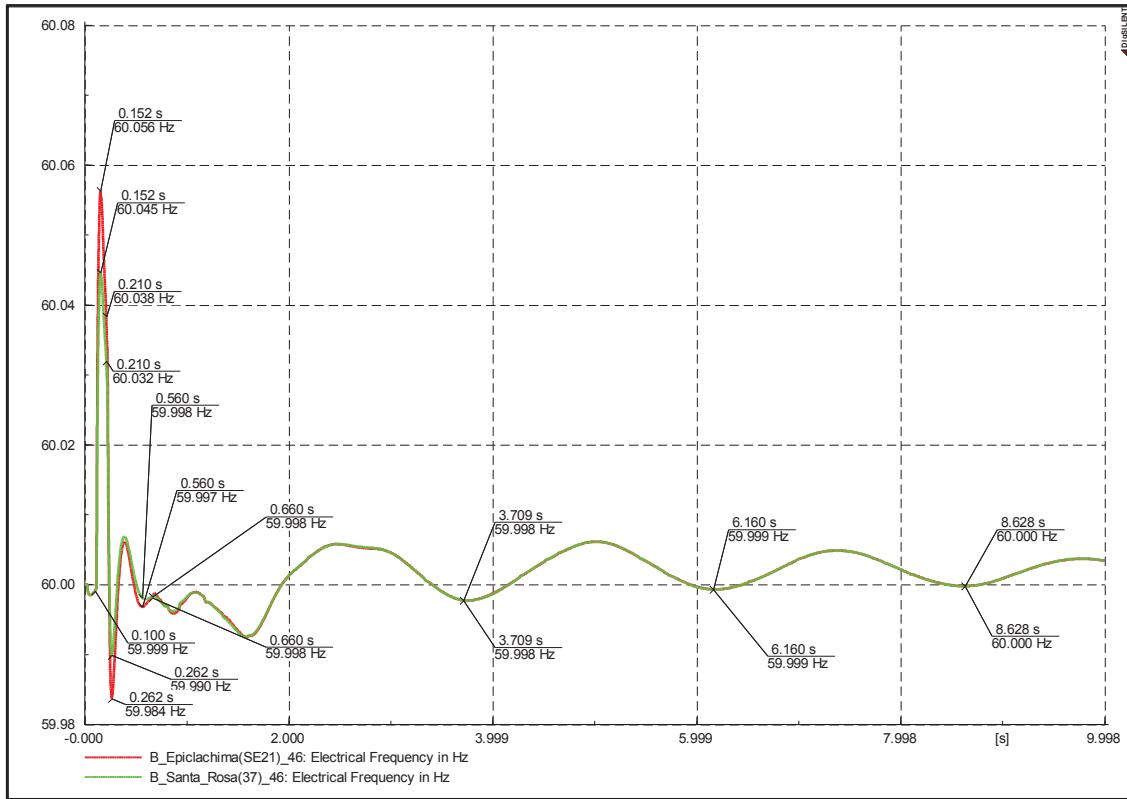


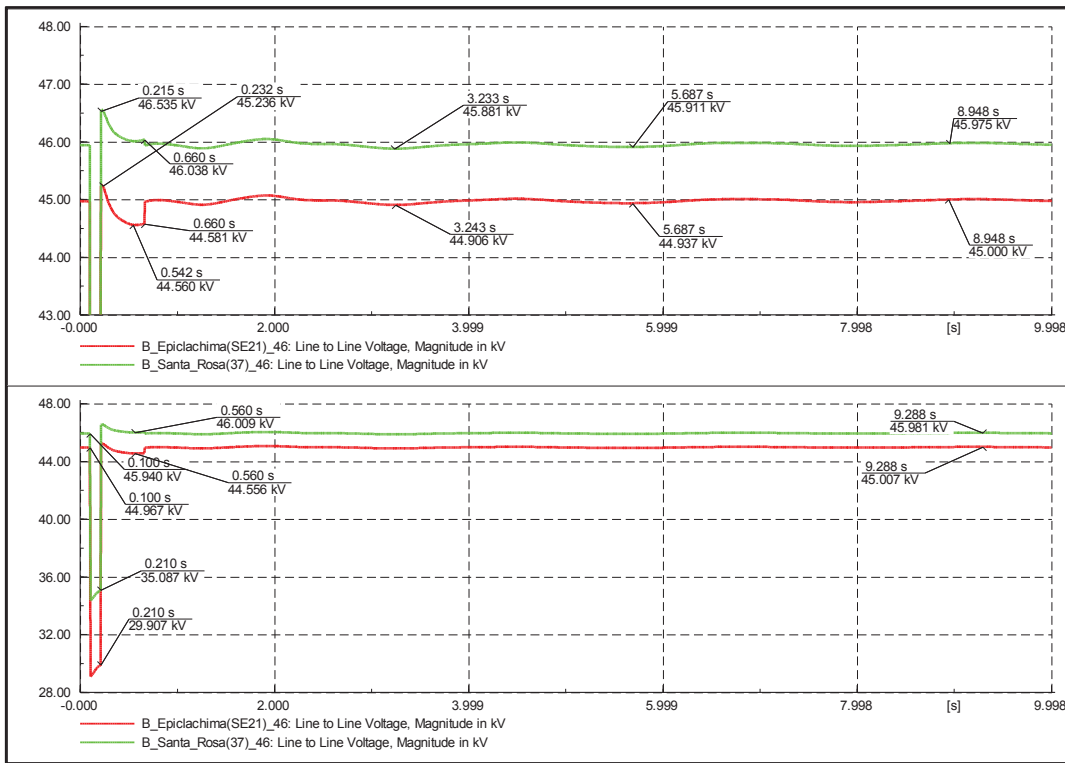




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

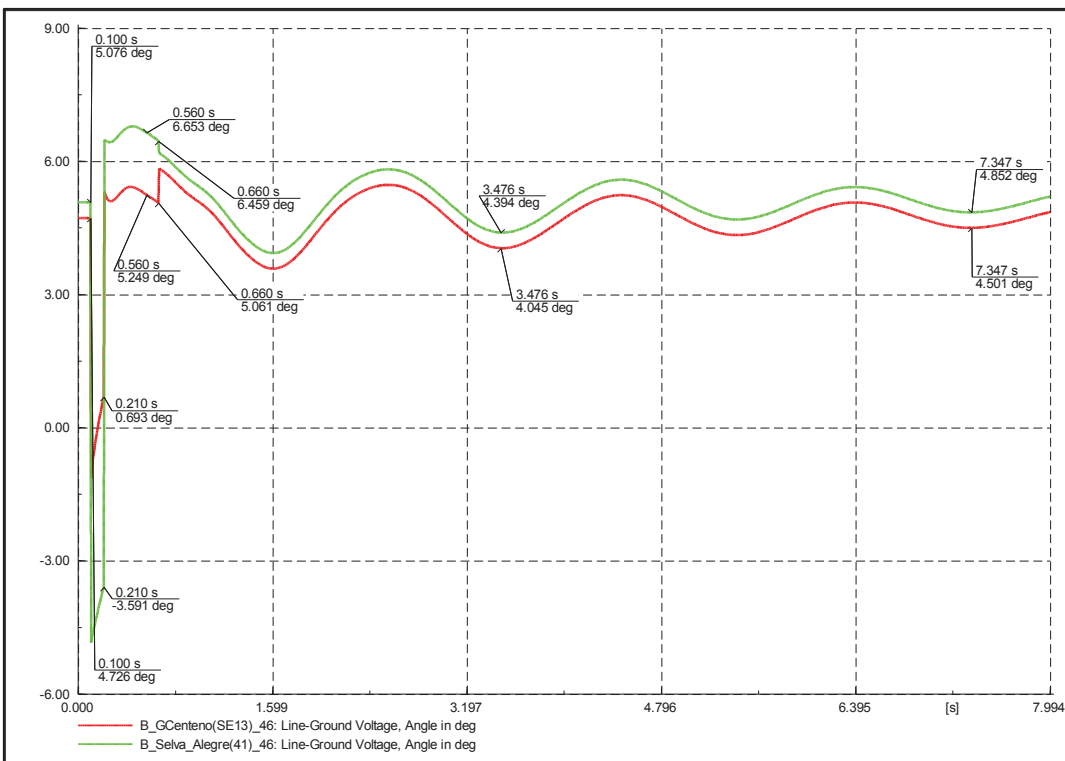


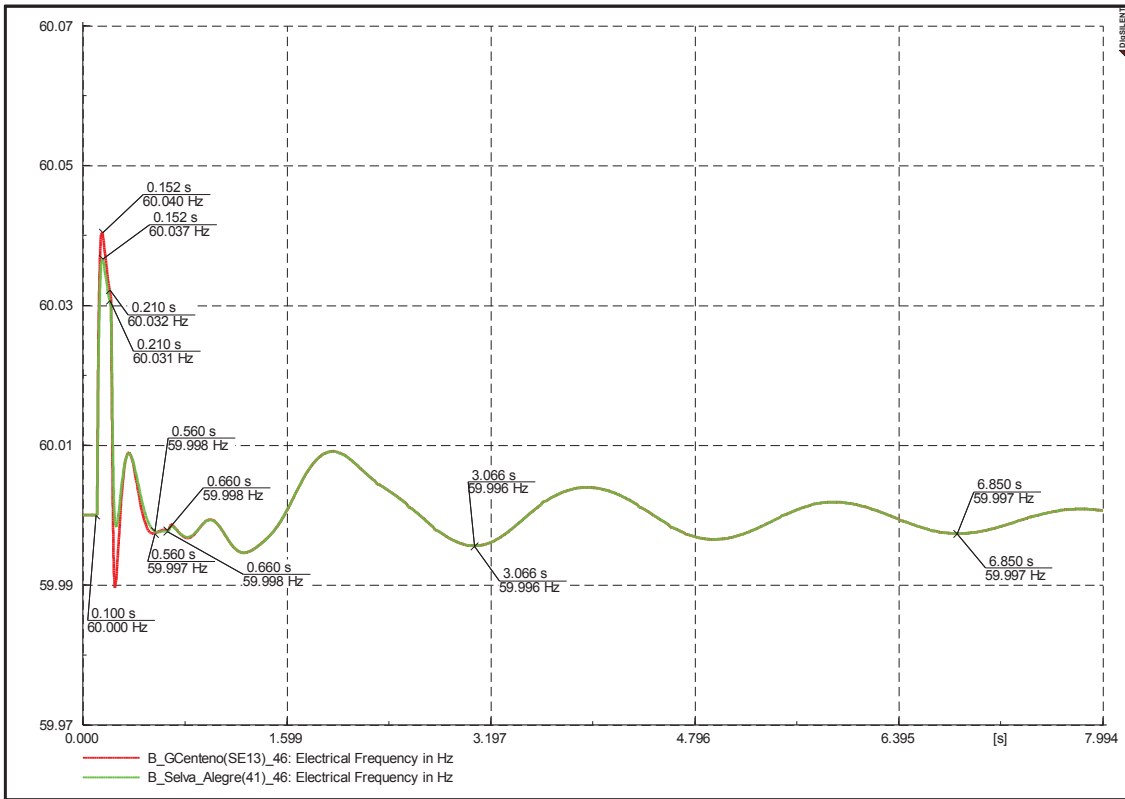
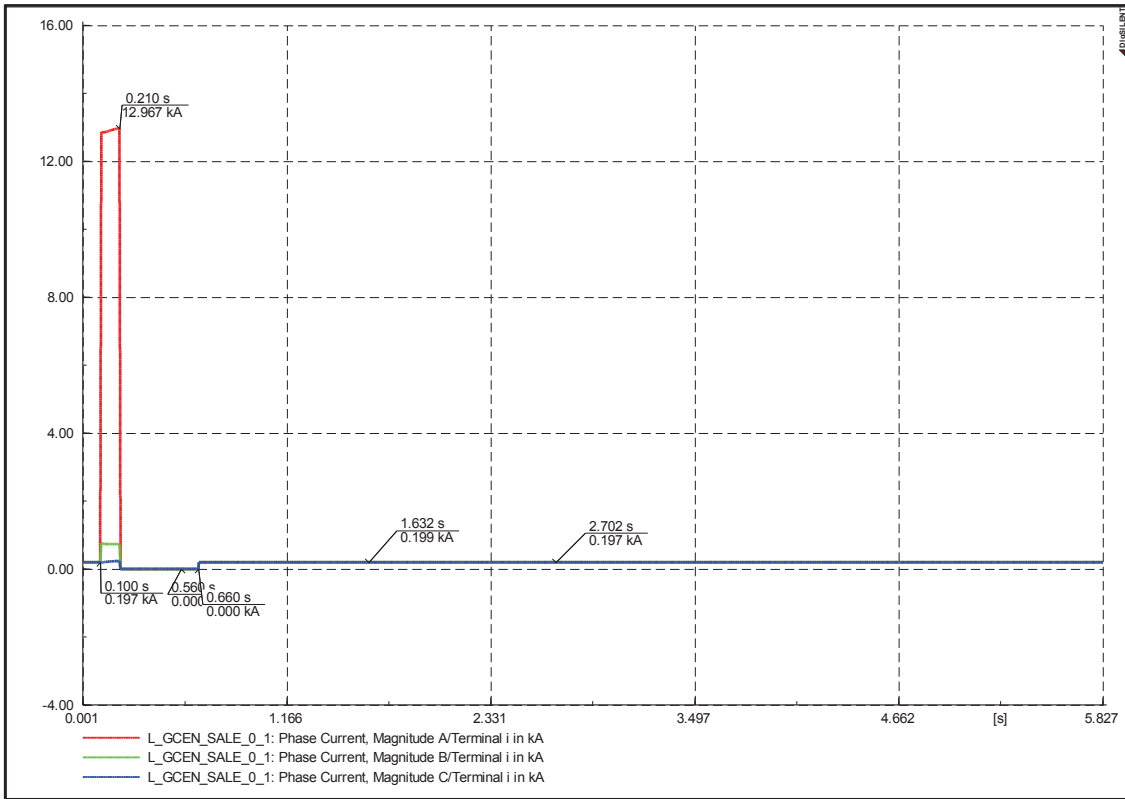


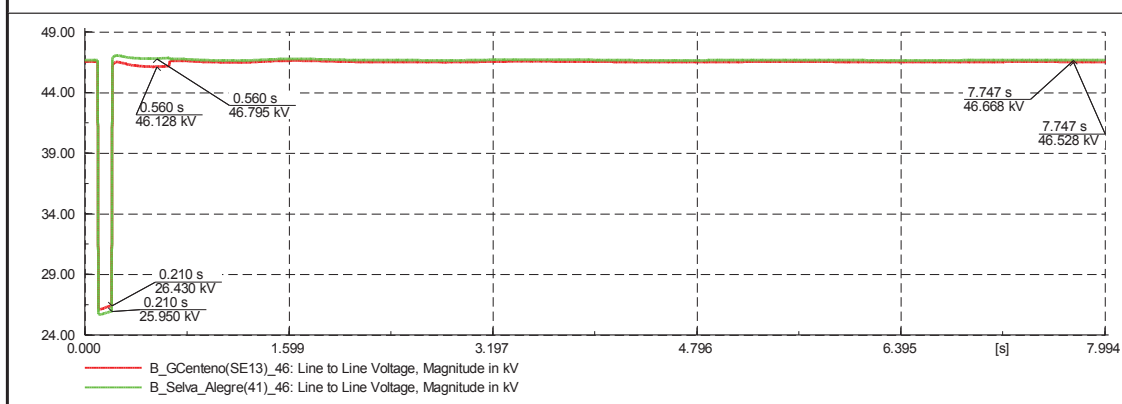
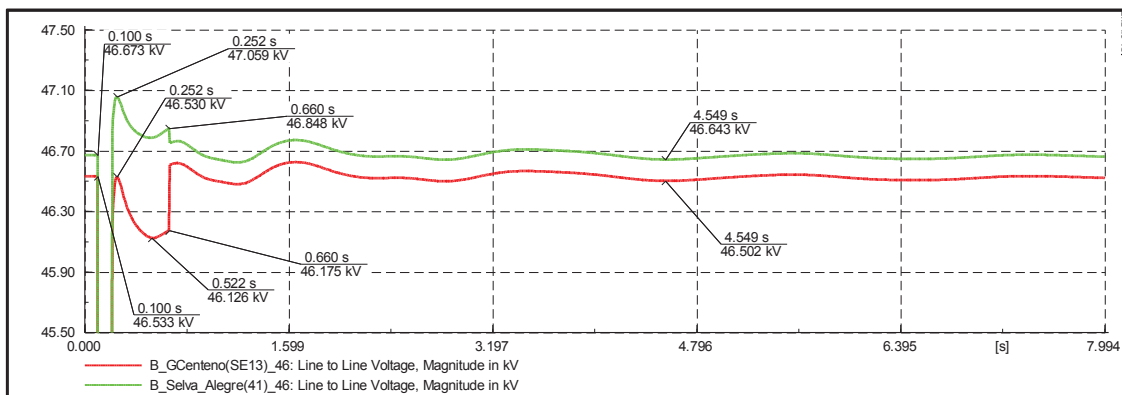
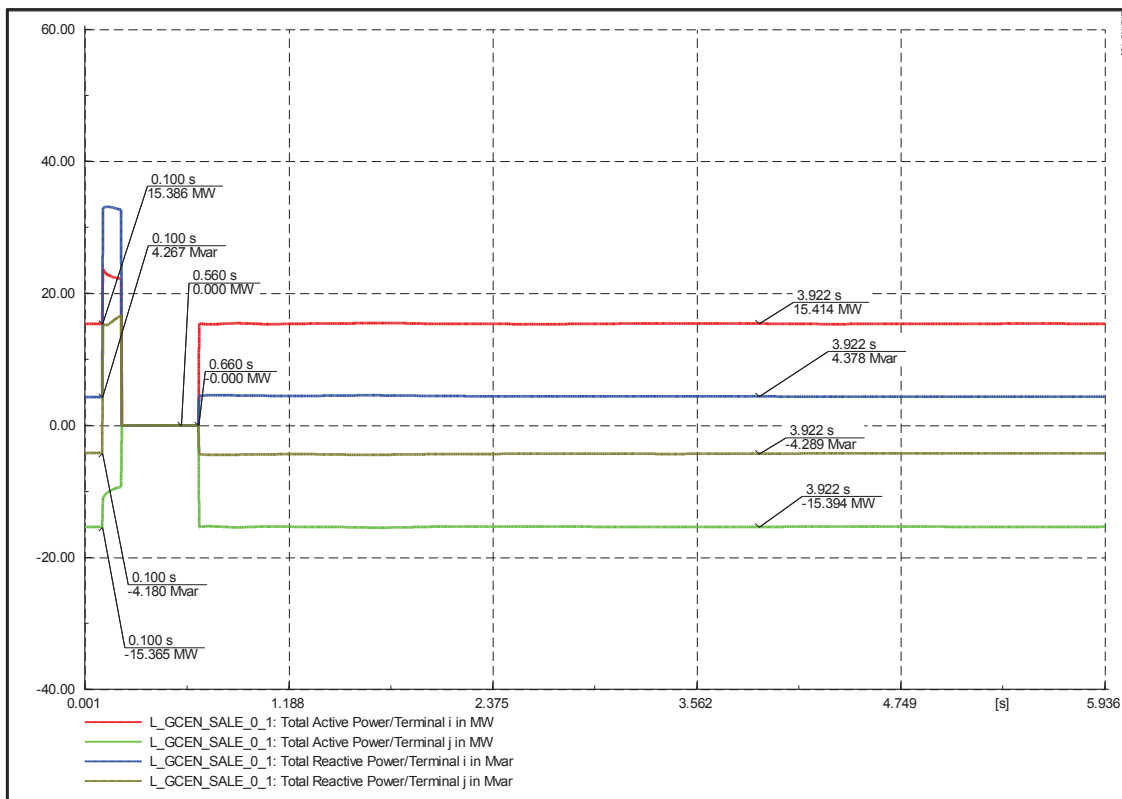


**Línea Selva Alegre – Granda Centeno**

**Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

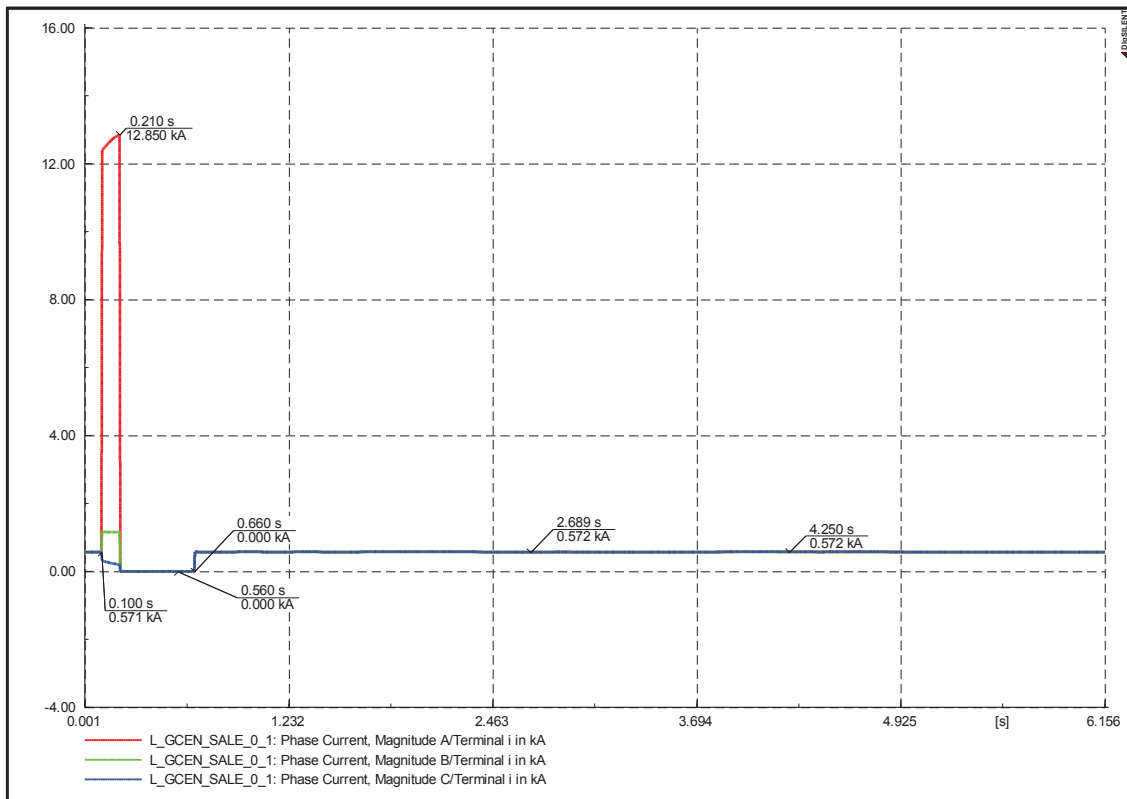
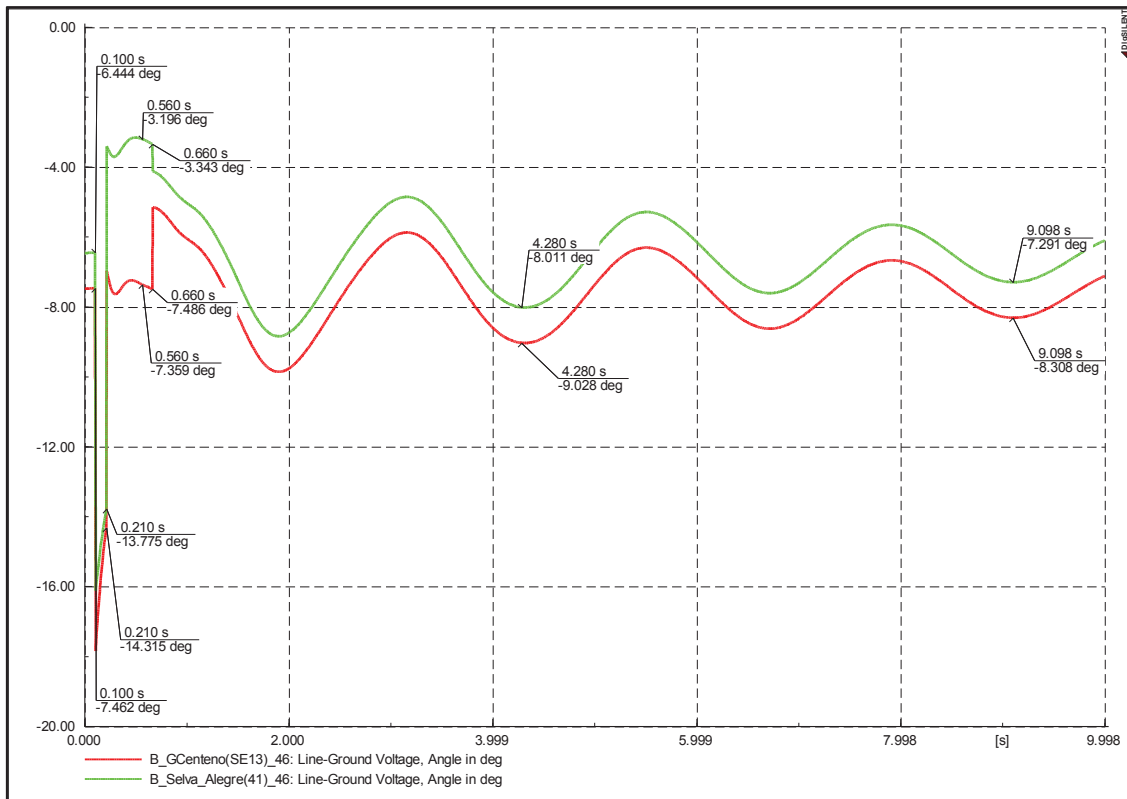


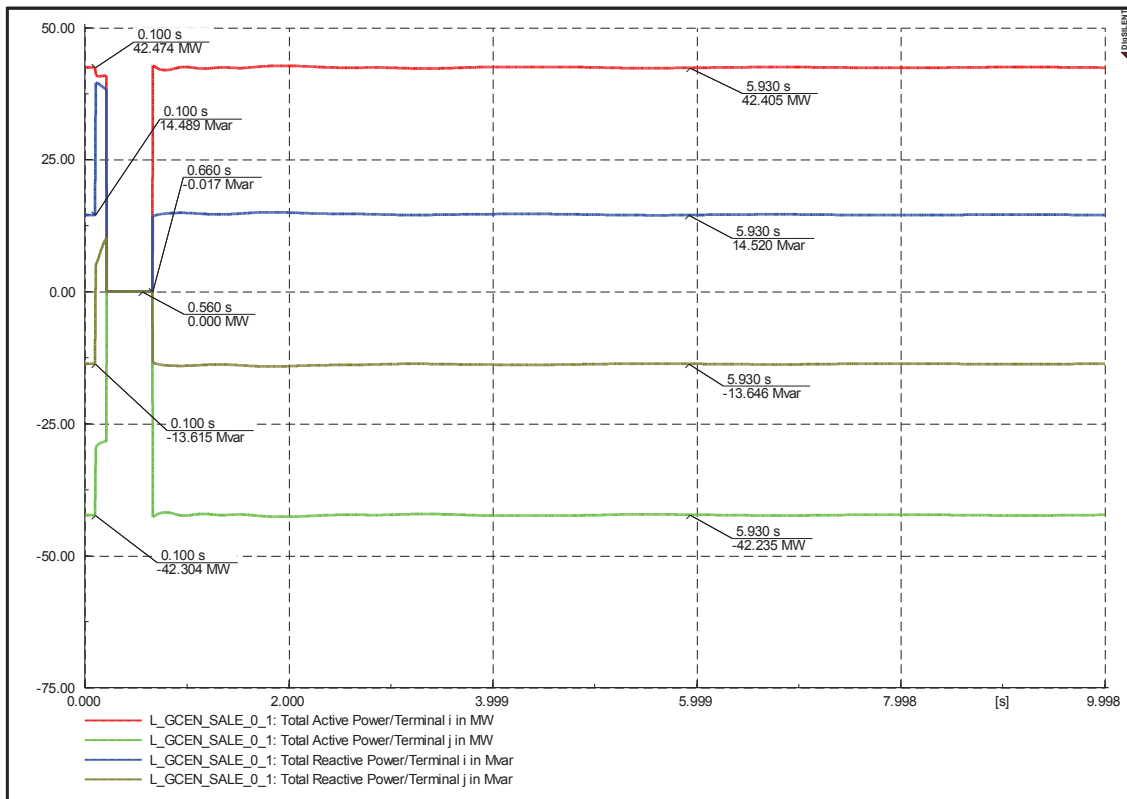
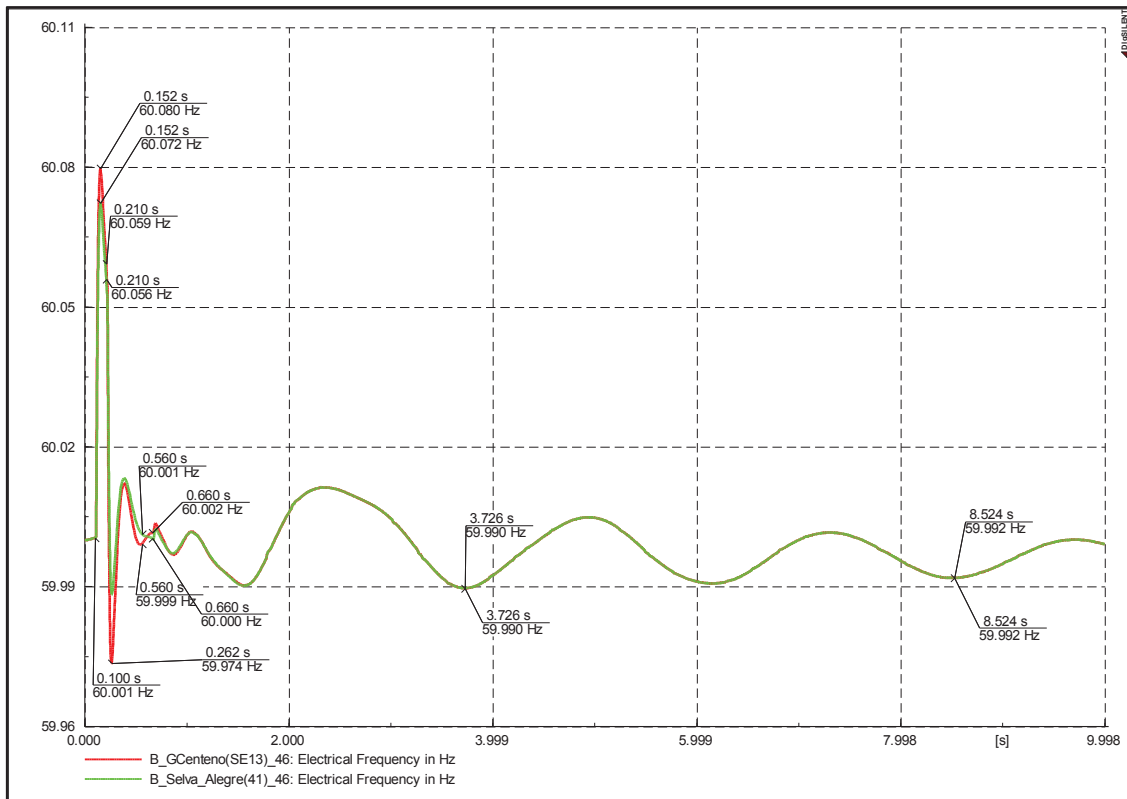


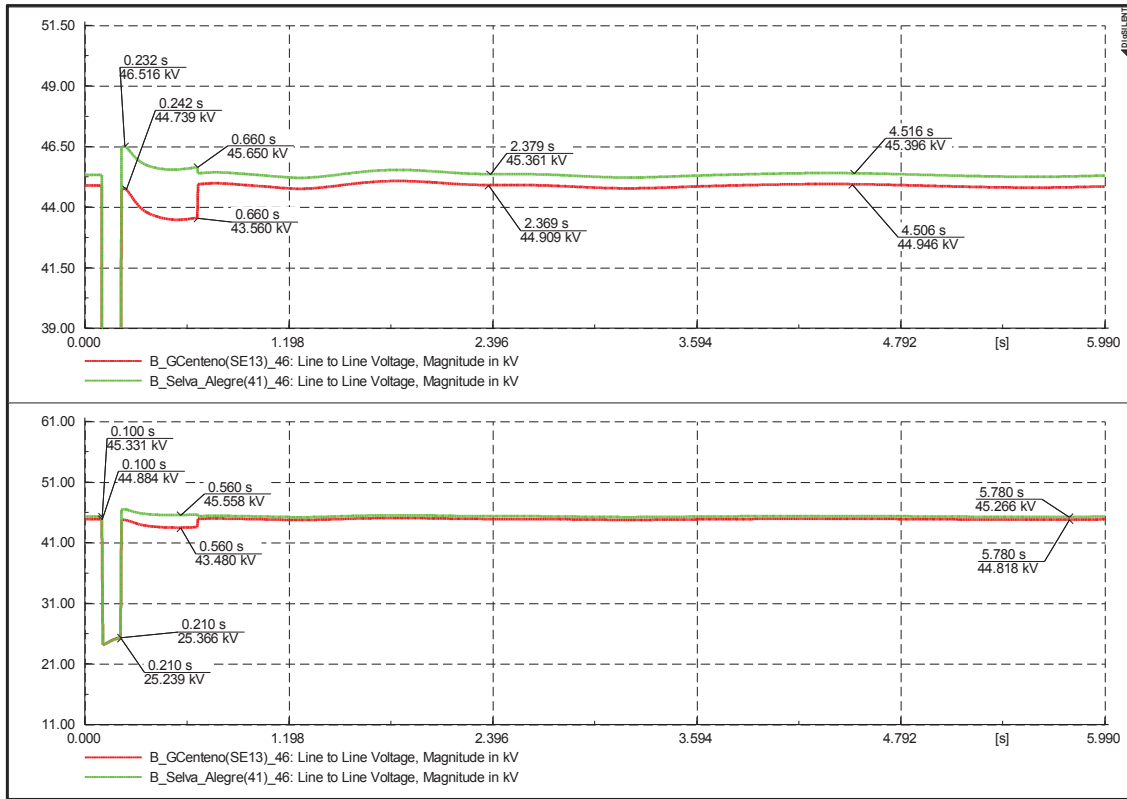


**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

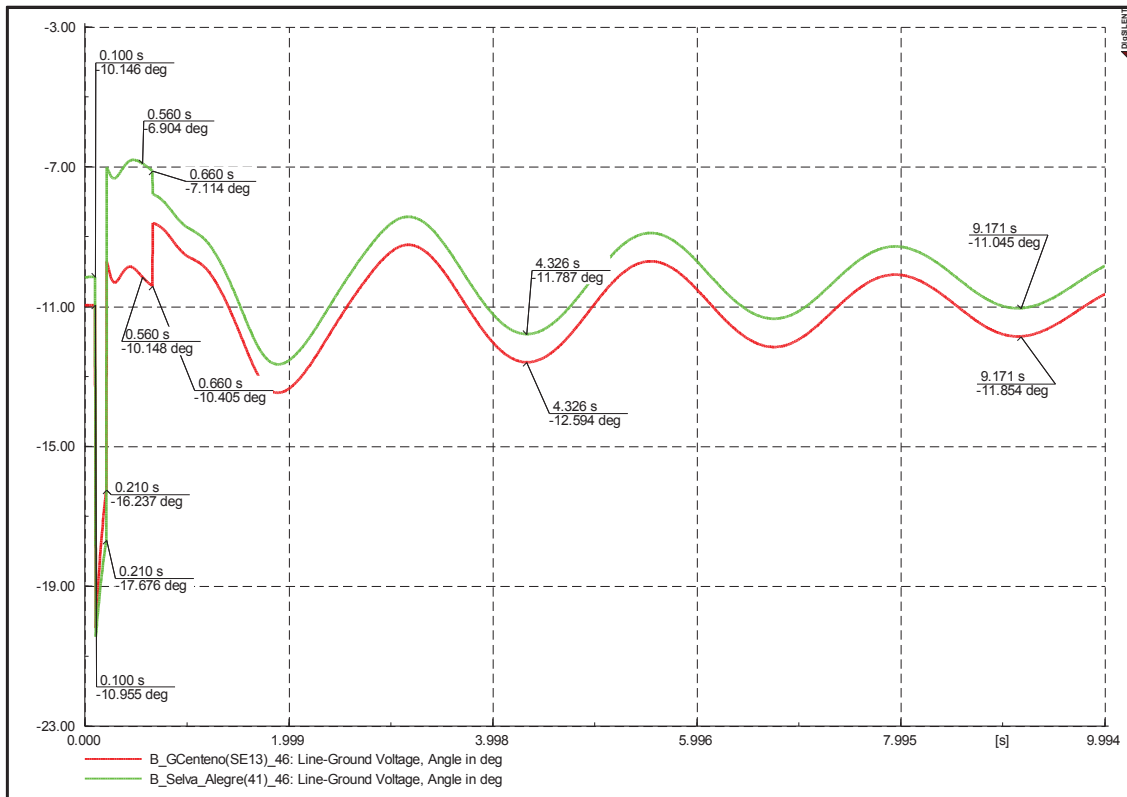


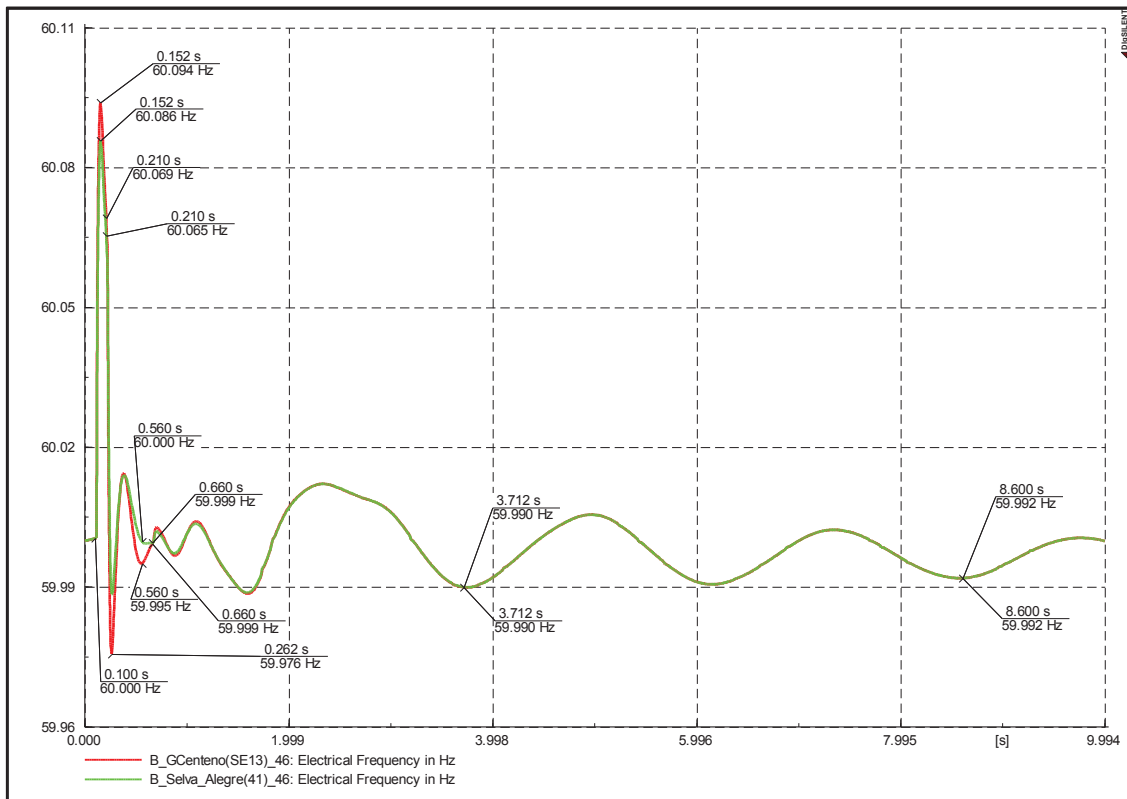
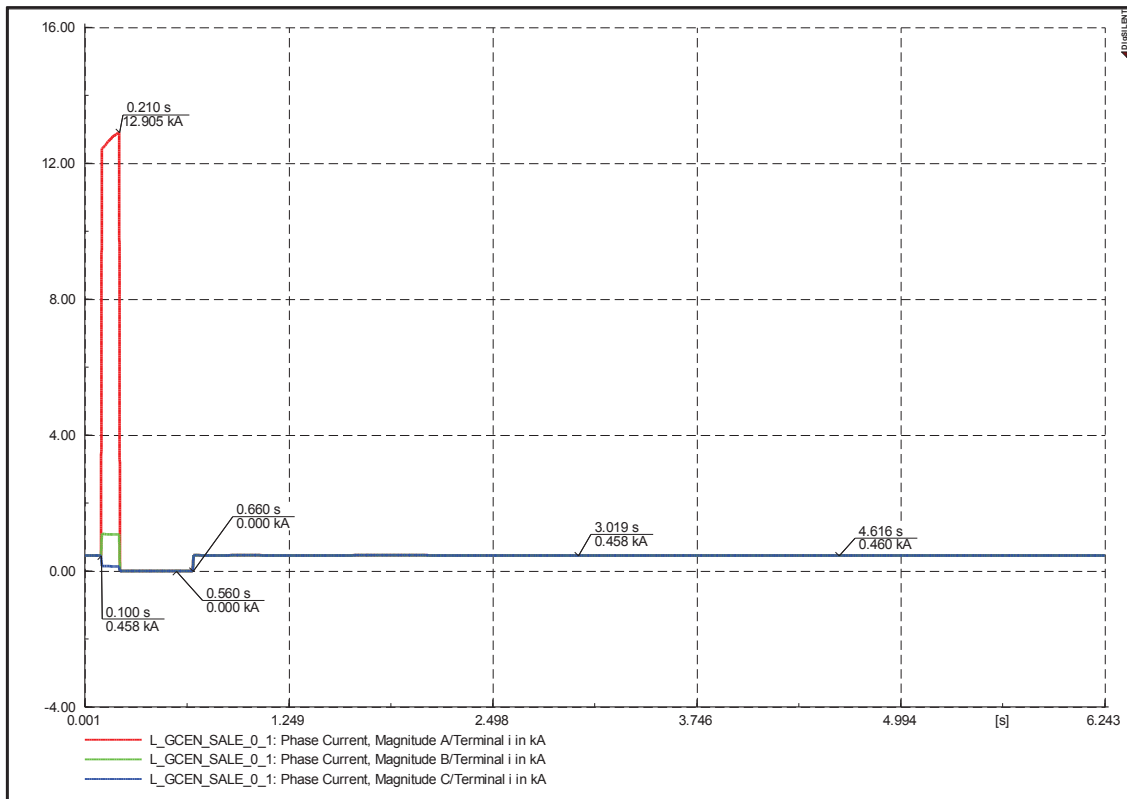


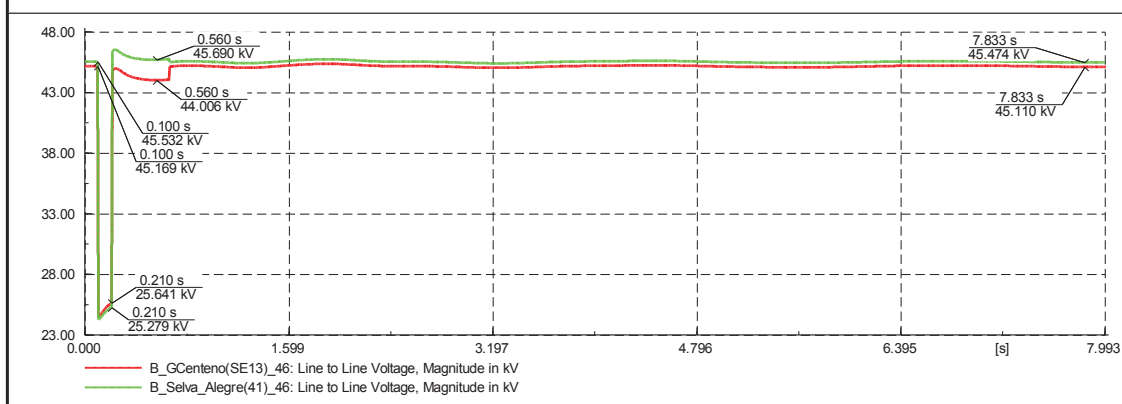
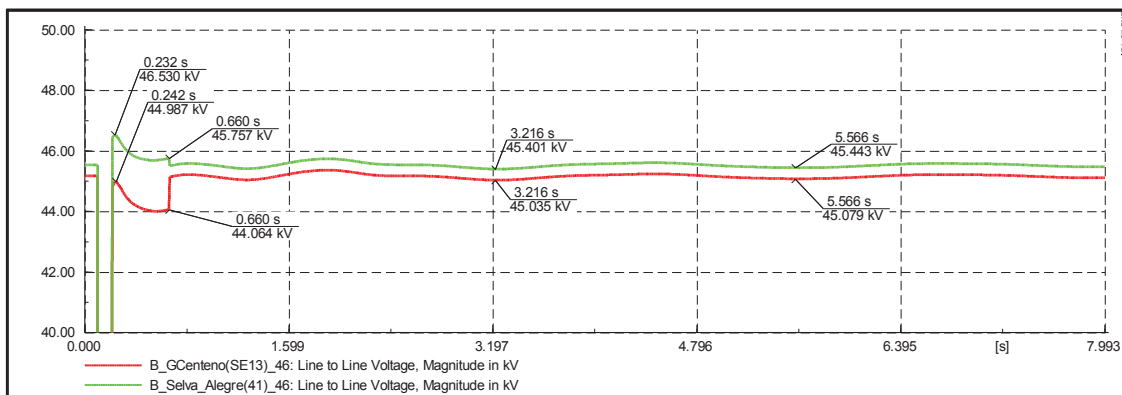
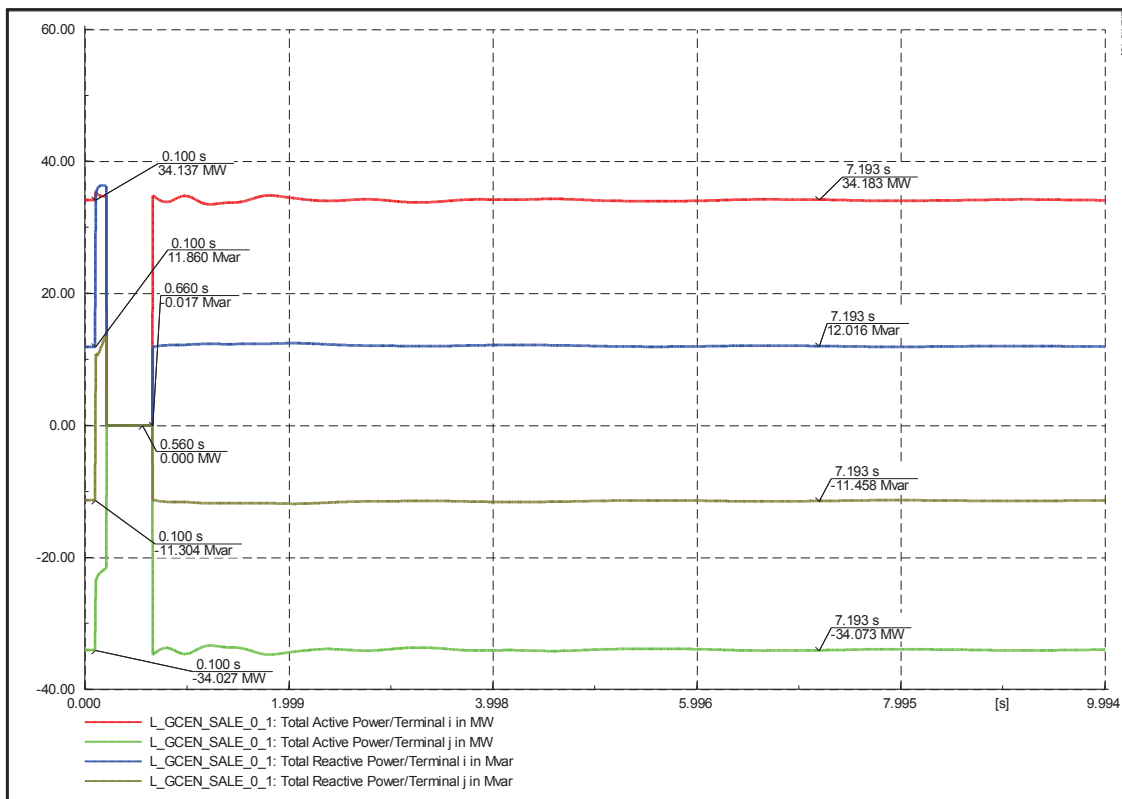




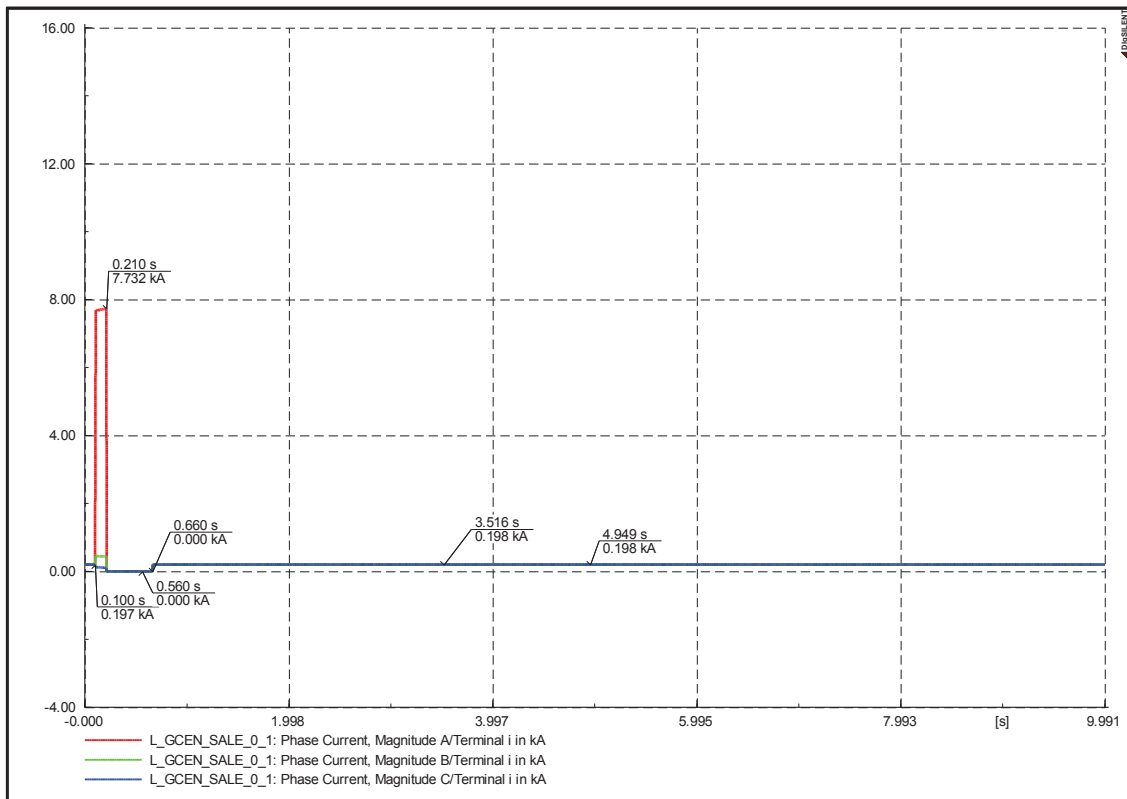
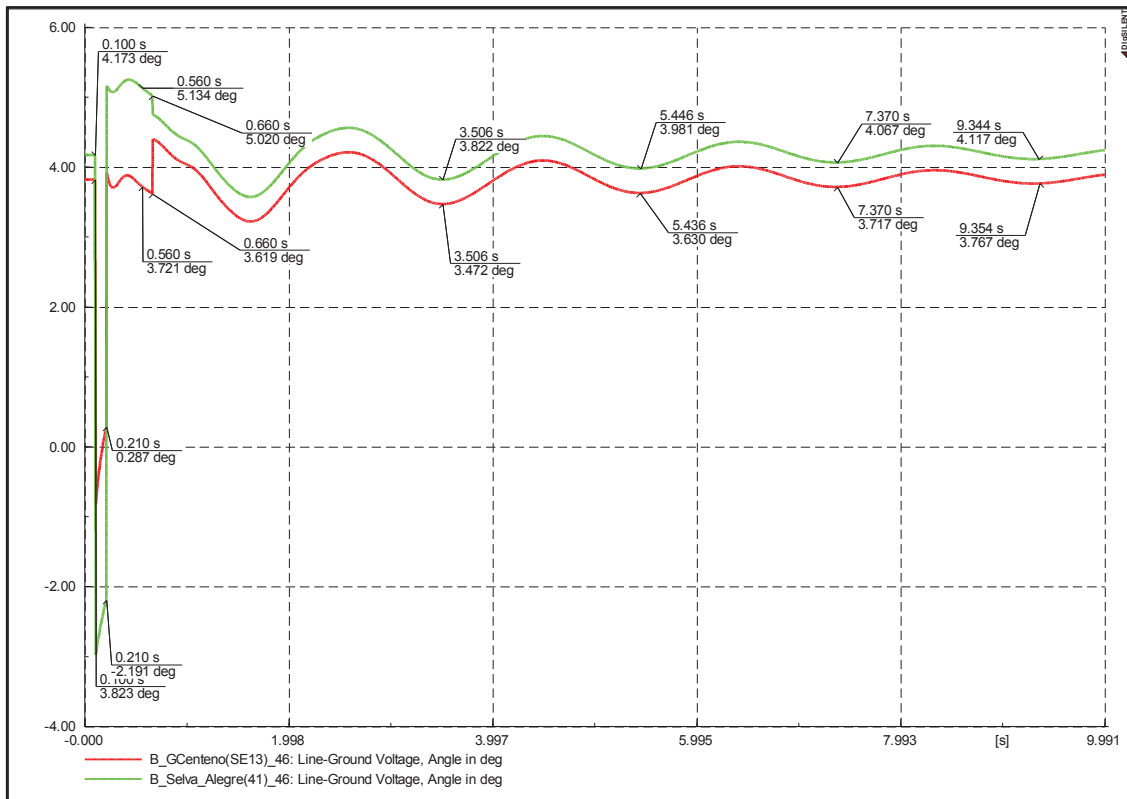
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

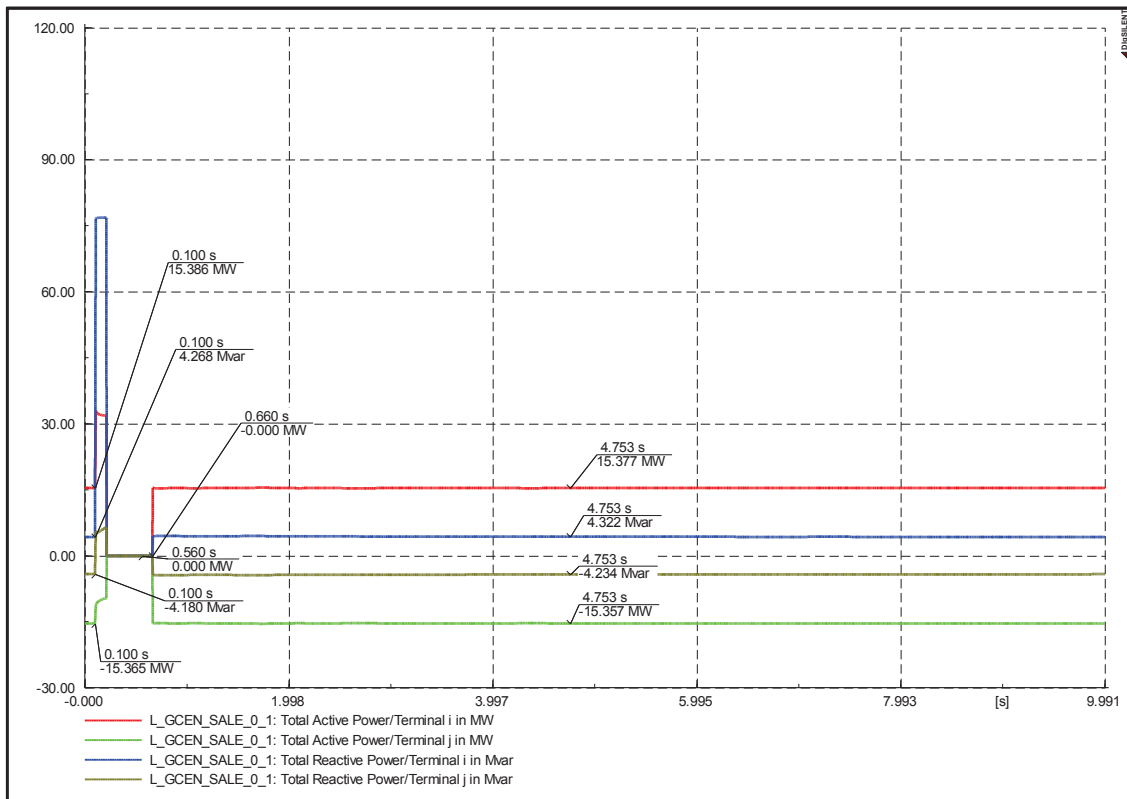
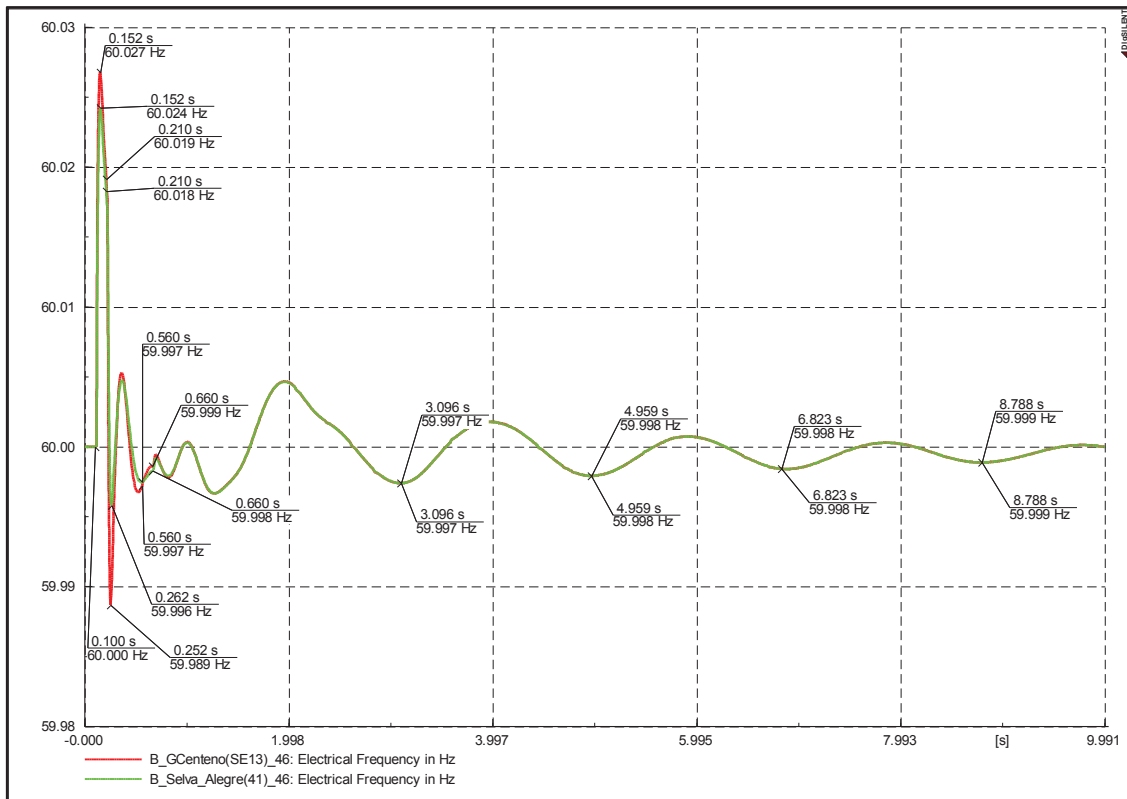


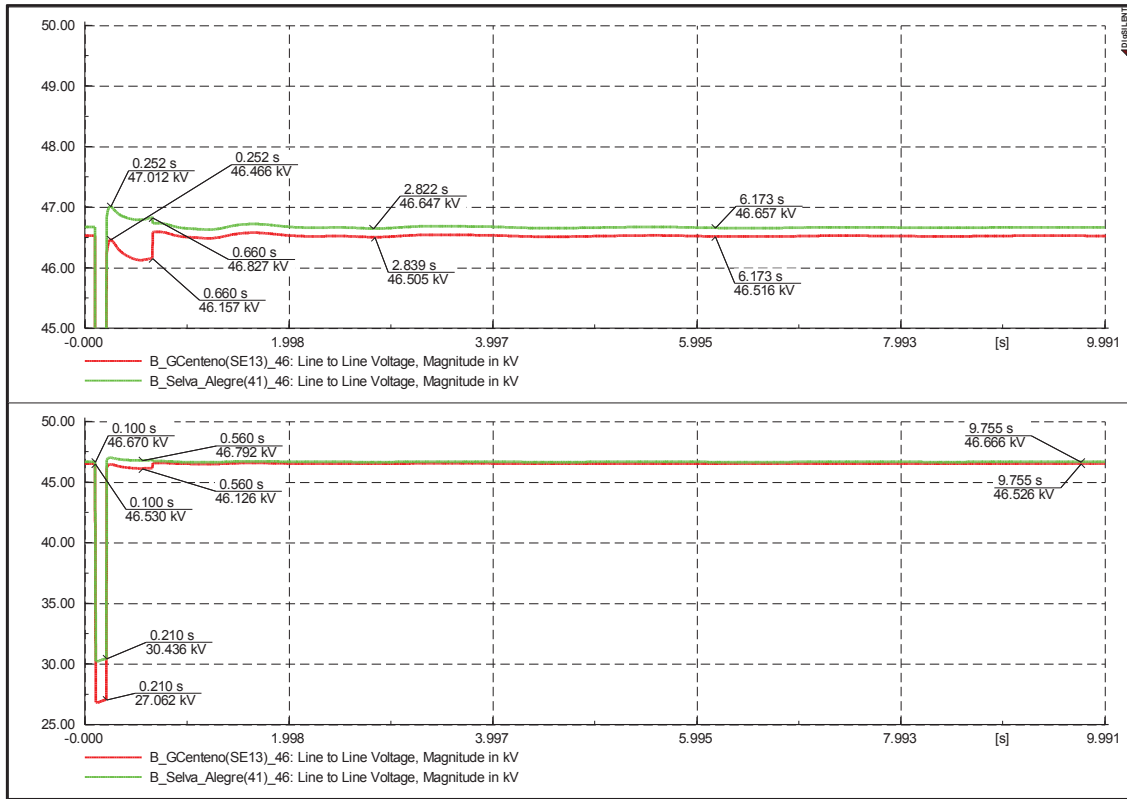




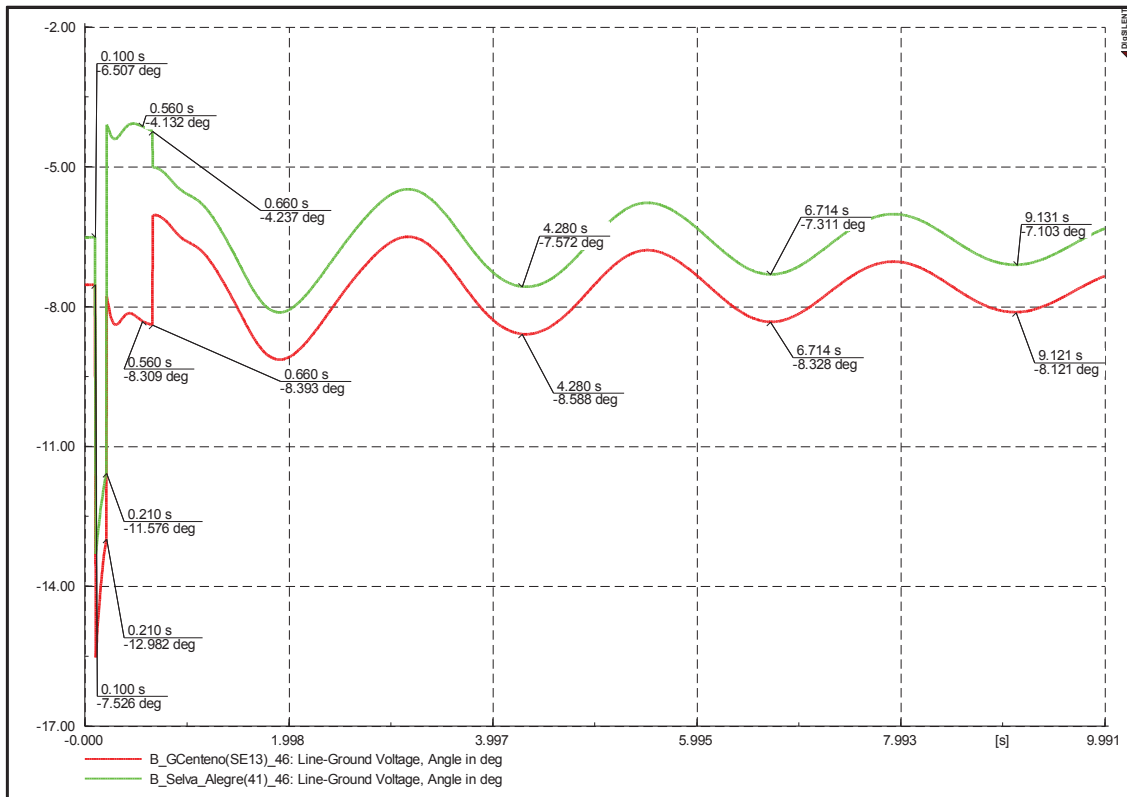
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



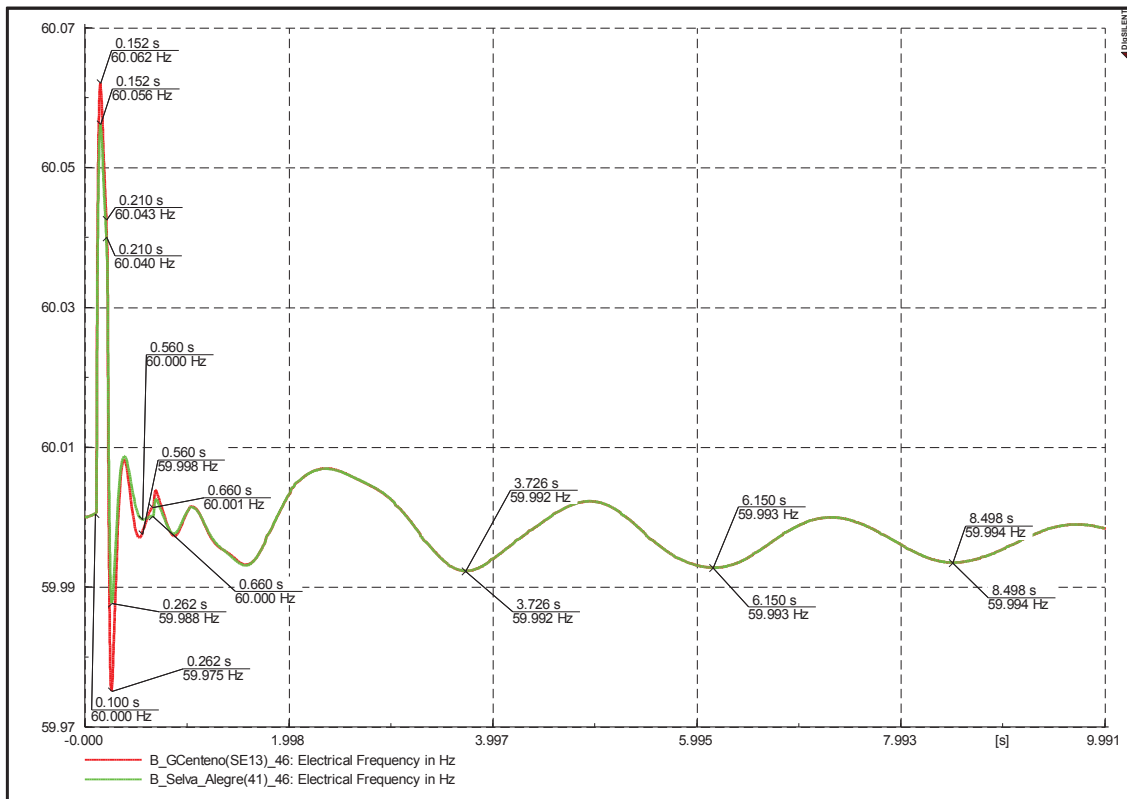
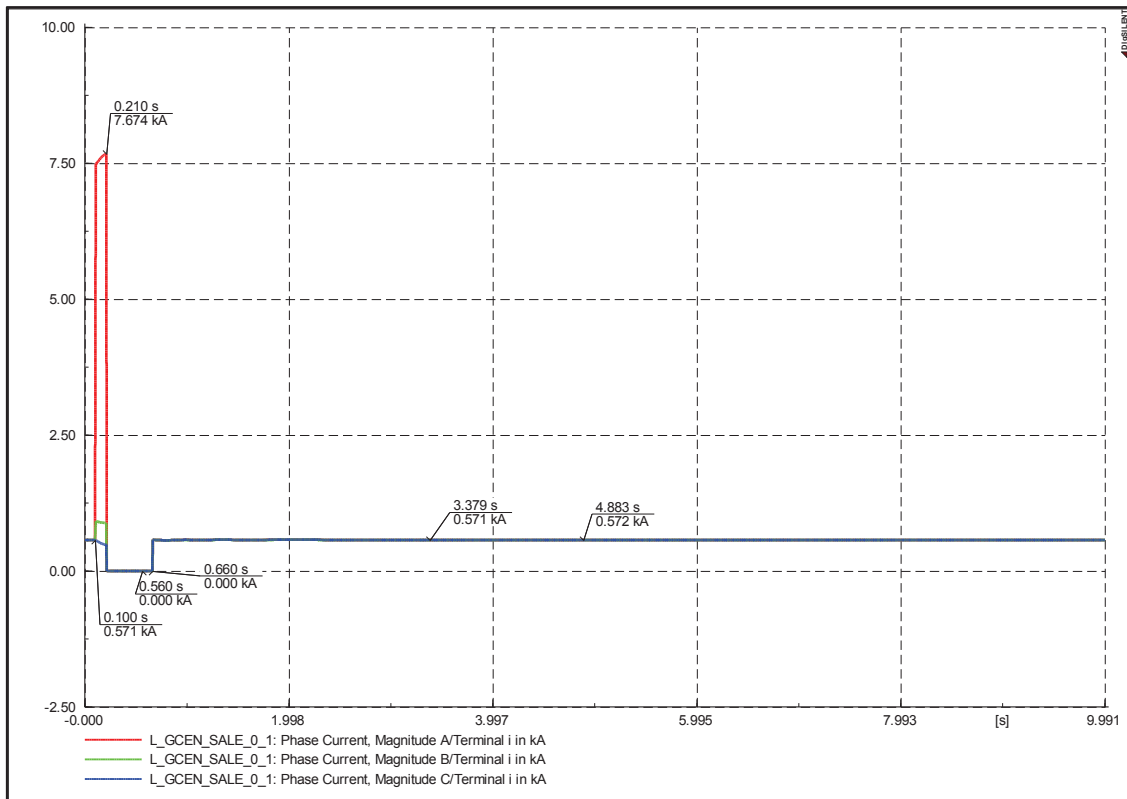


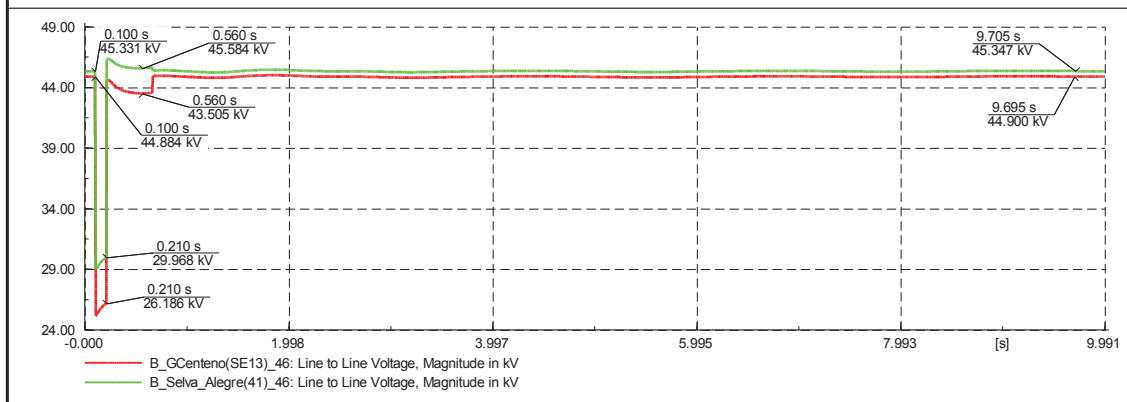
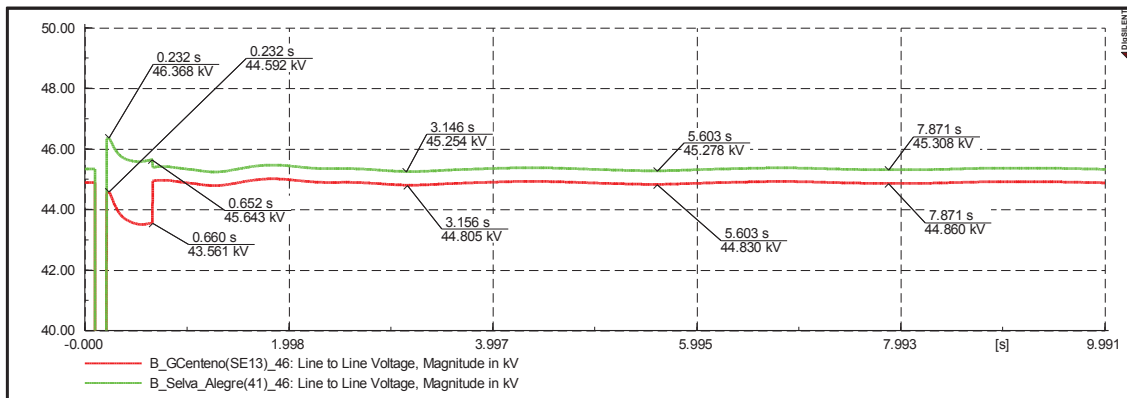
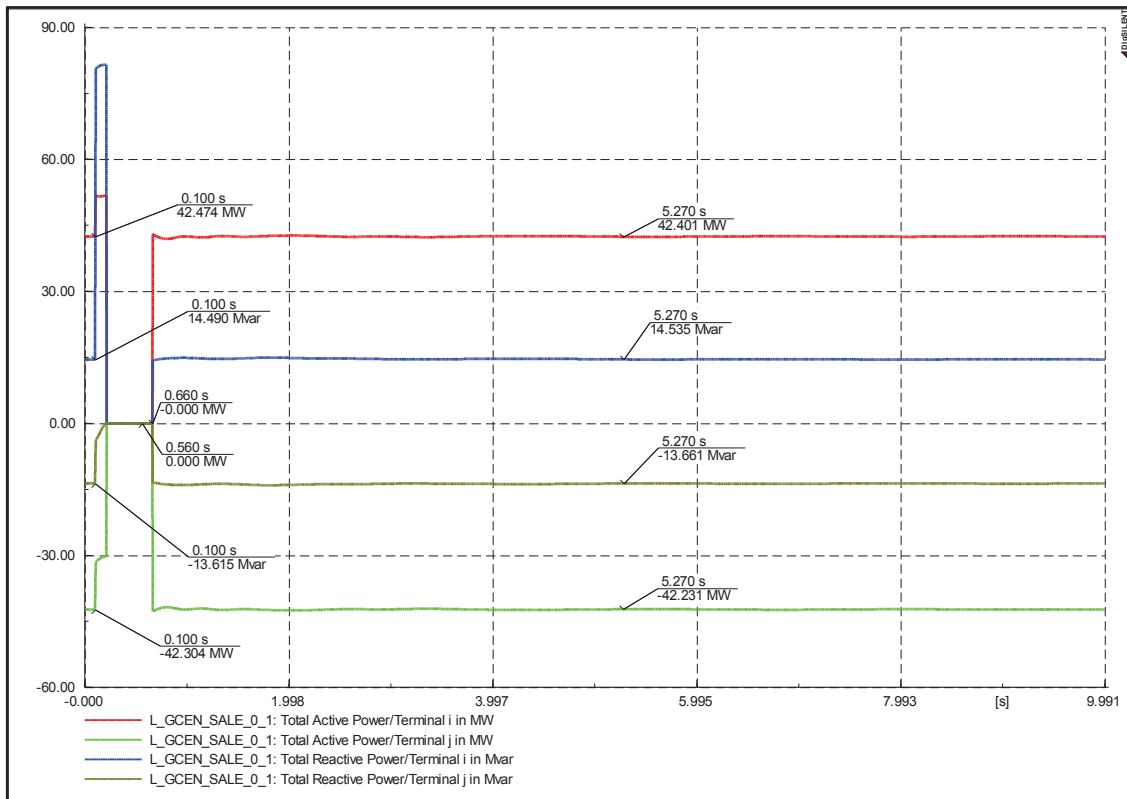


**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

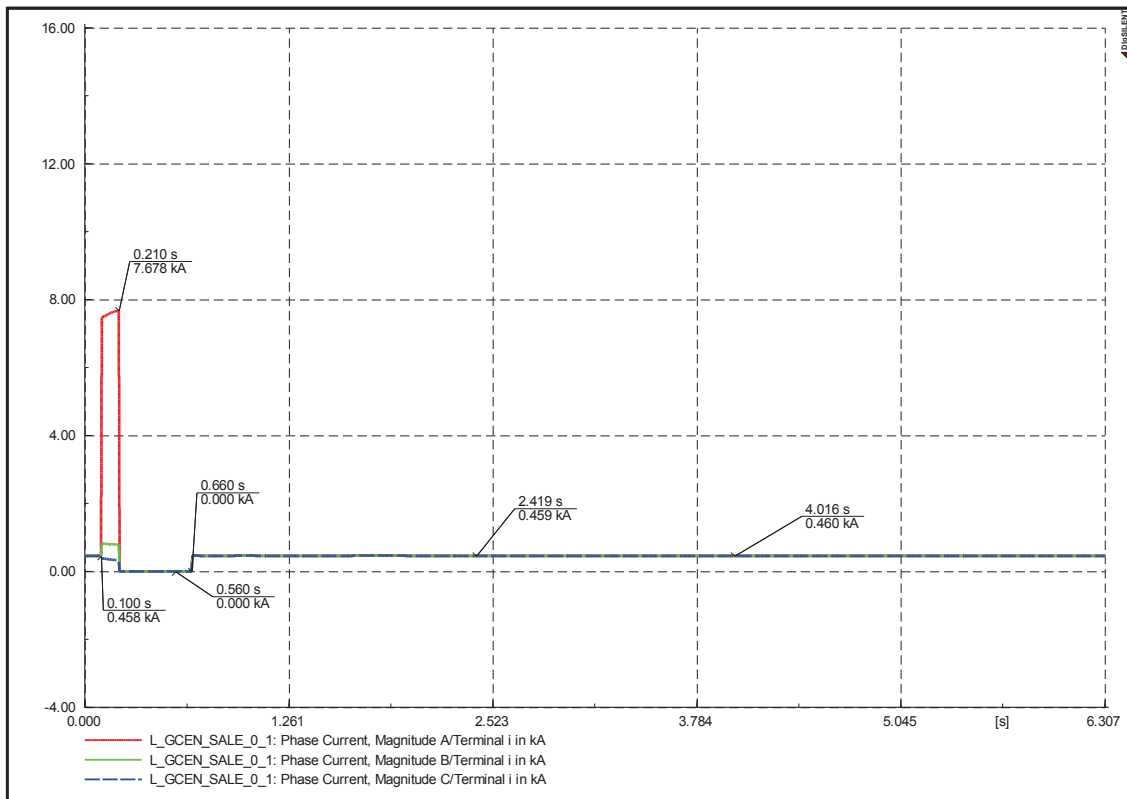
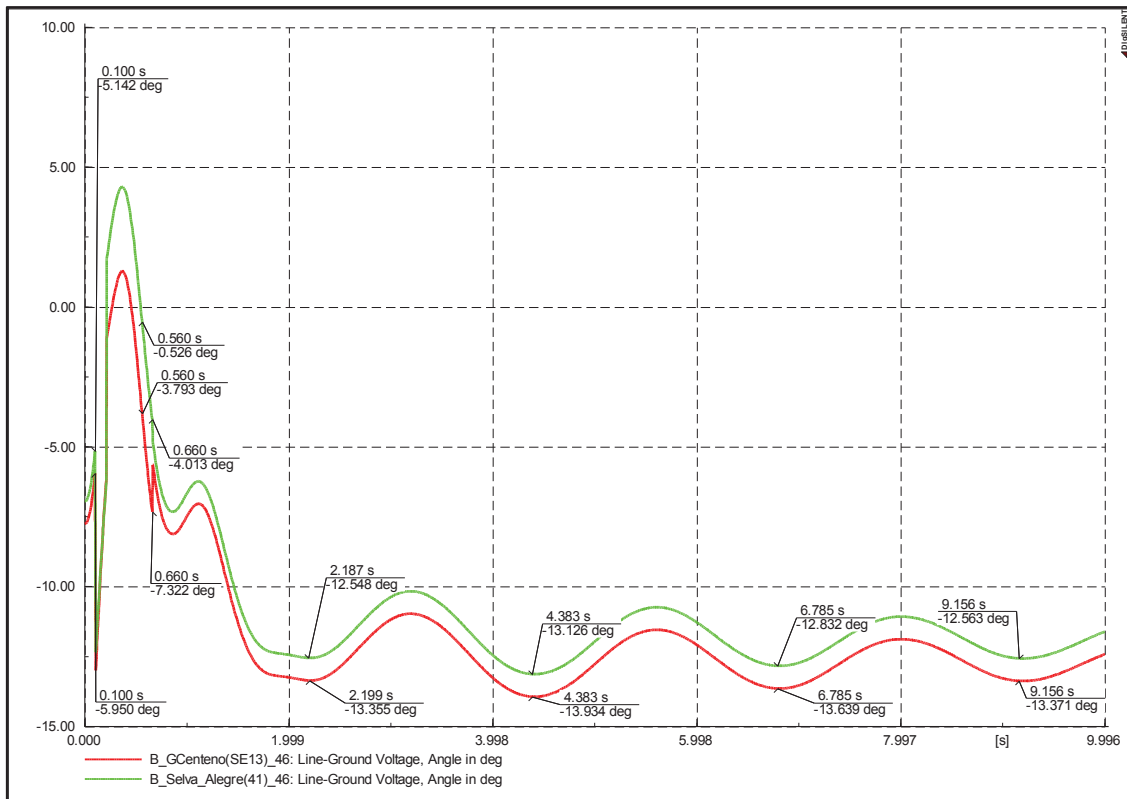


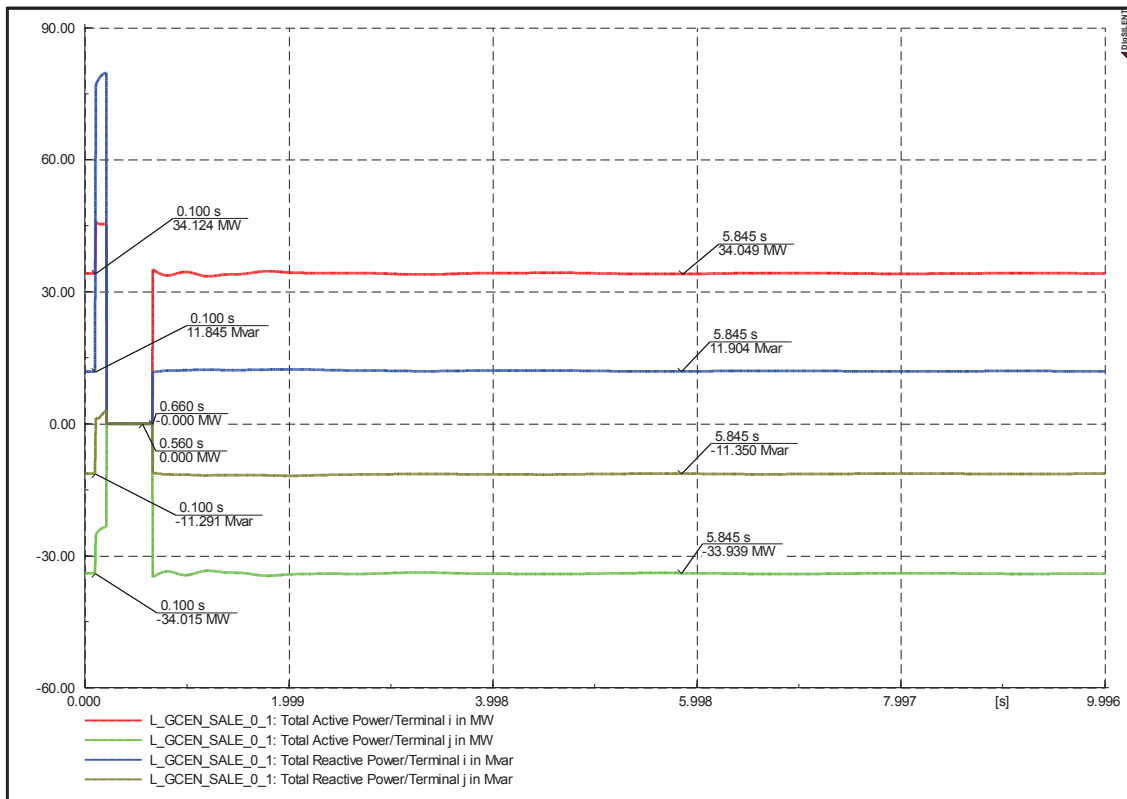
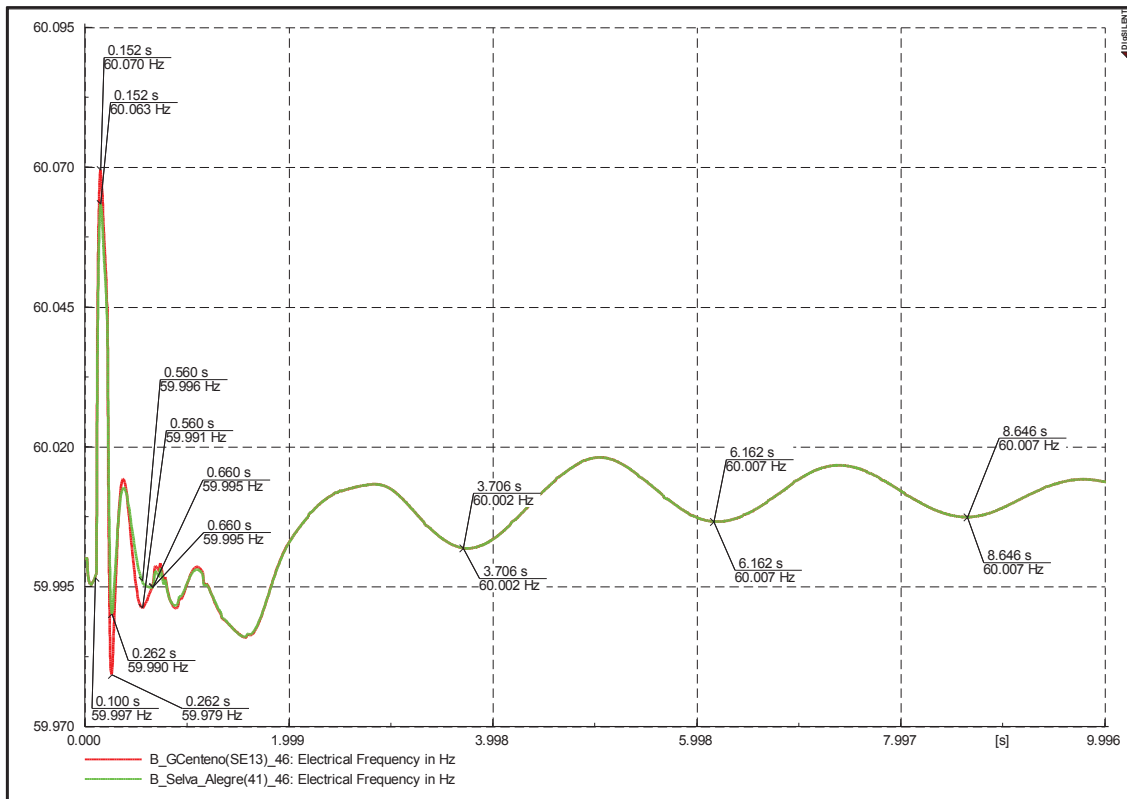


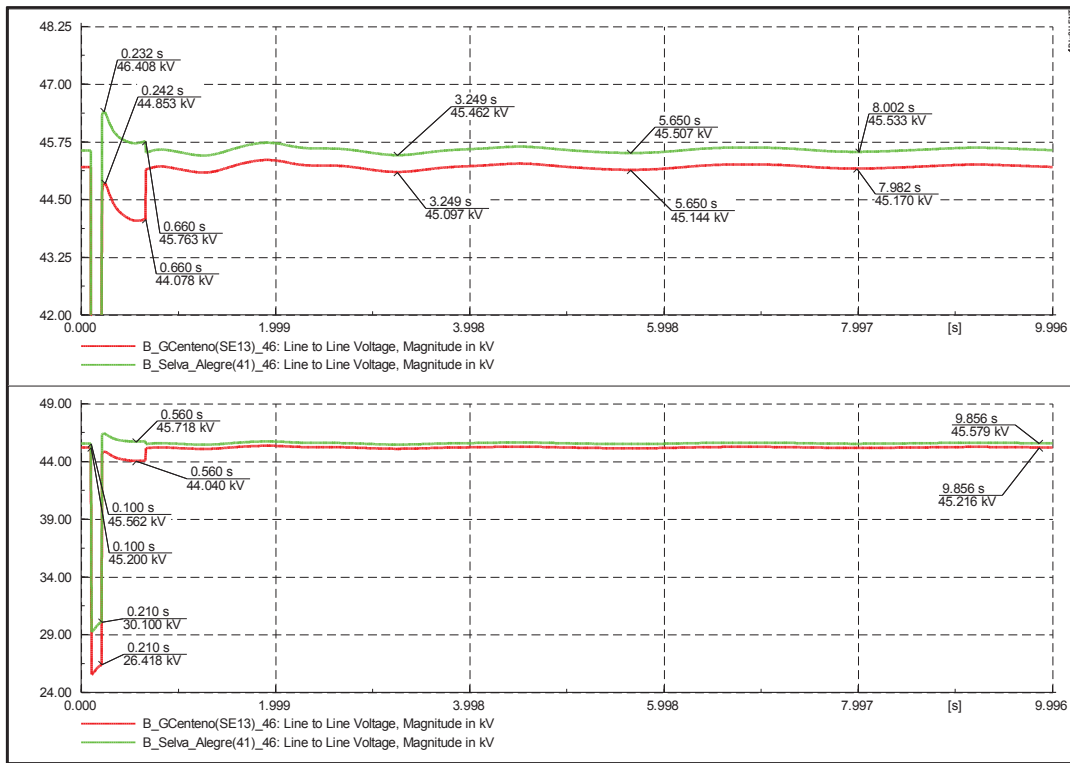




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

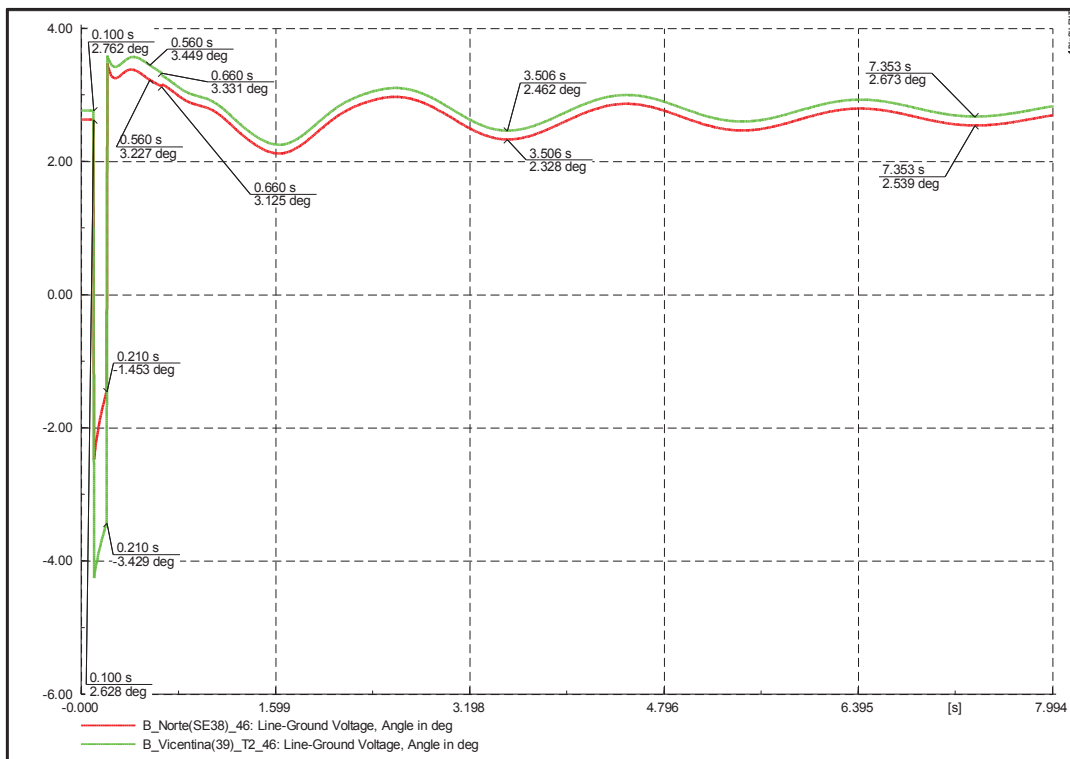


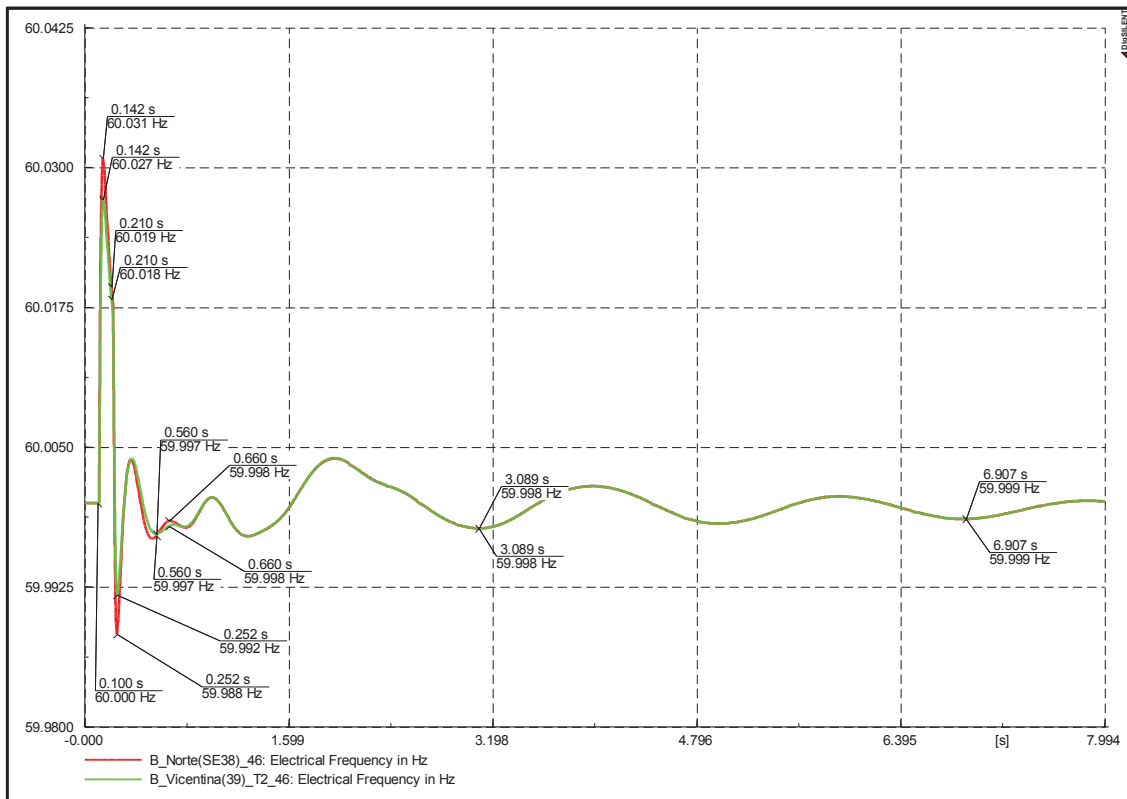
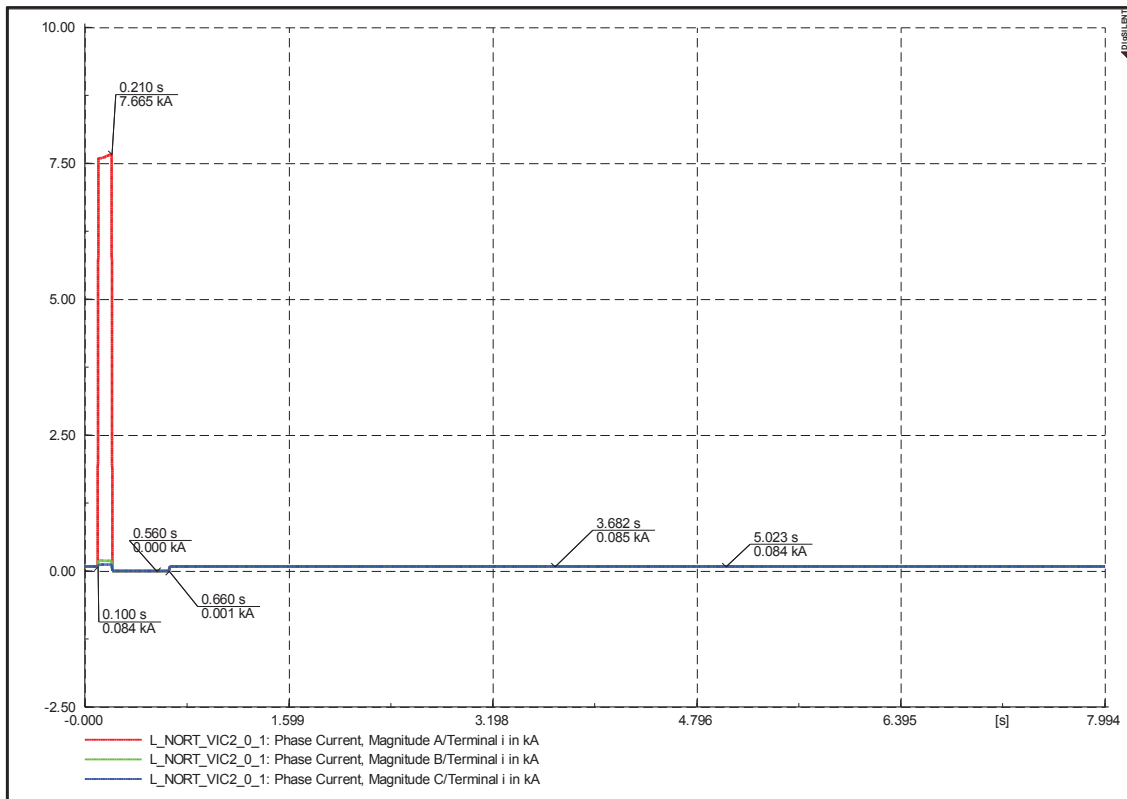


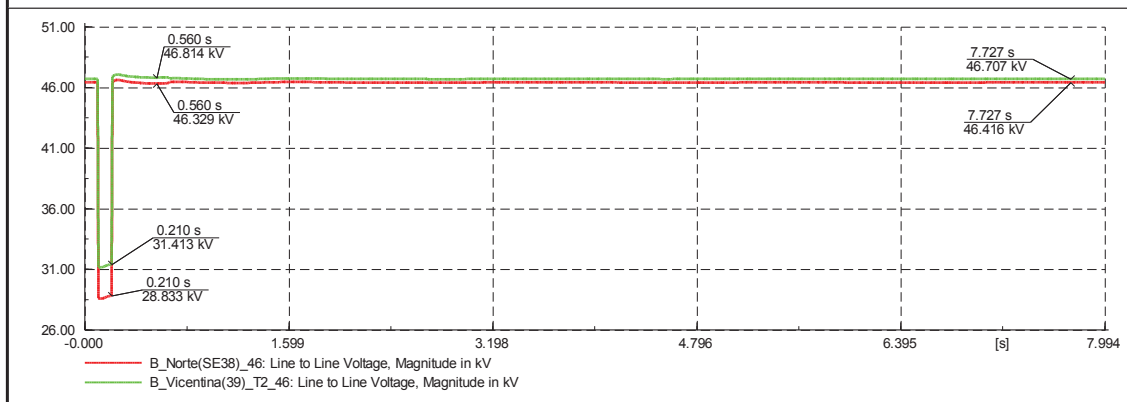
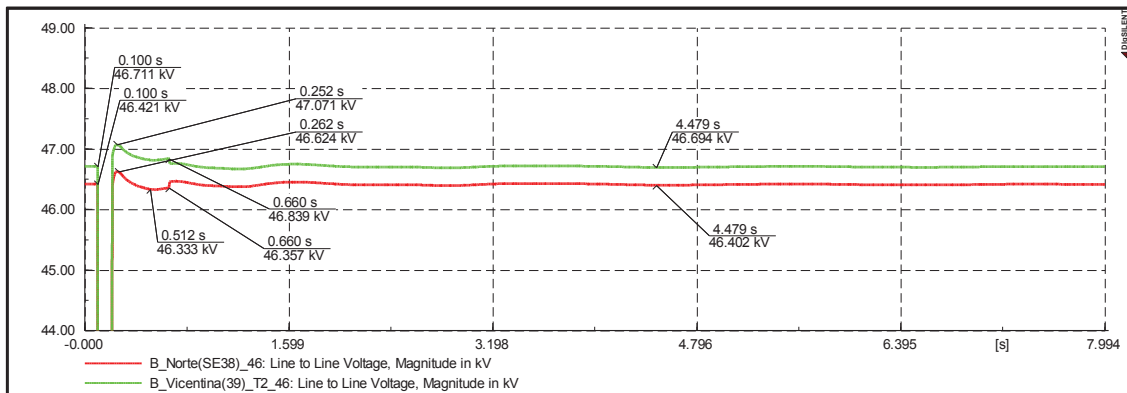
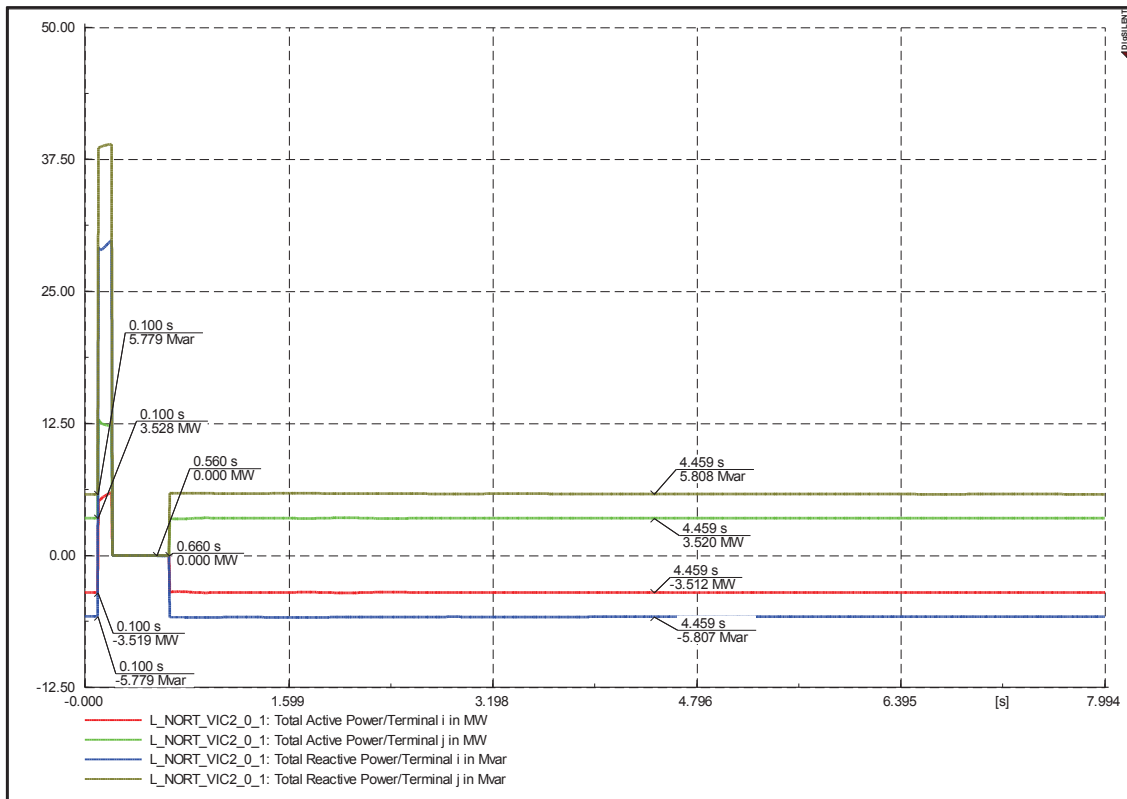


### Línea Vicentina - Norte

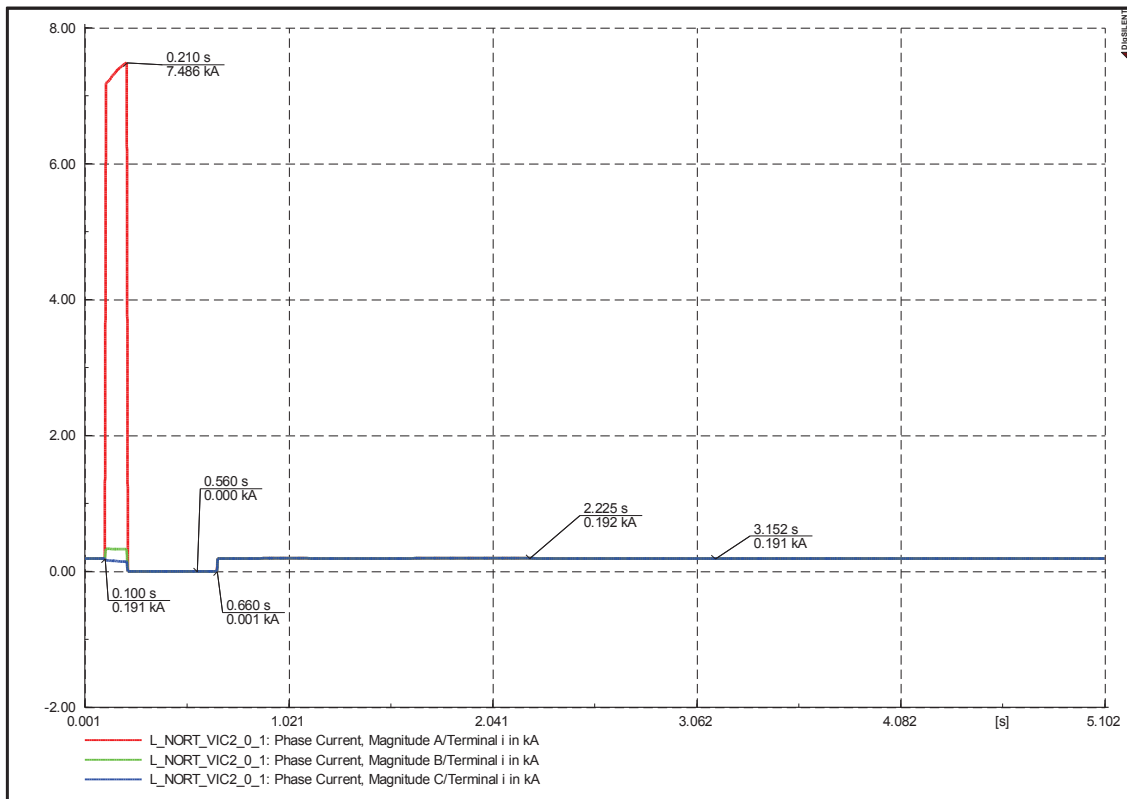
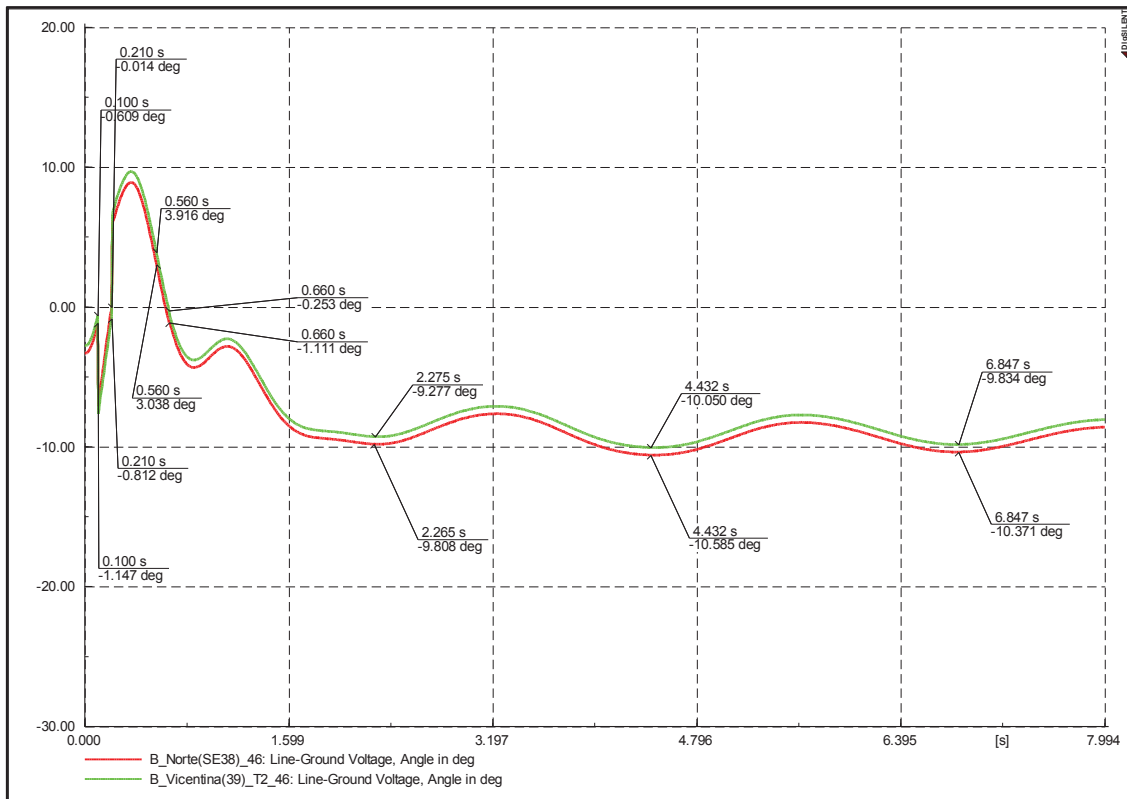
Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea



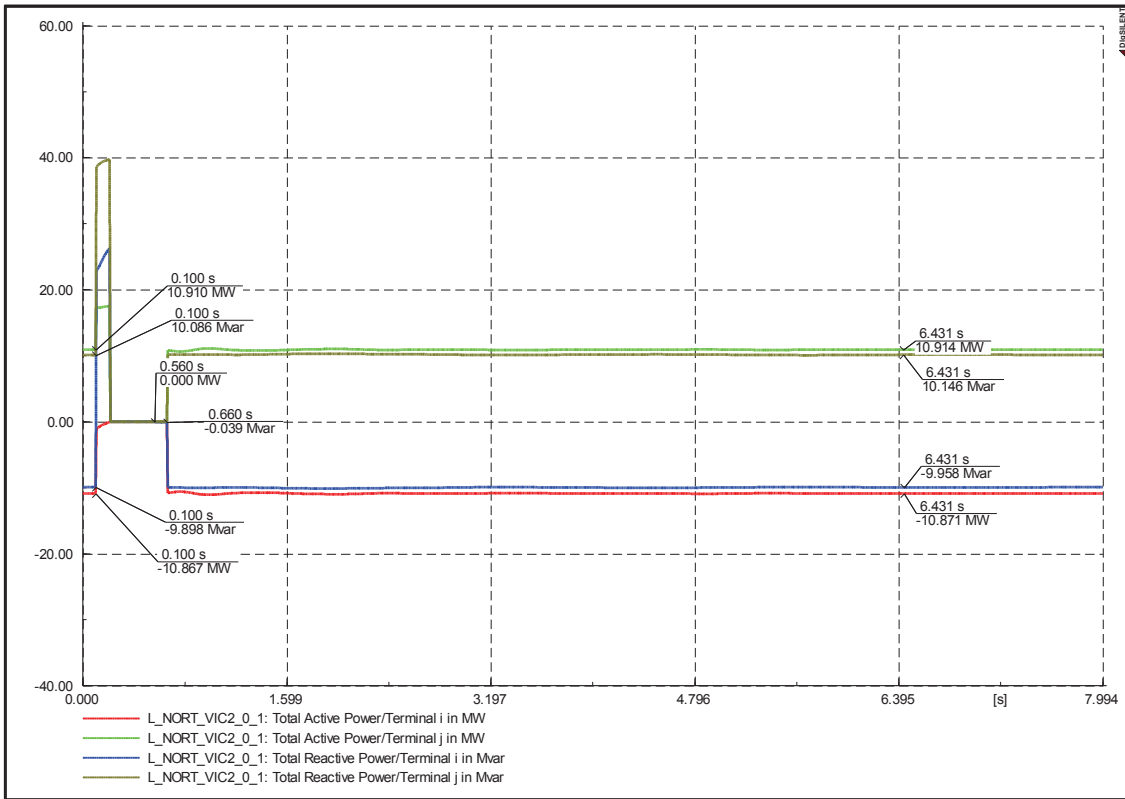
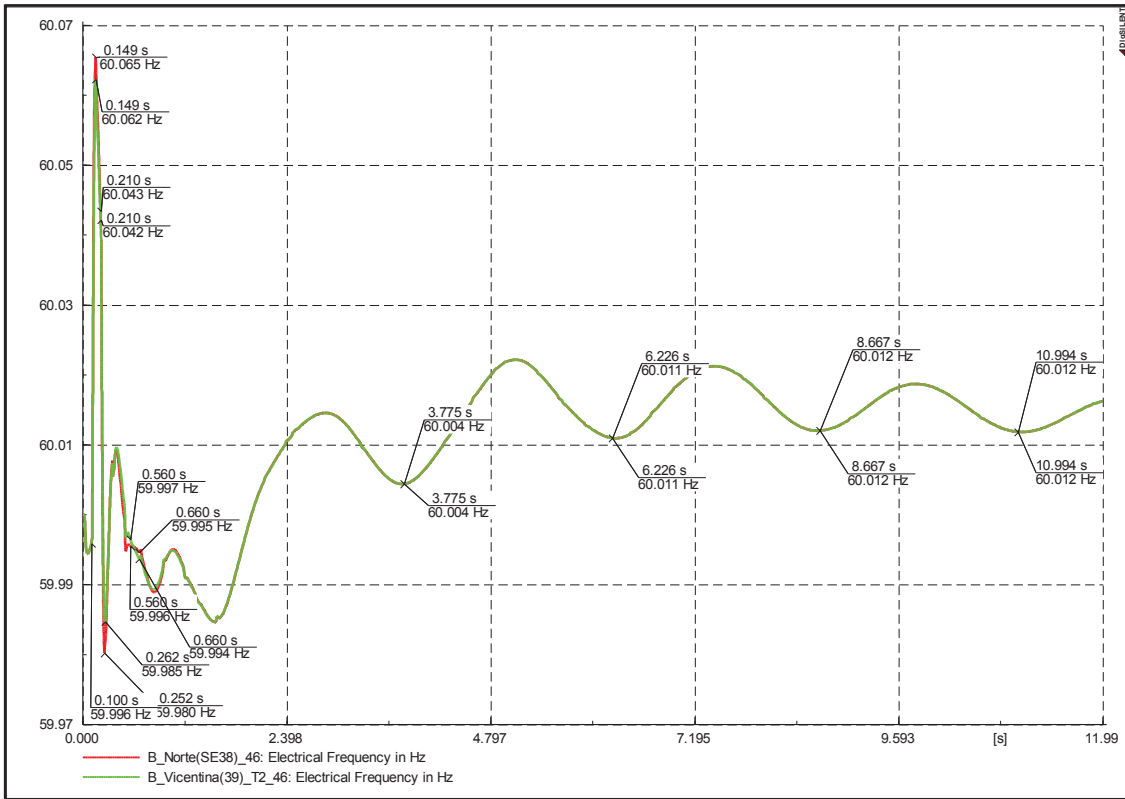


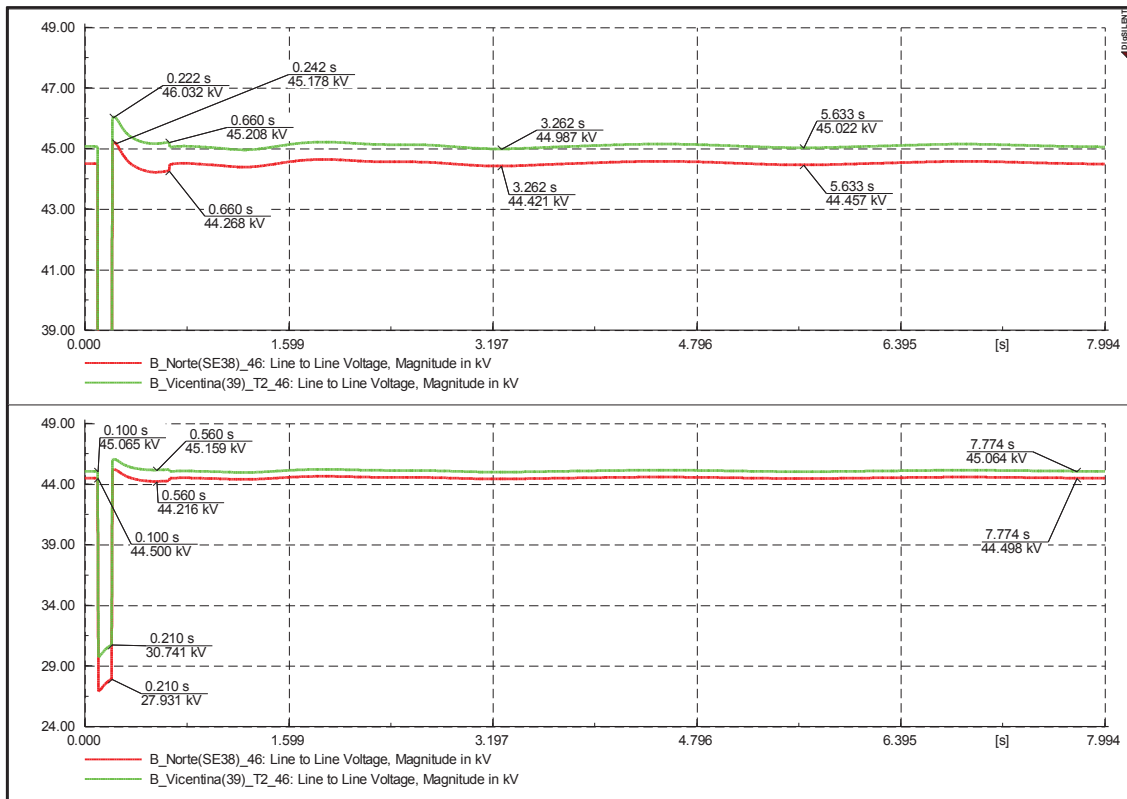


**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

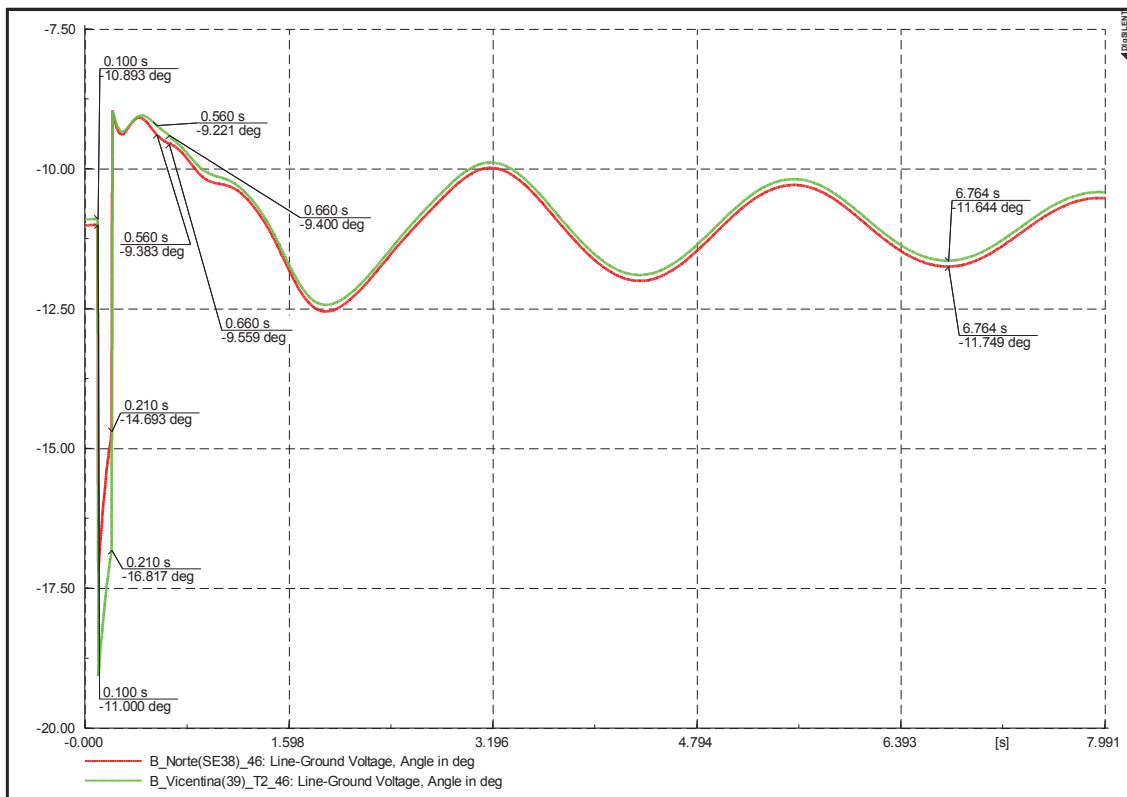


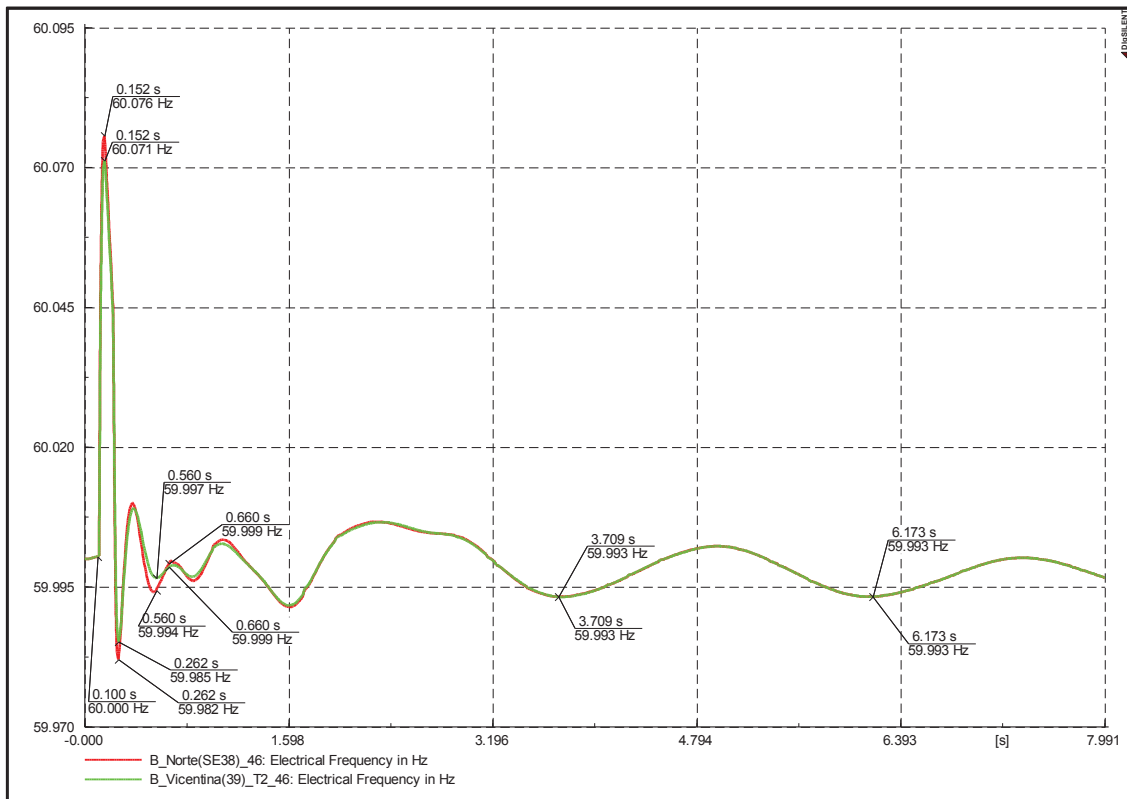
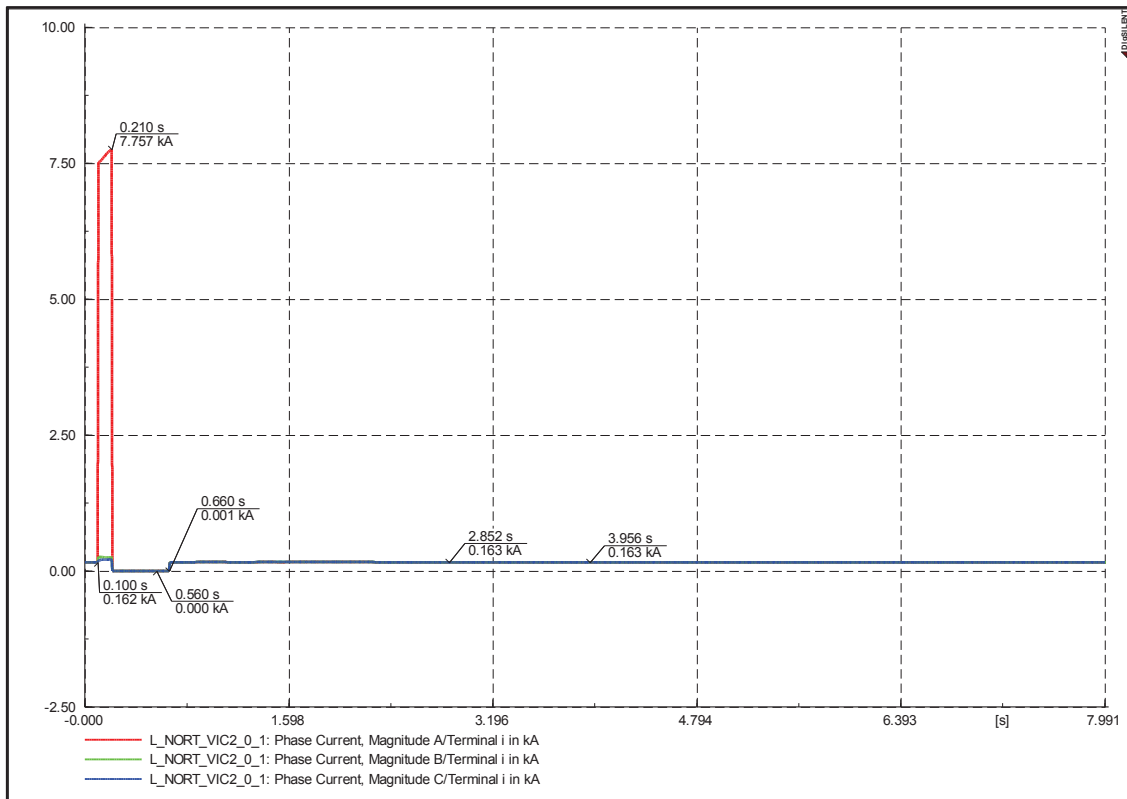


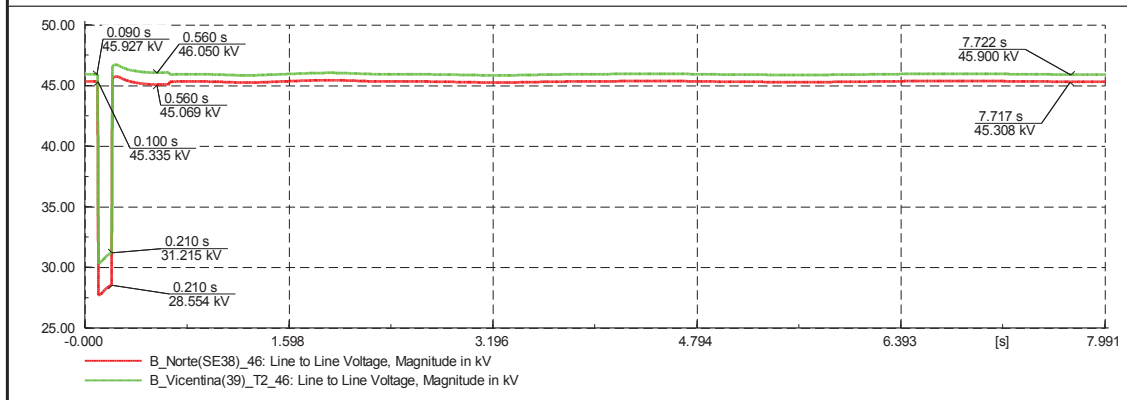
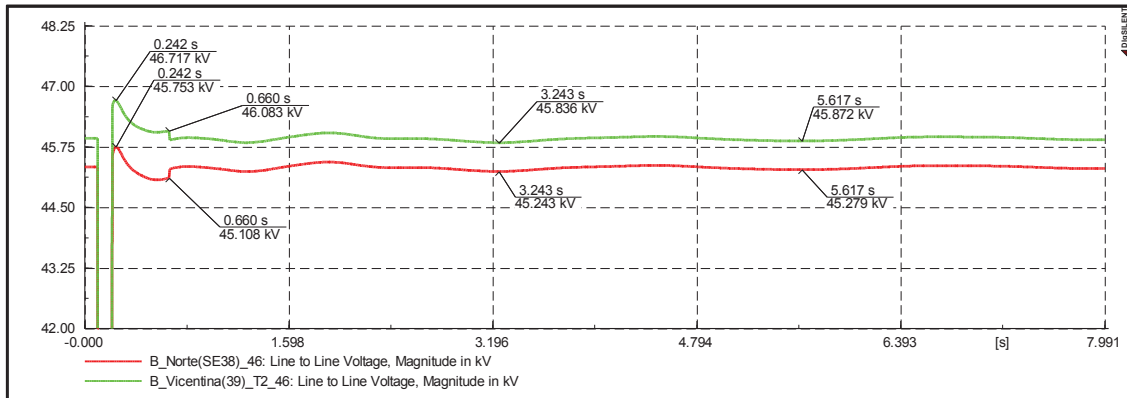
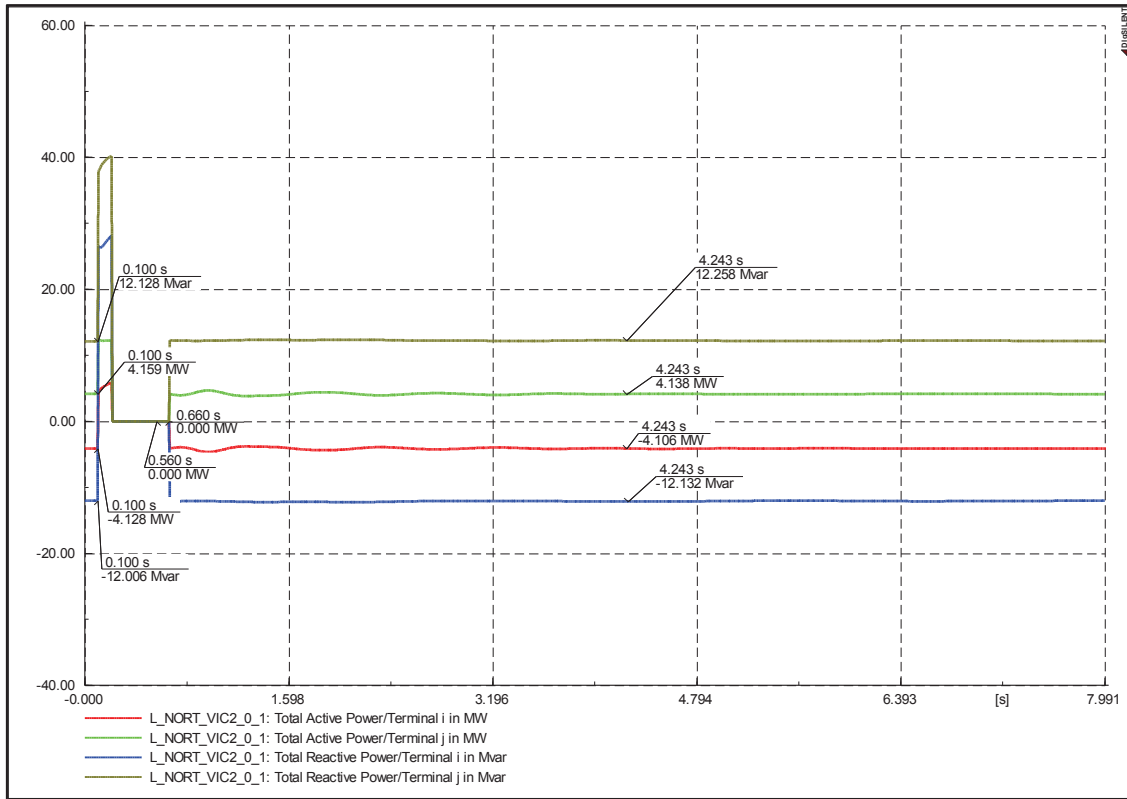




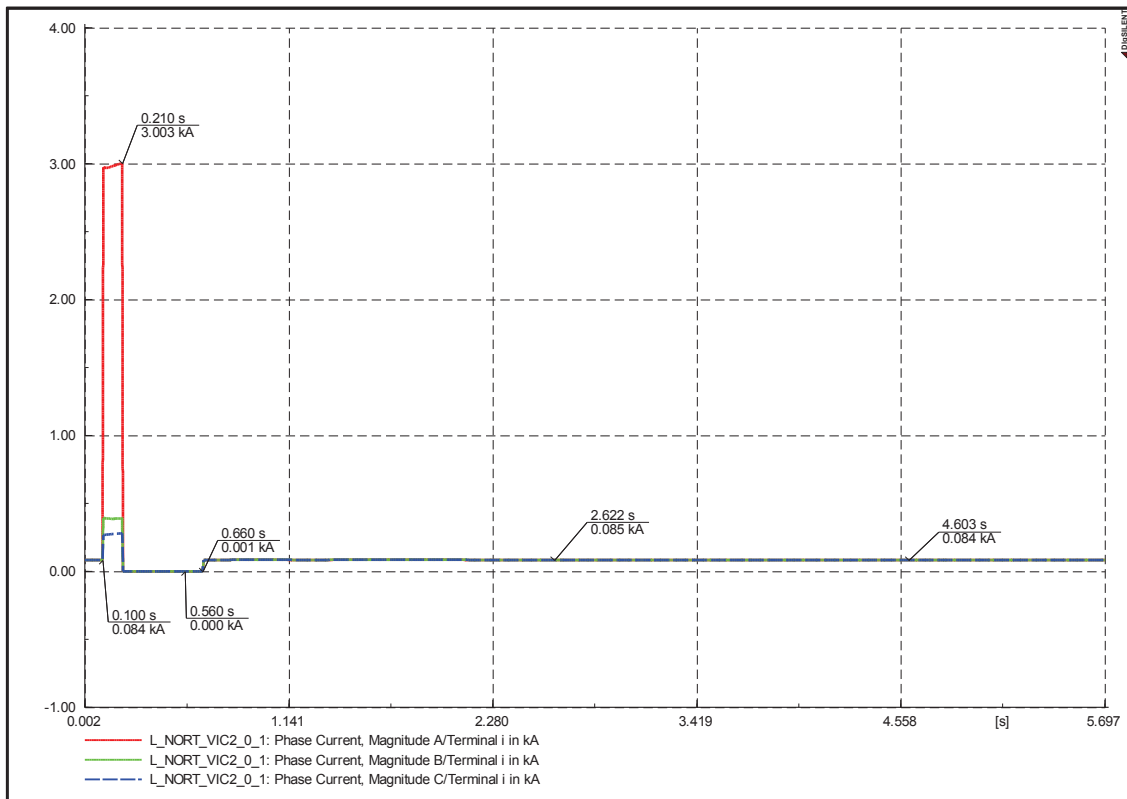
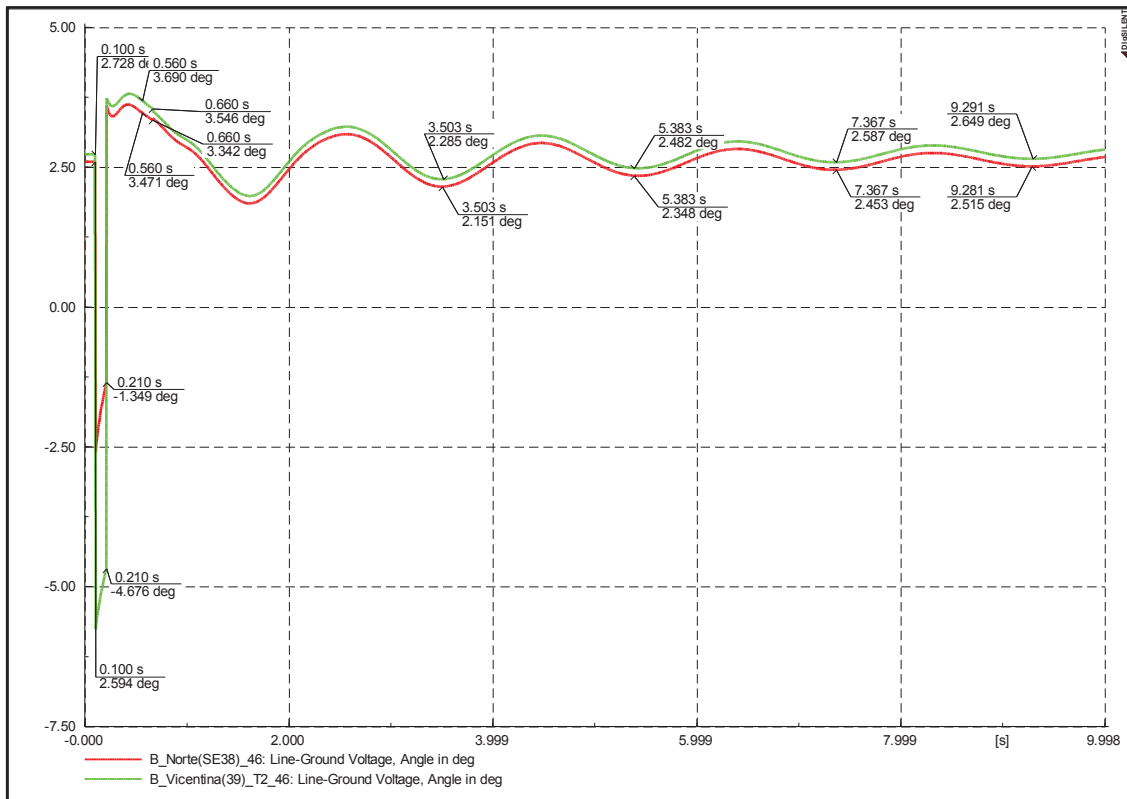
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

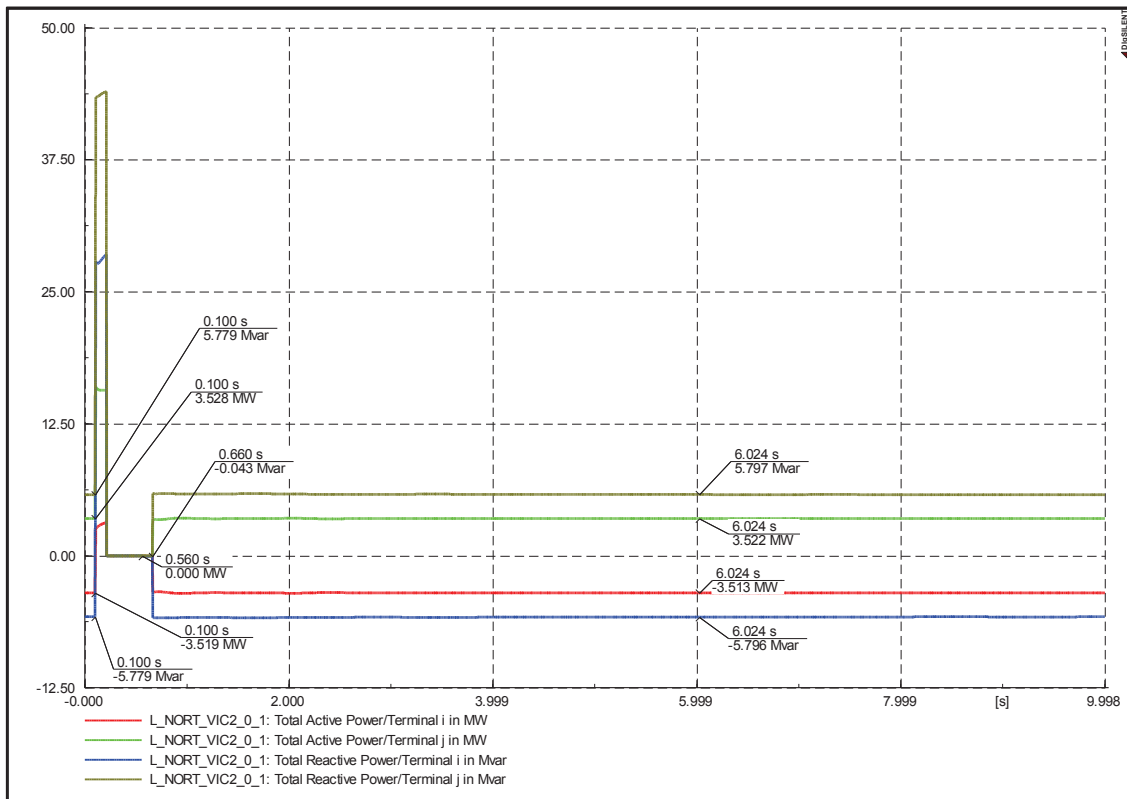
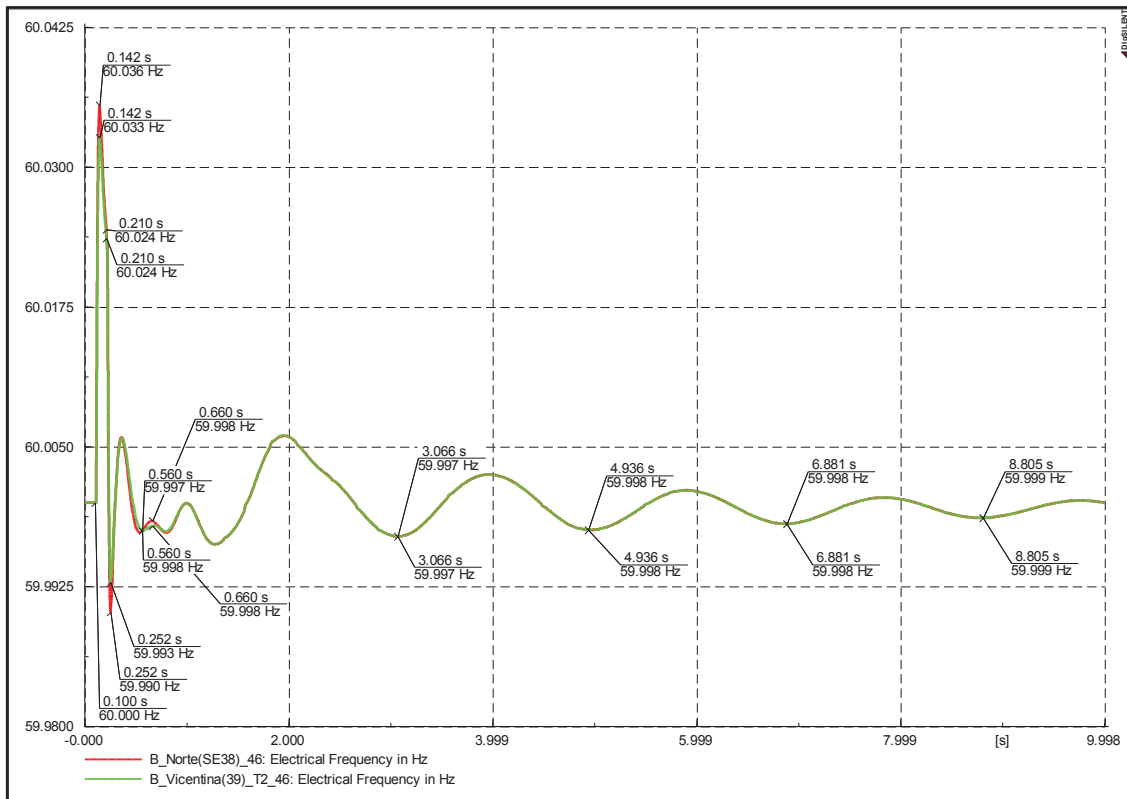


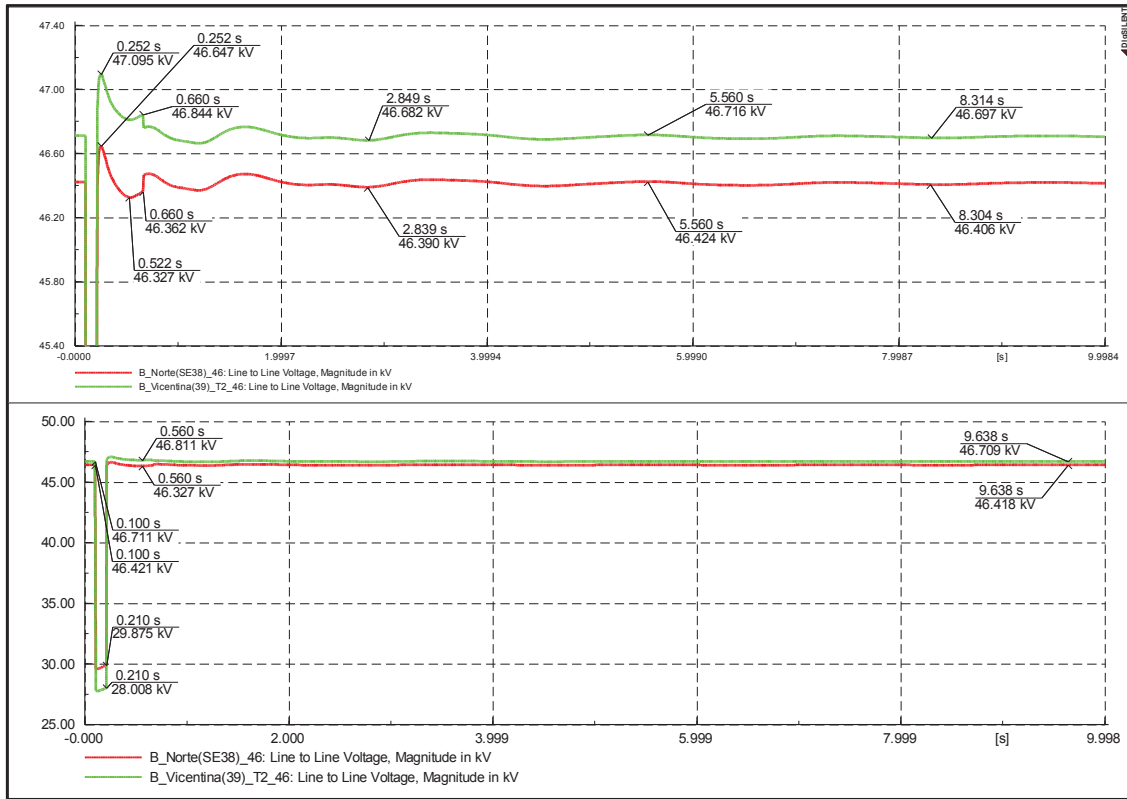




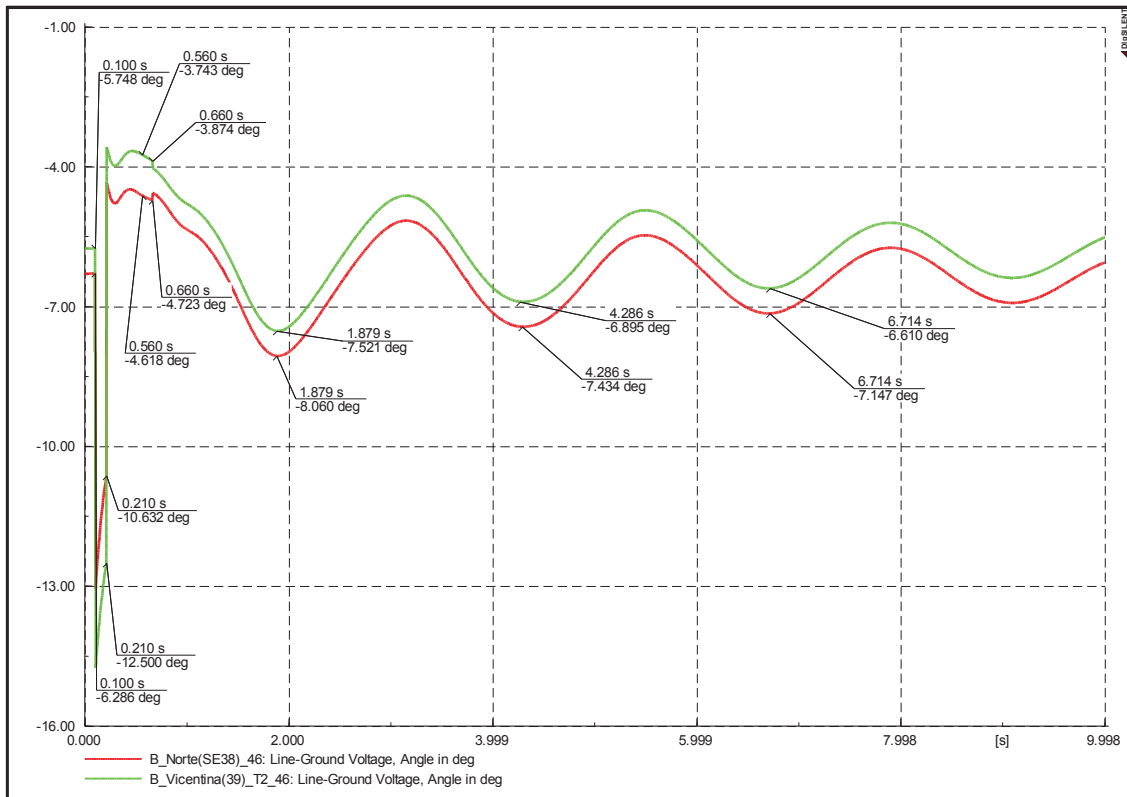
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

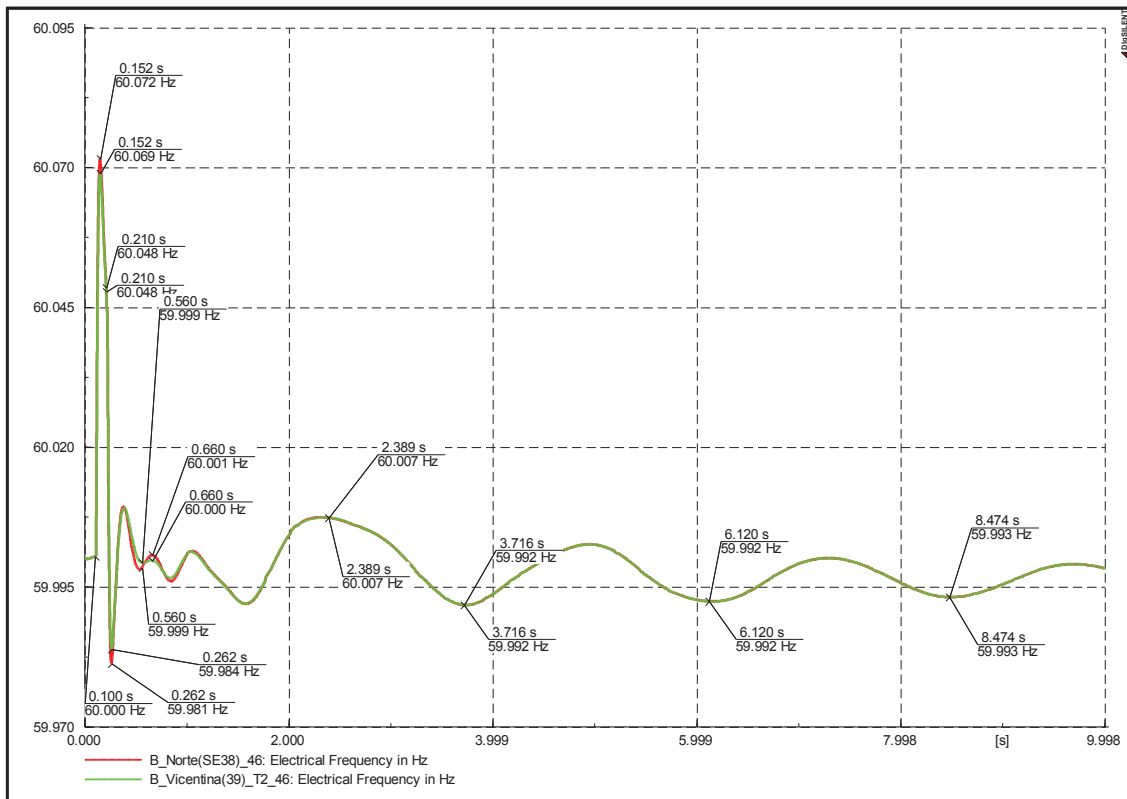
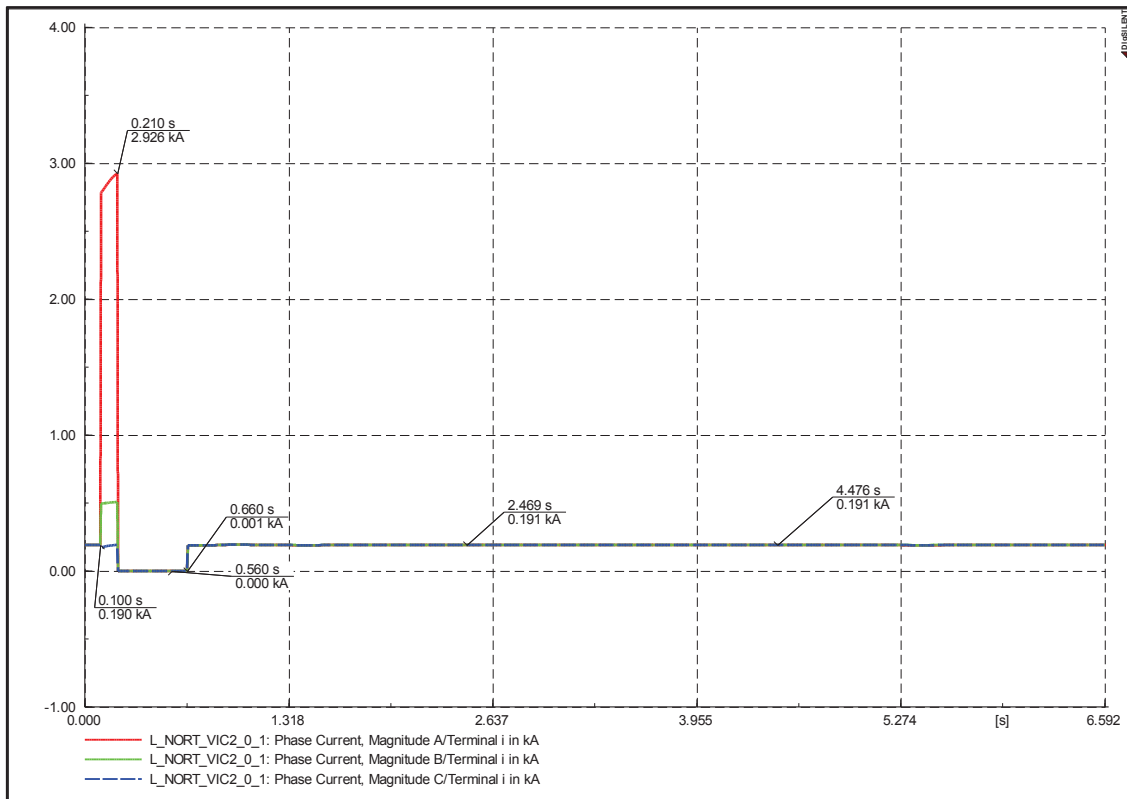




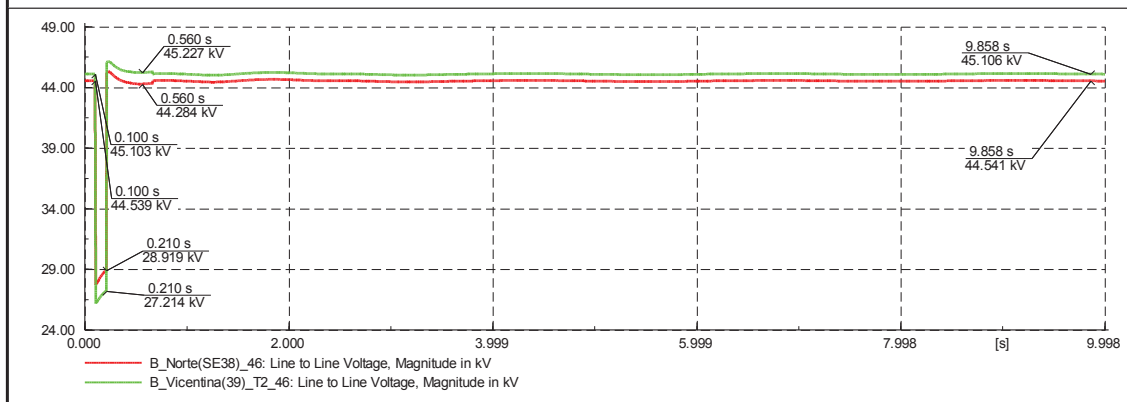
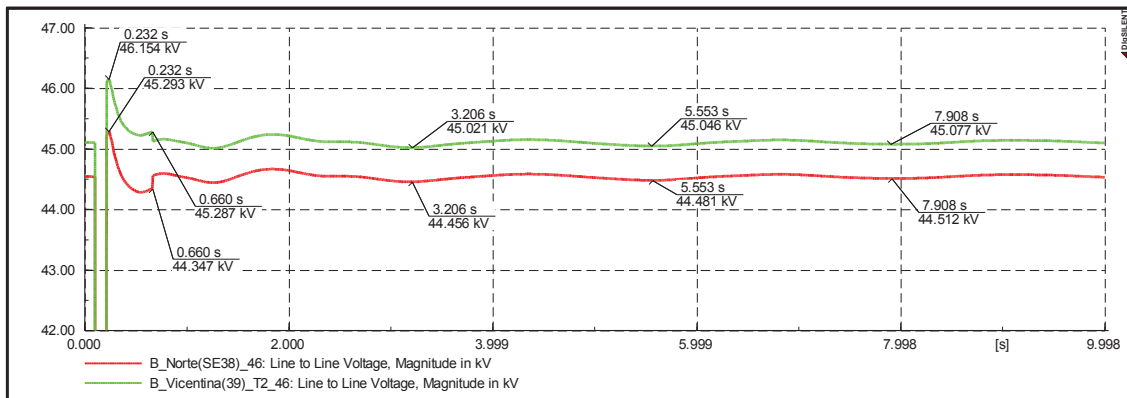
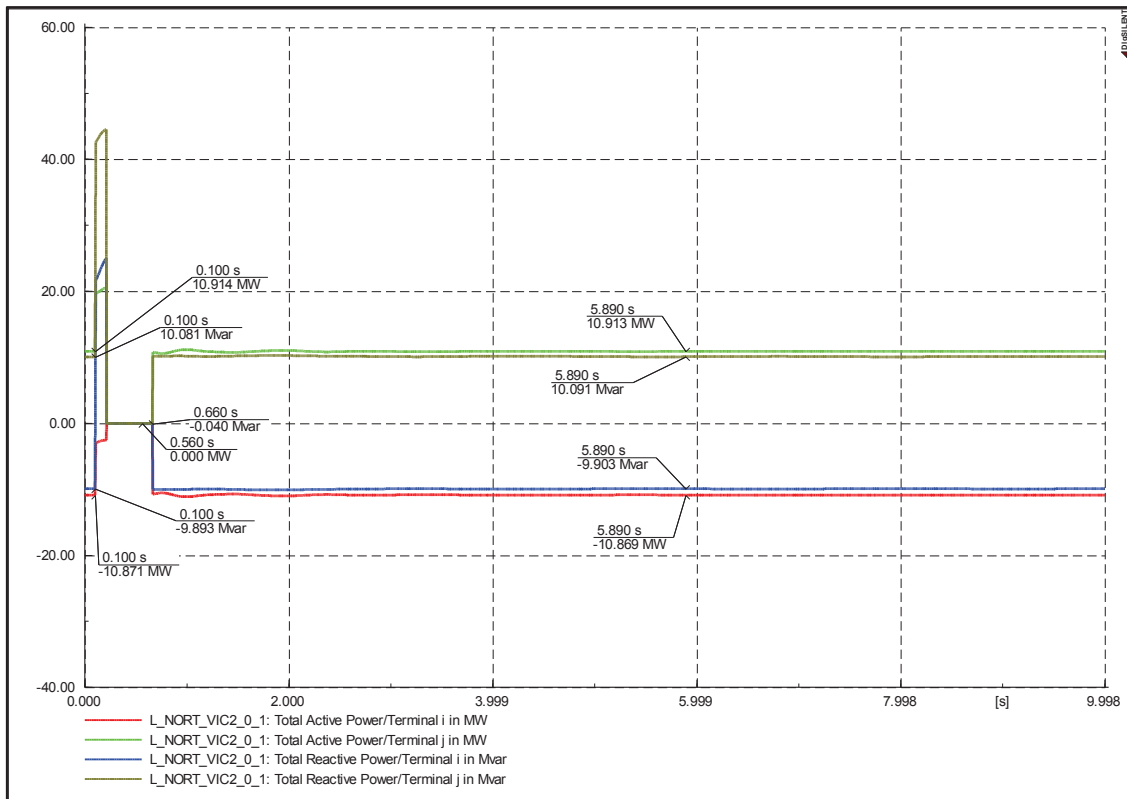


**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

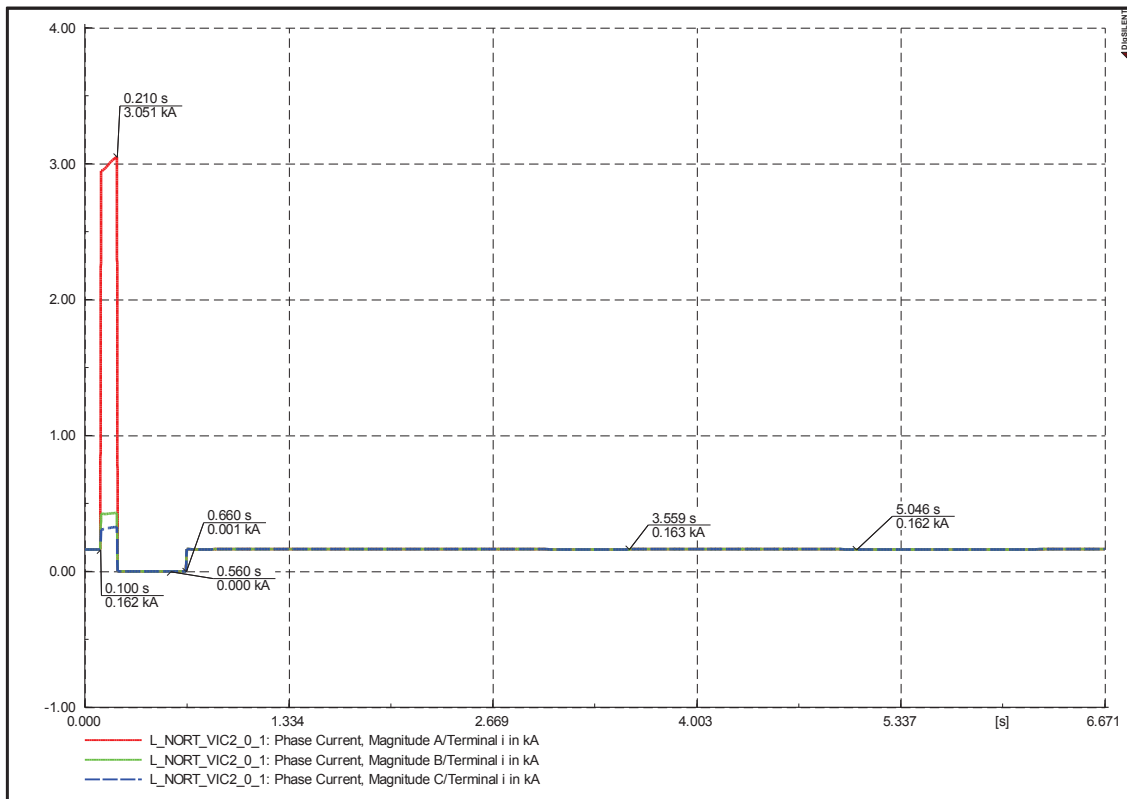
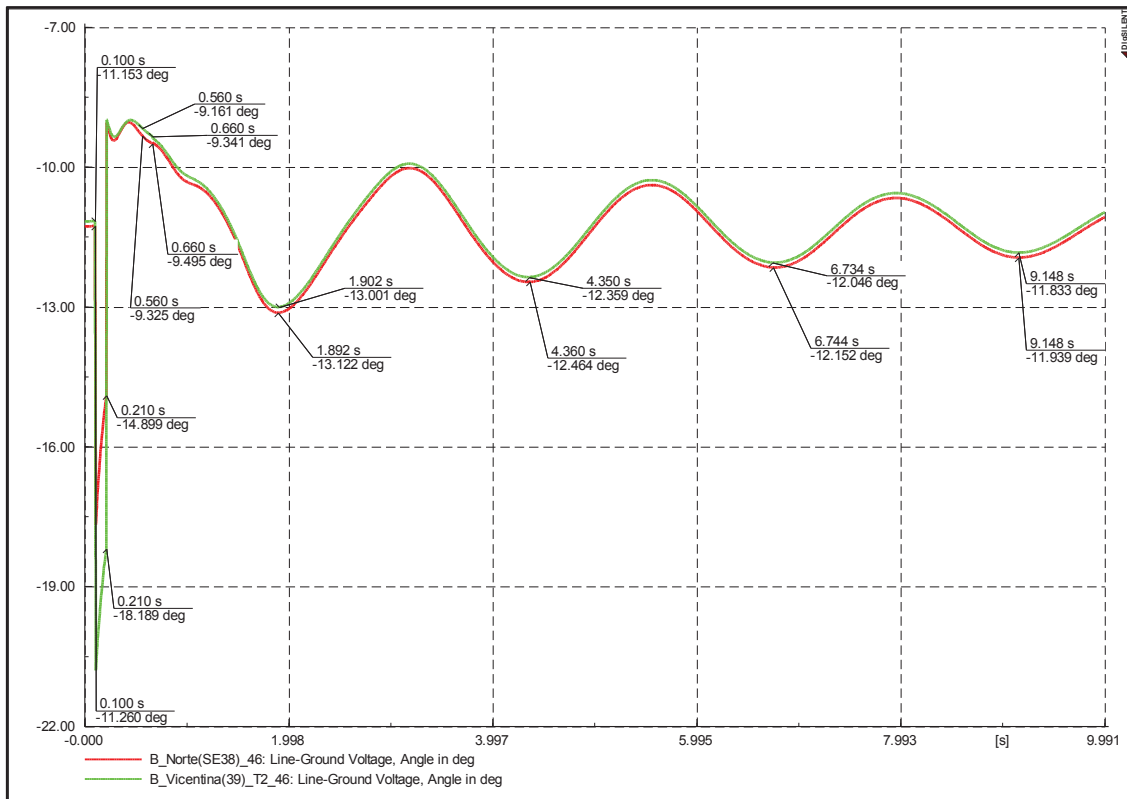


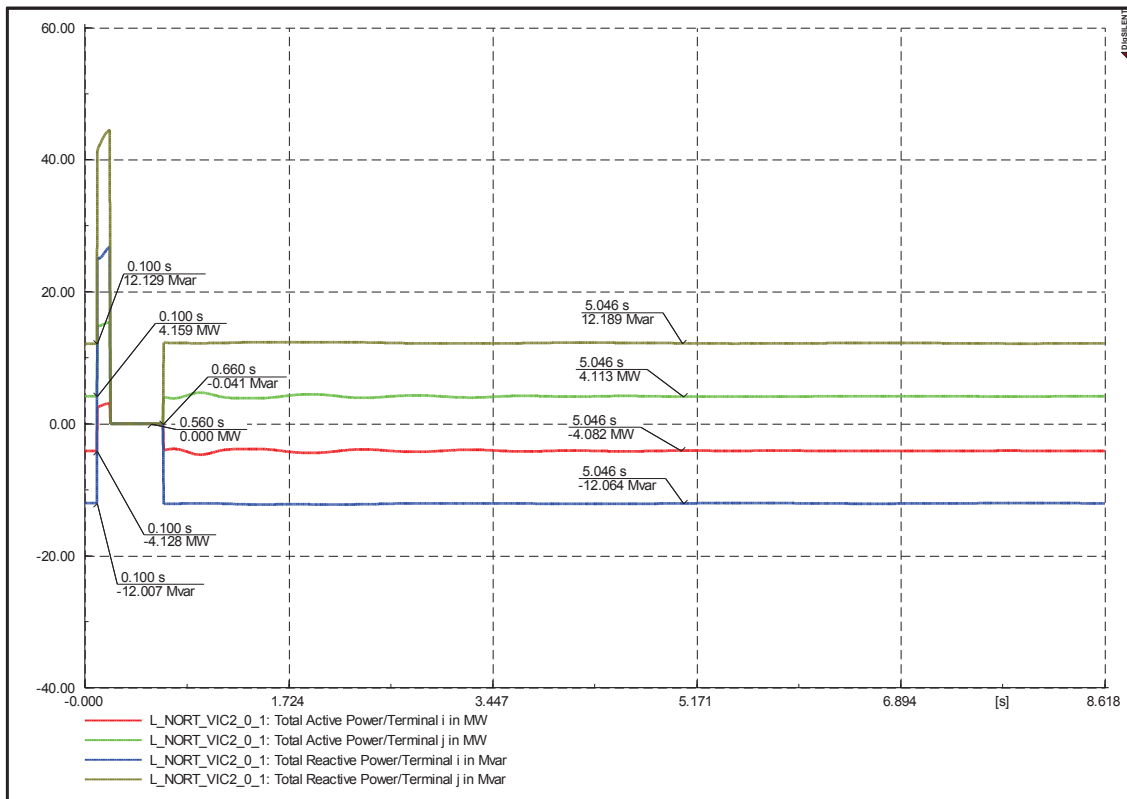
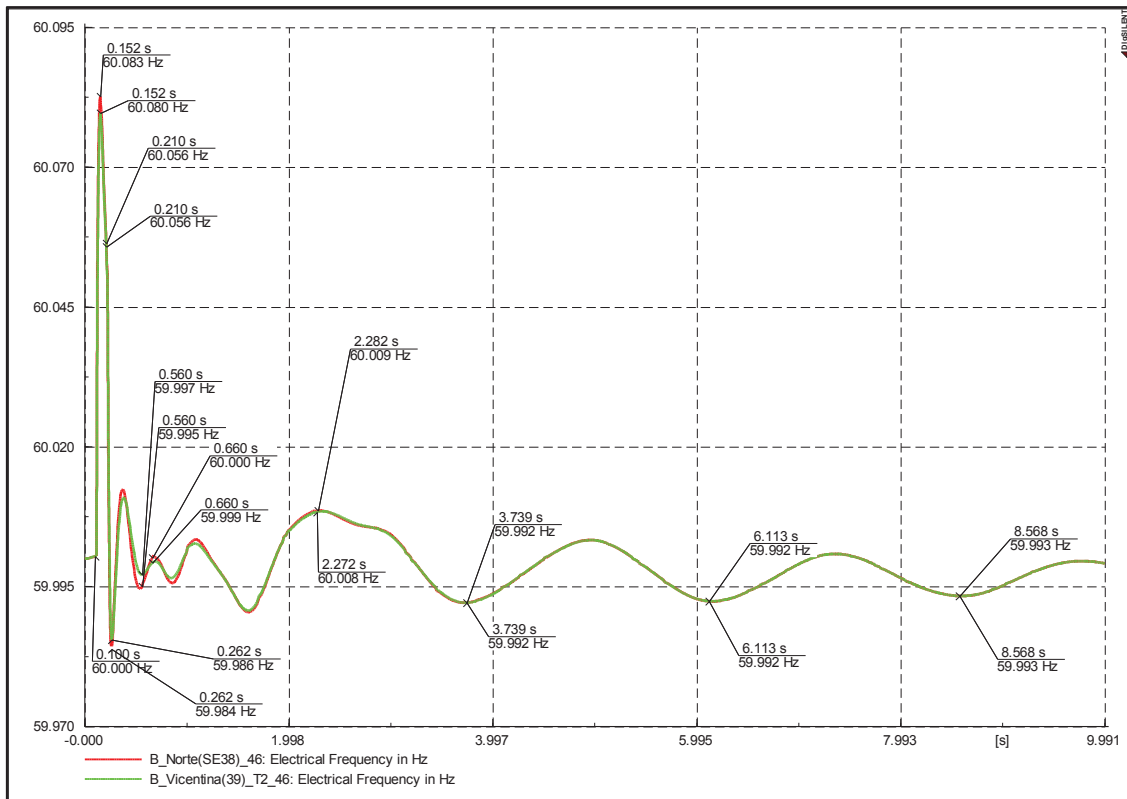


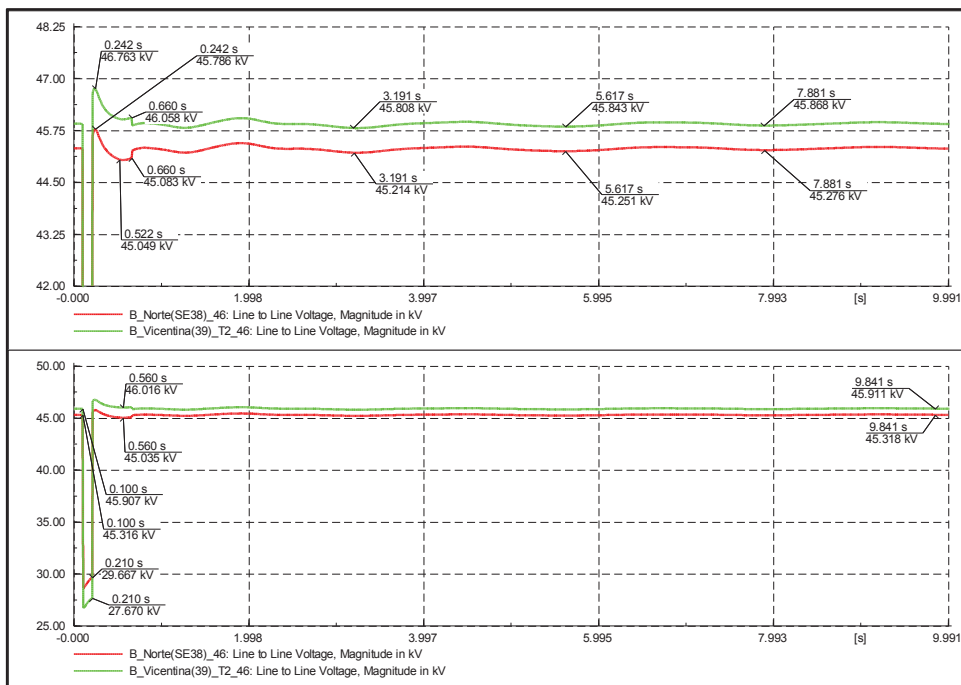




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



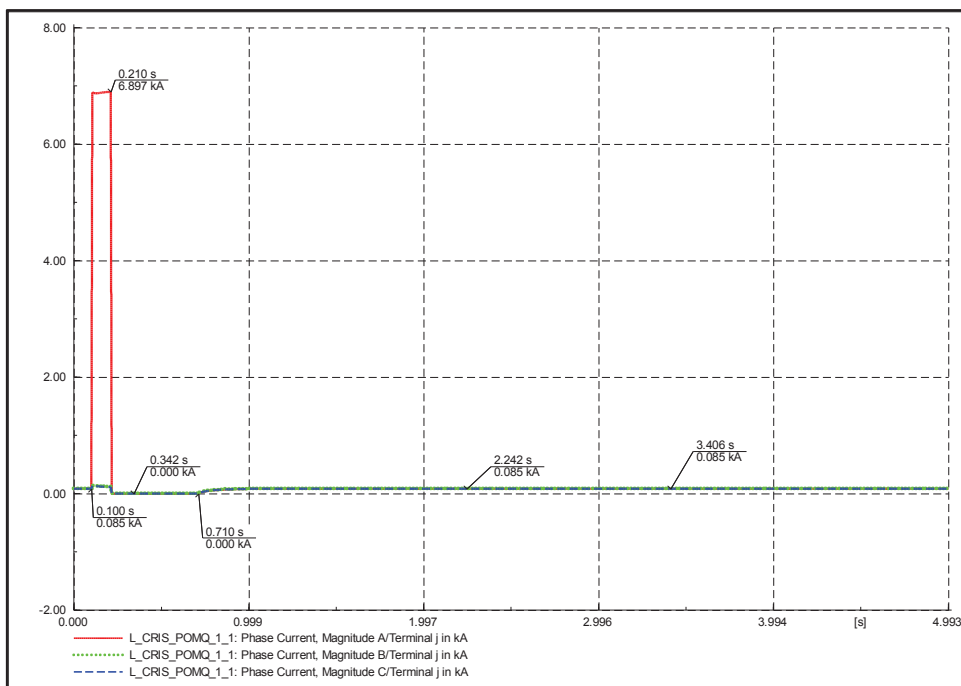


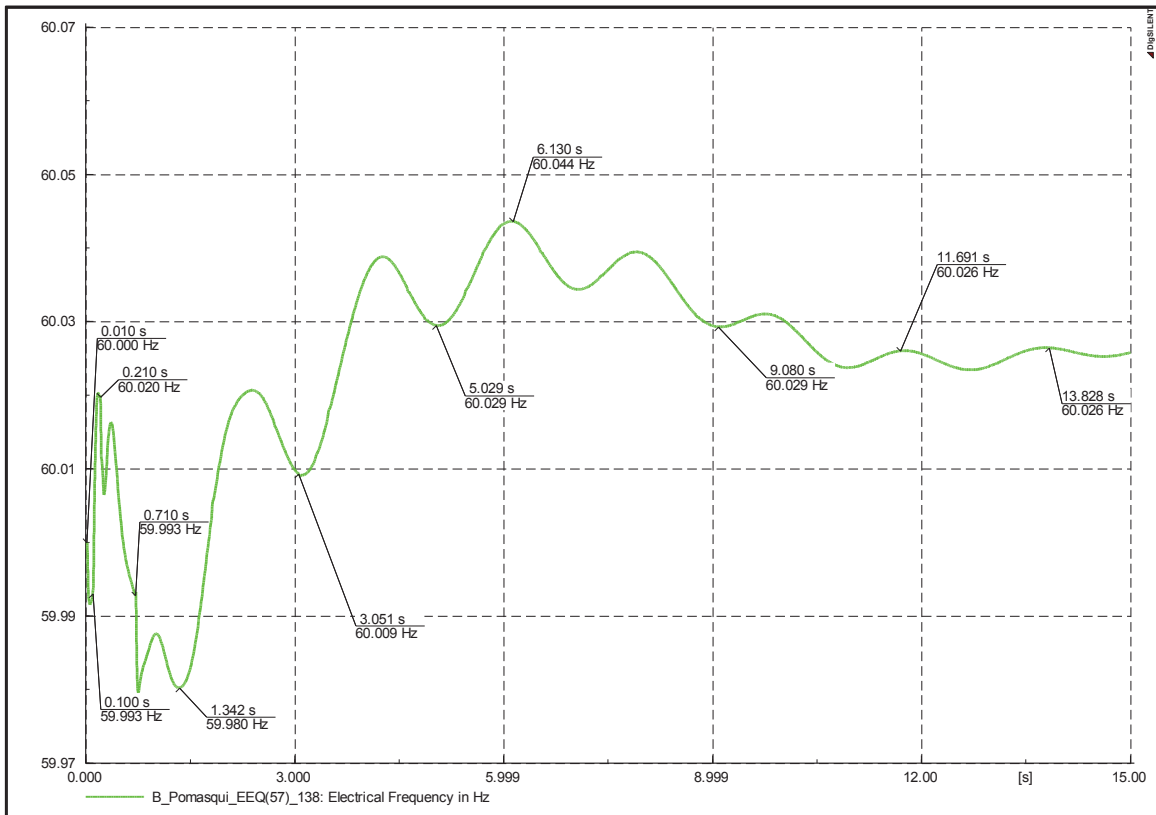
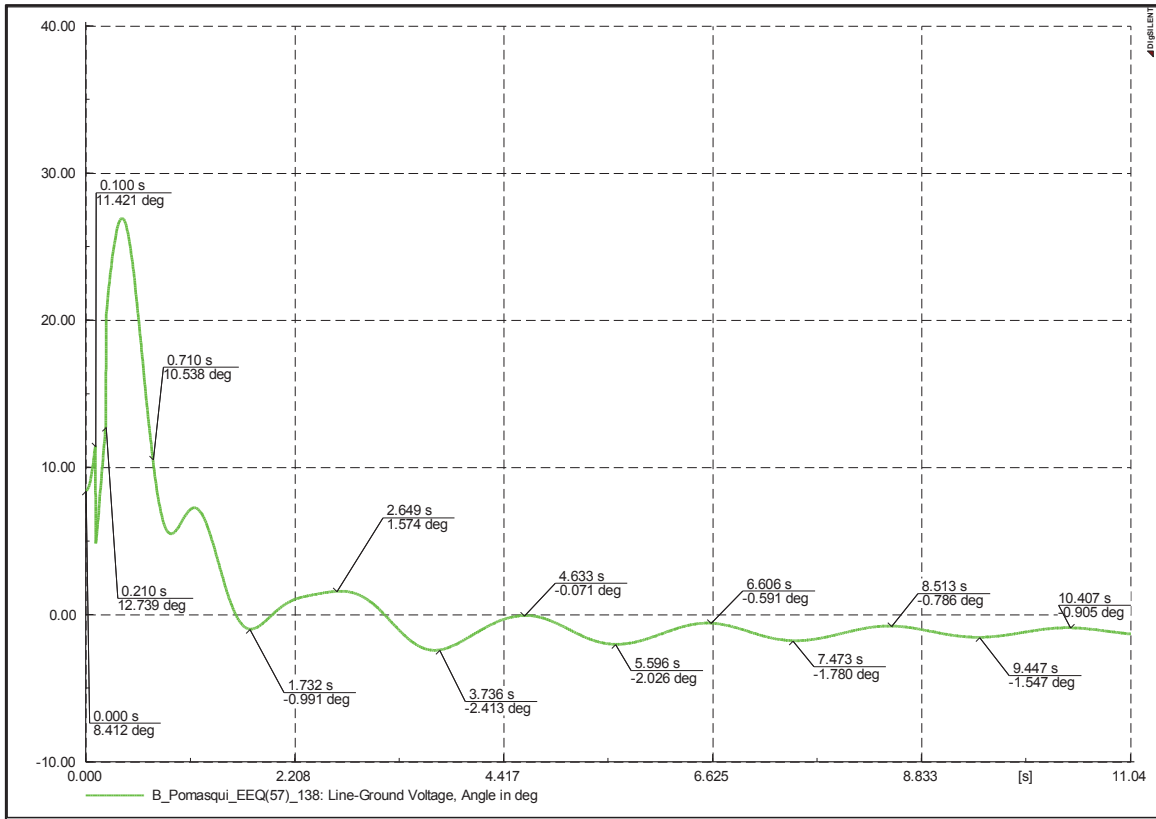


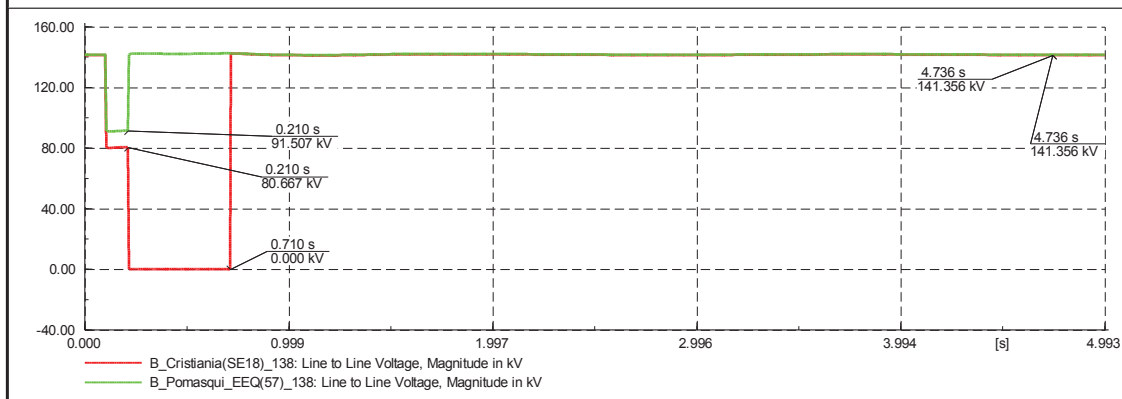
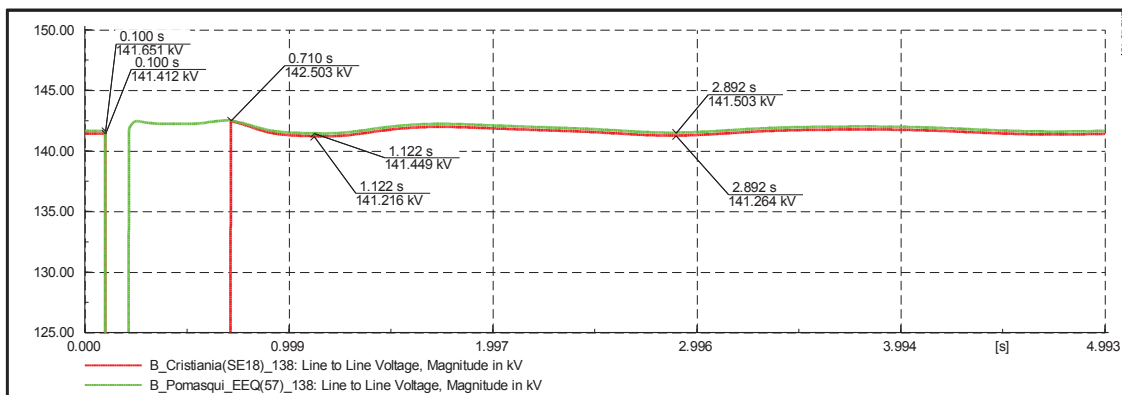
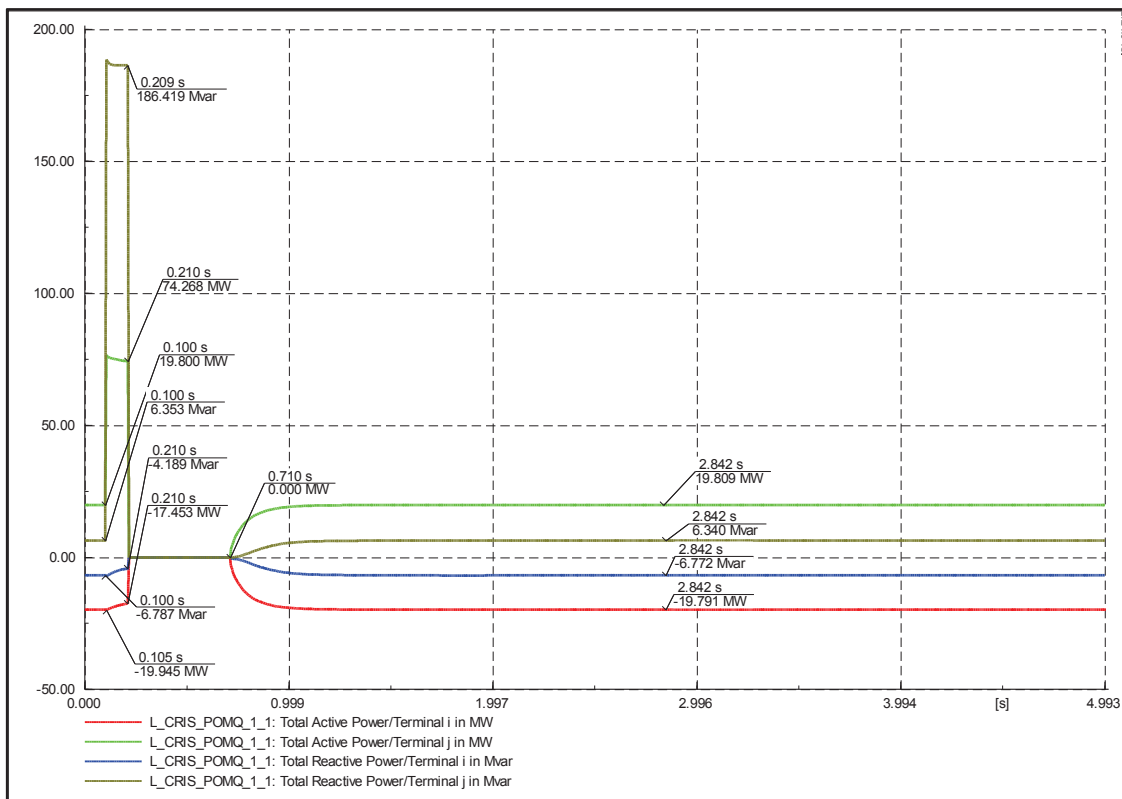
### Líneas radiales de 138 kV

#### Línea Pomasqui - Cristianía

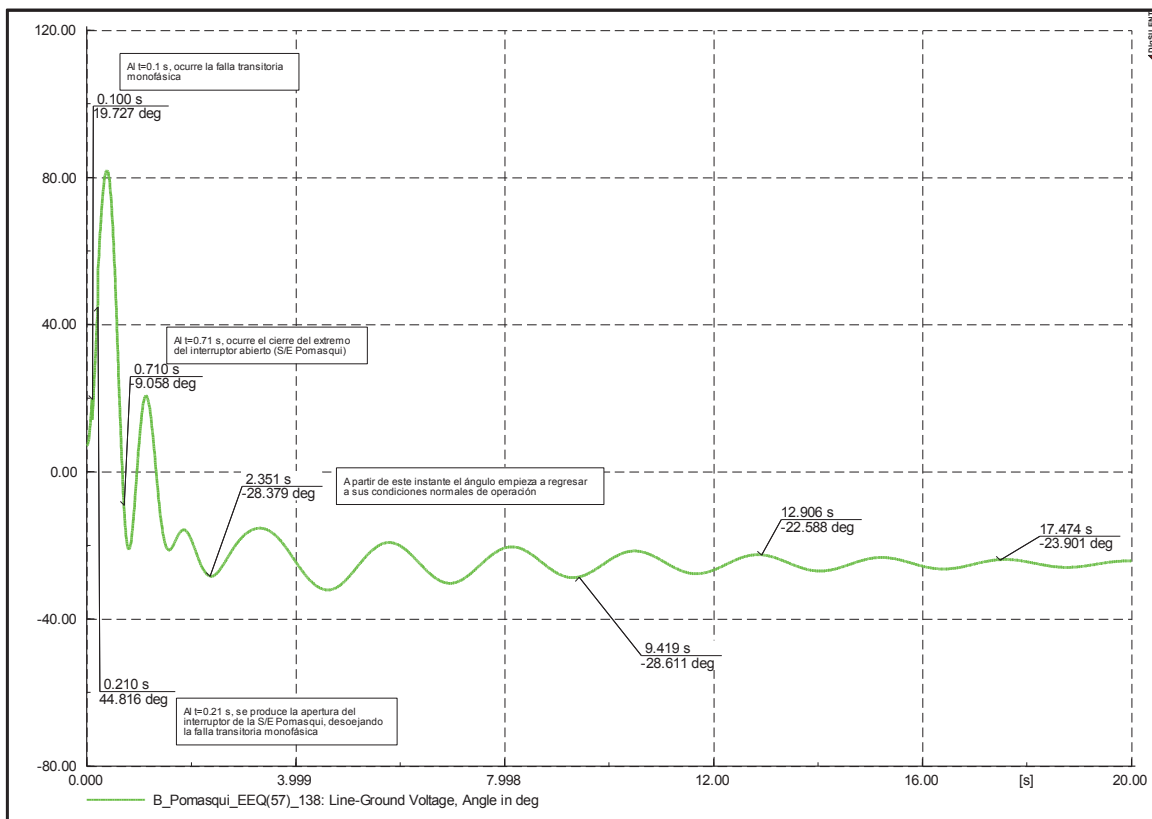
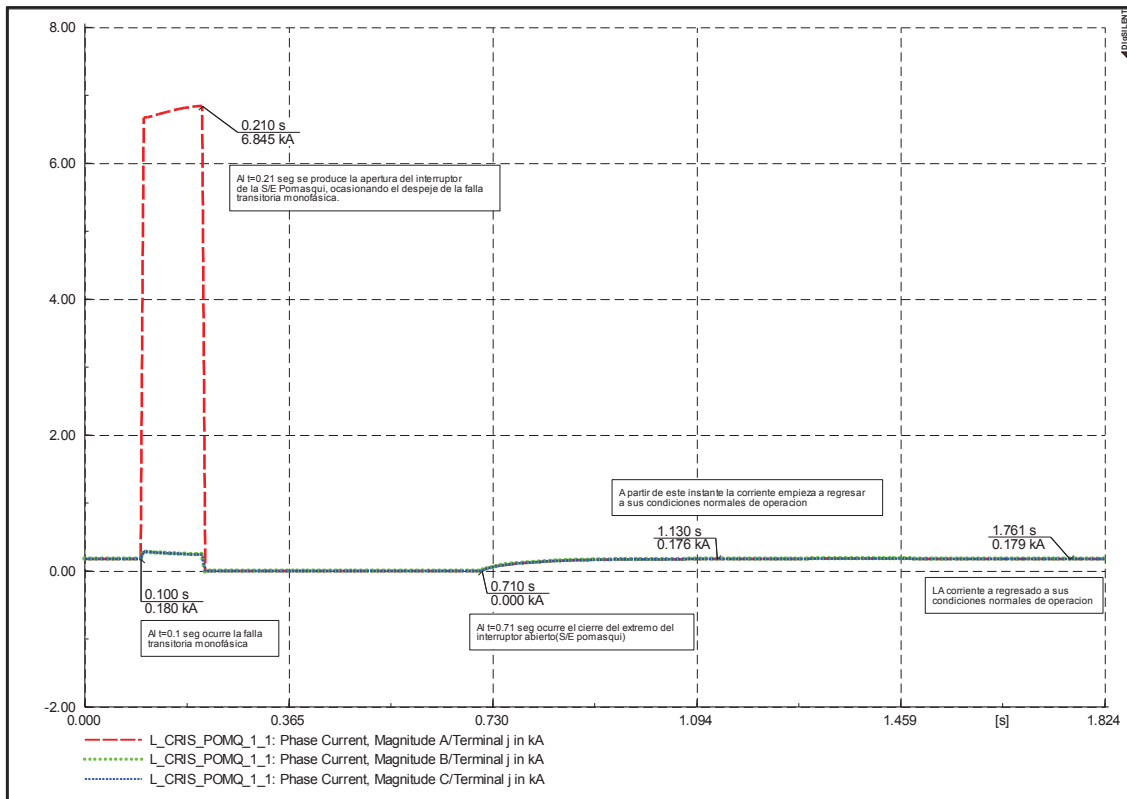
#### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

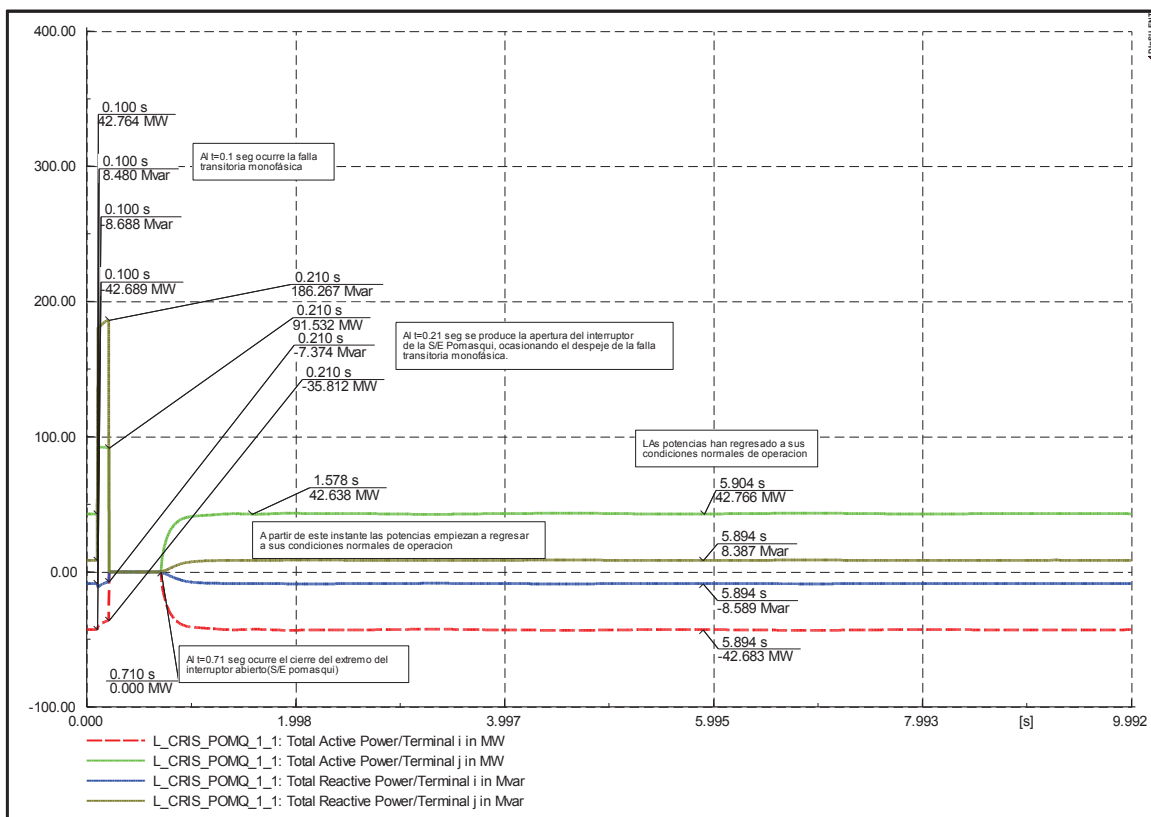
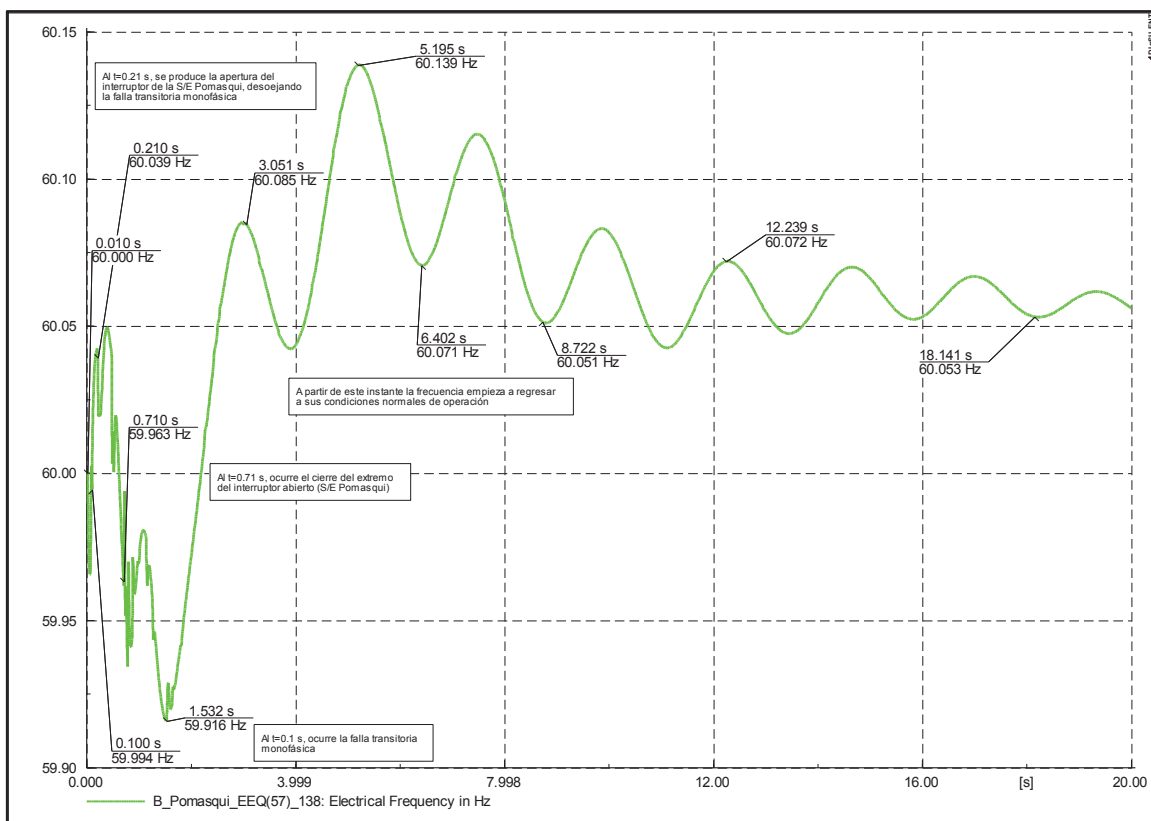




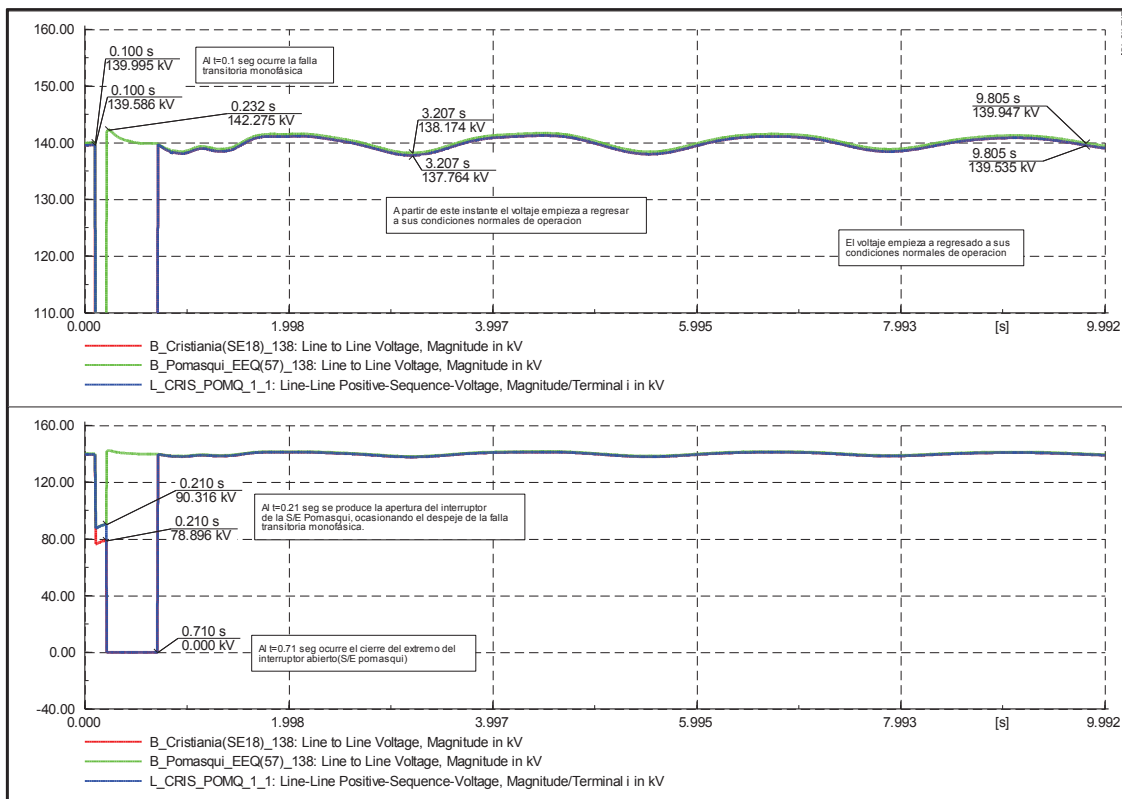


**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

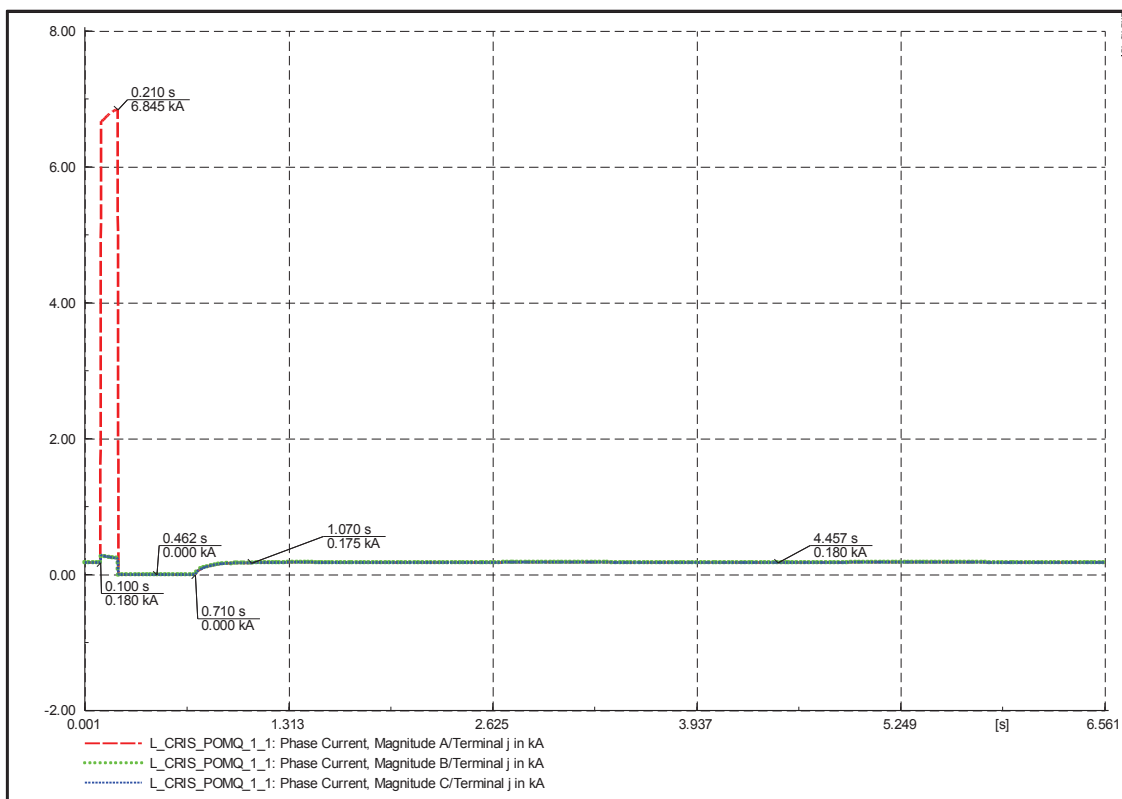


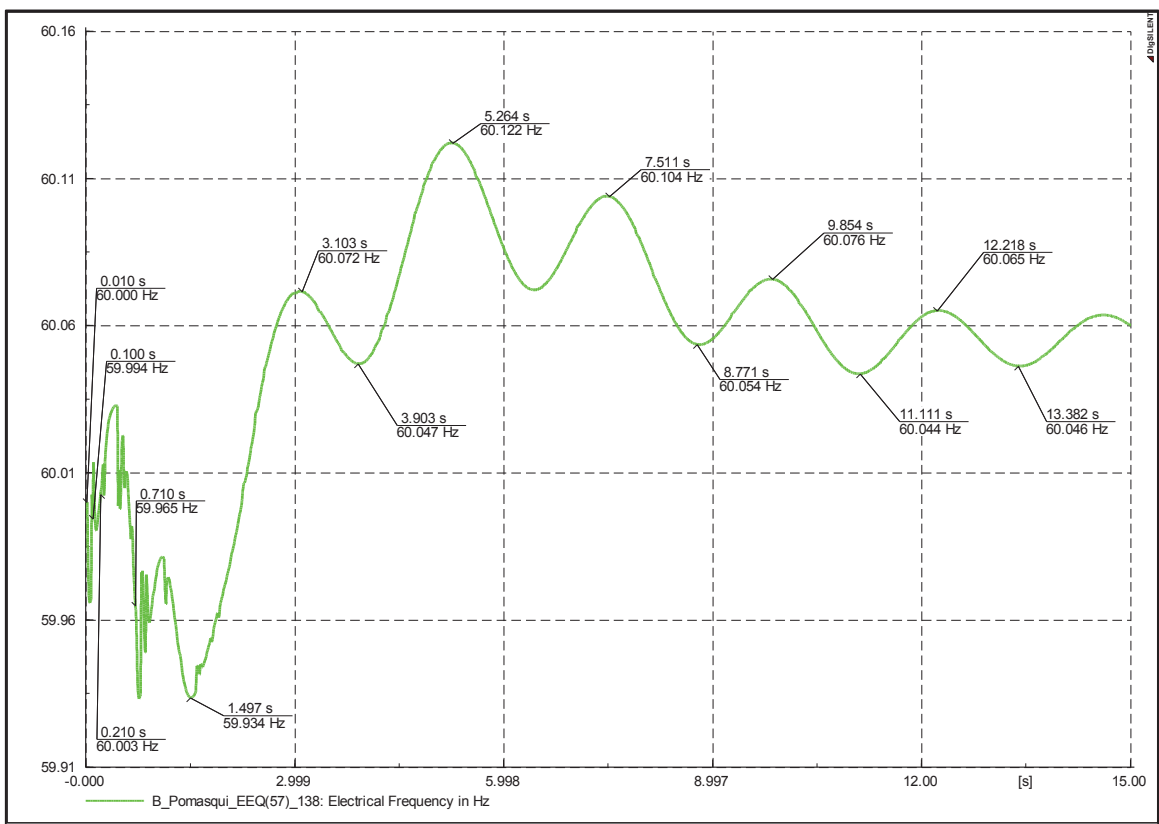
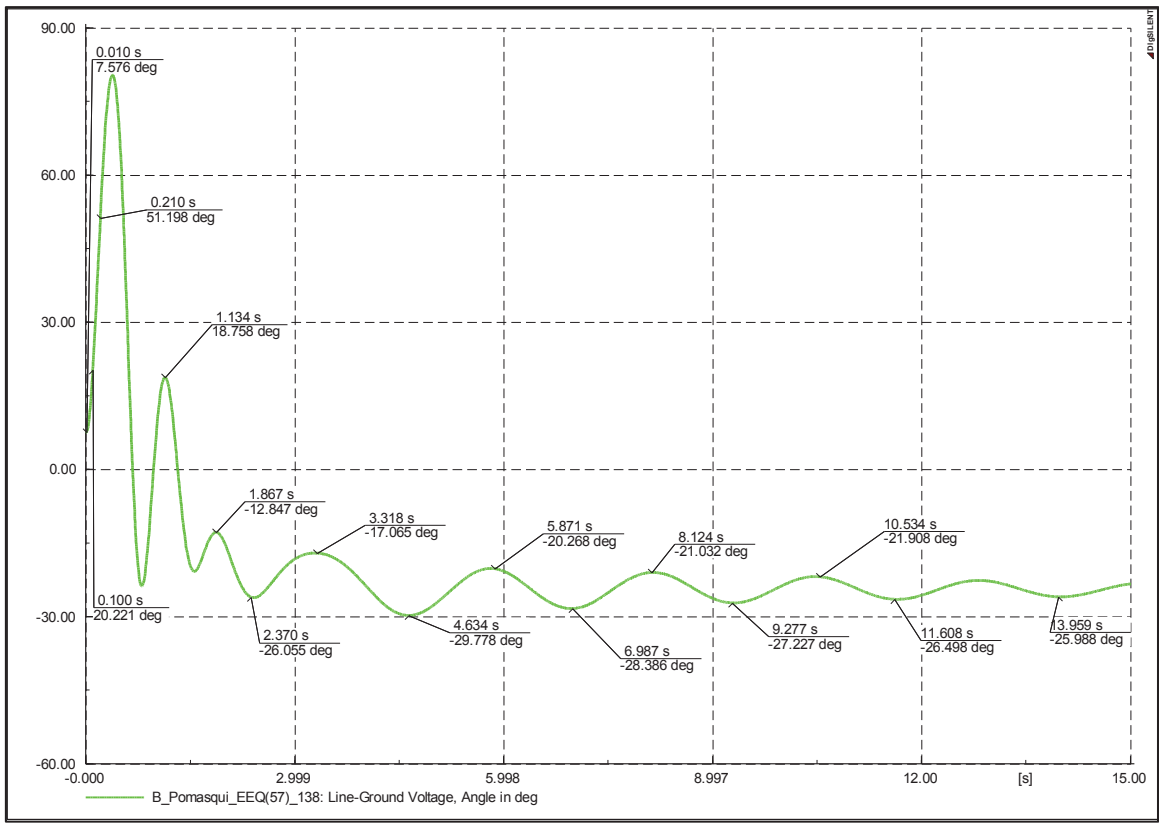


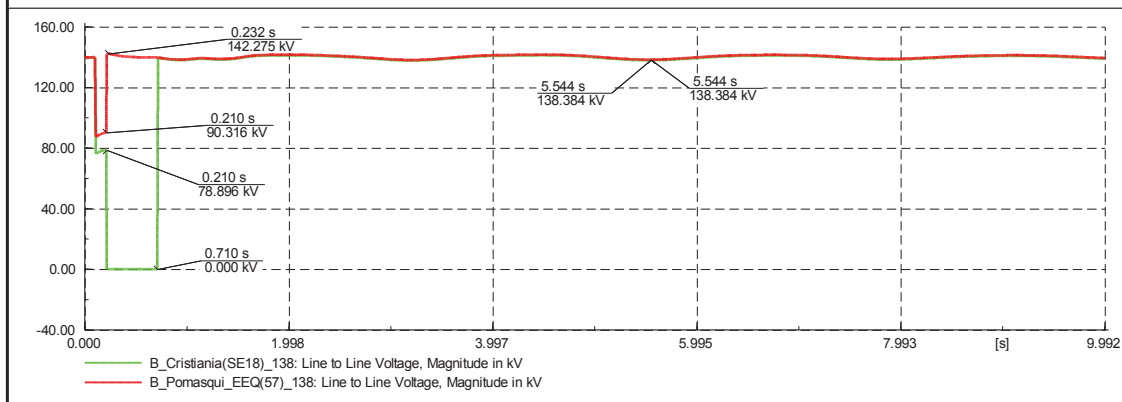
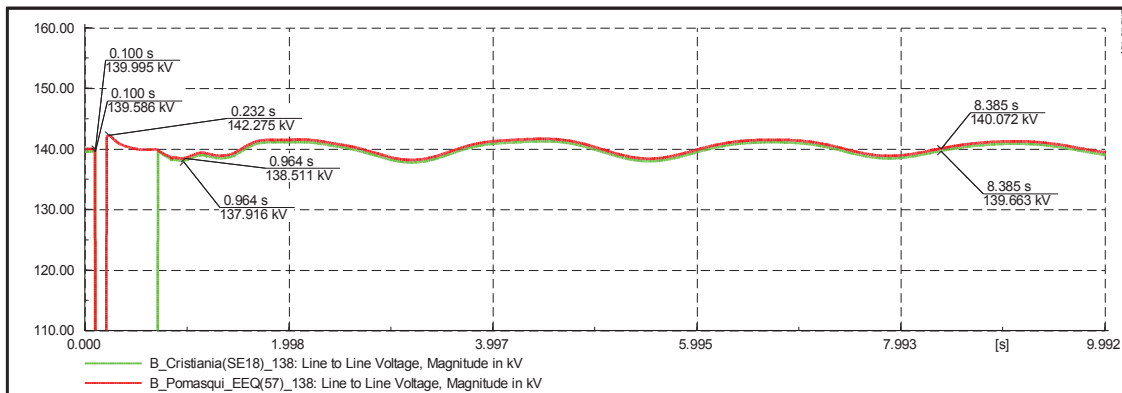
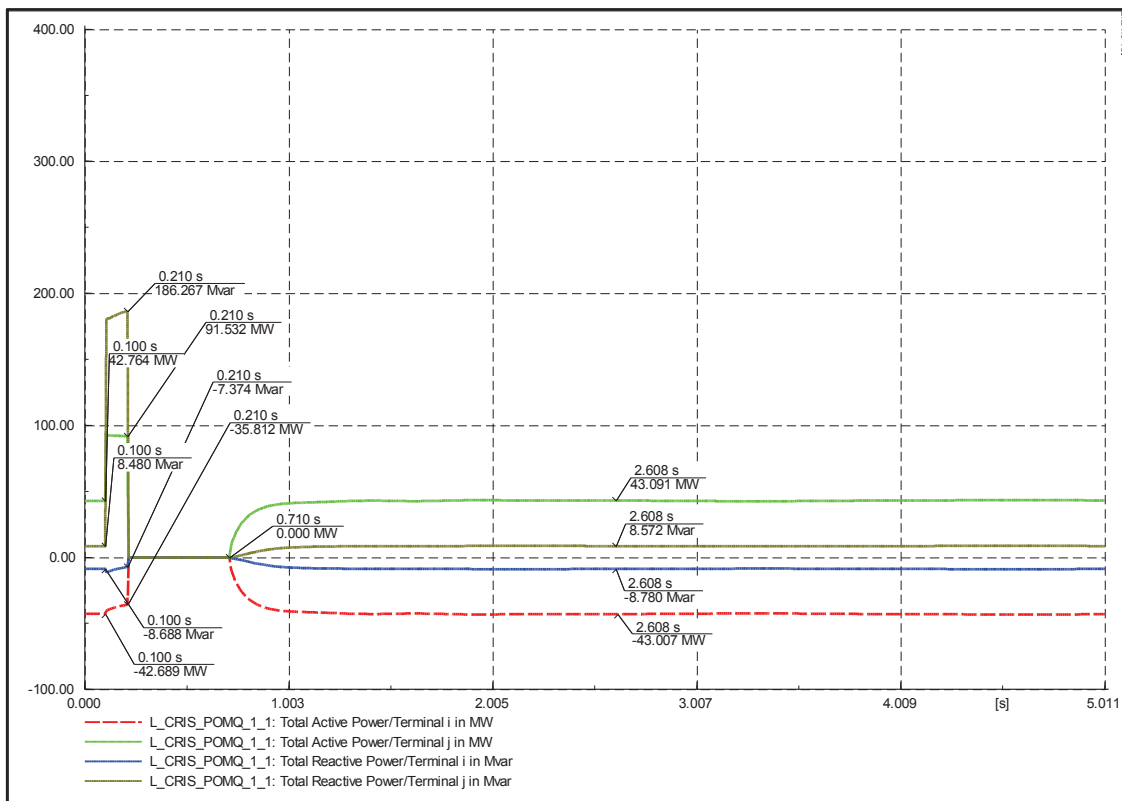




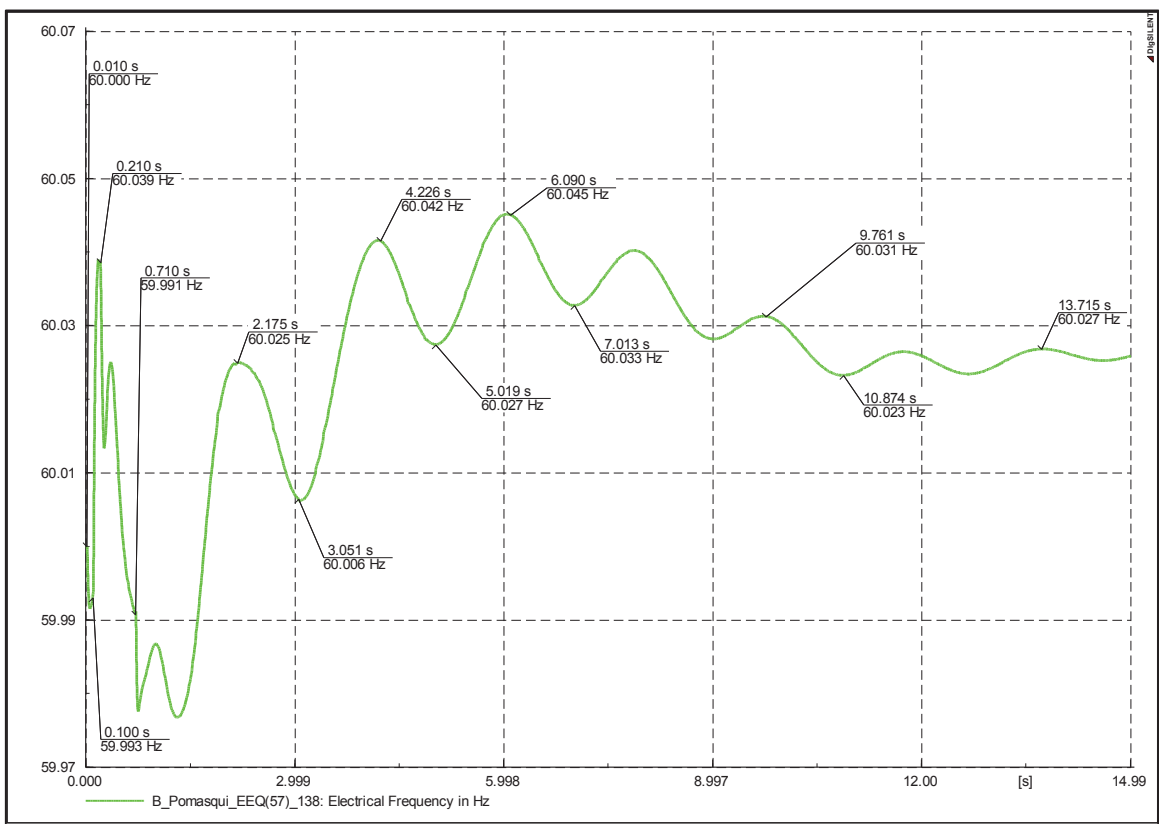
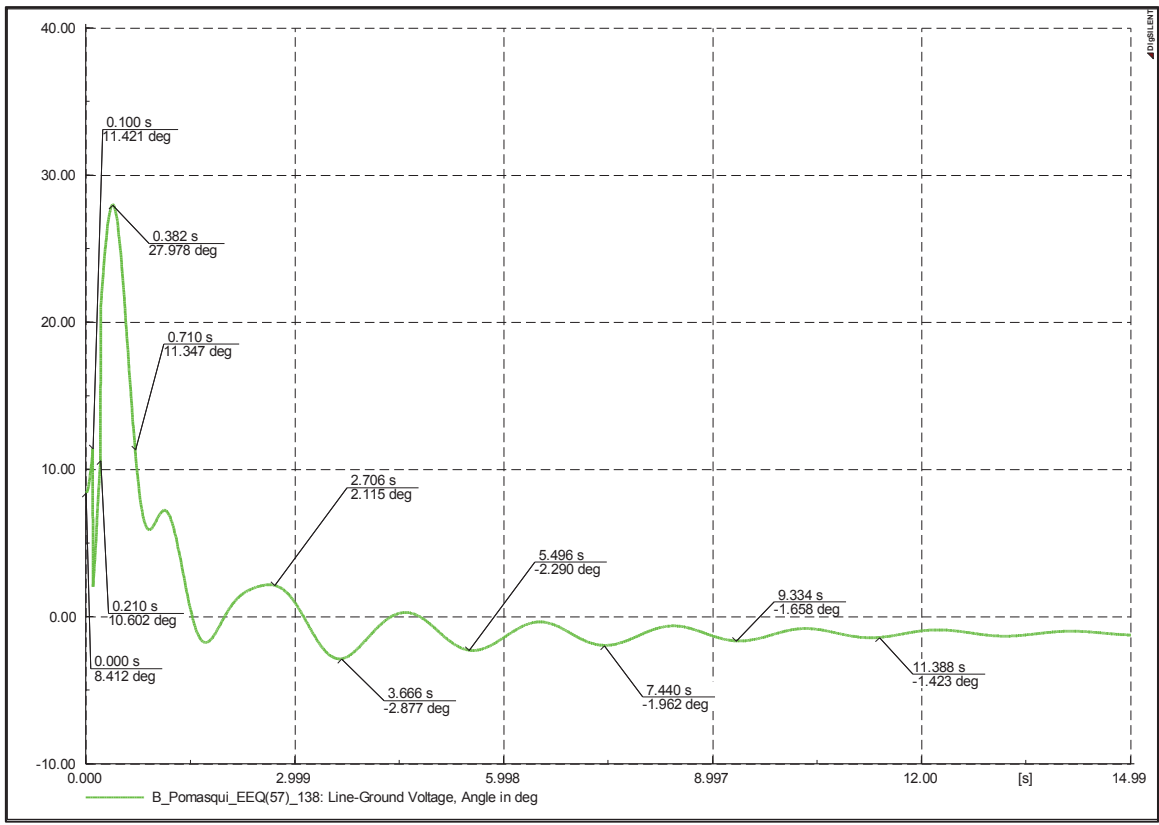
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

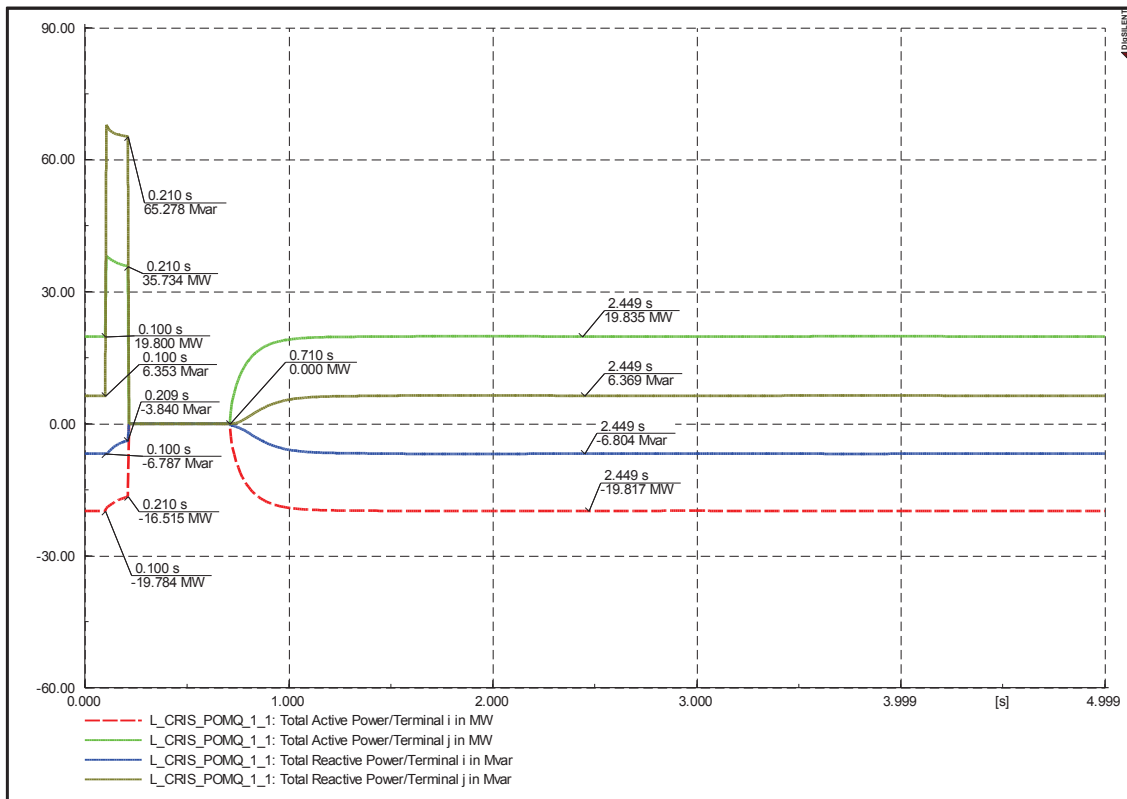
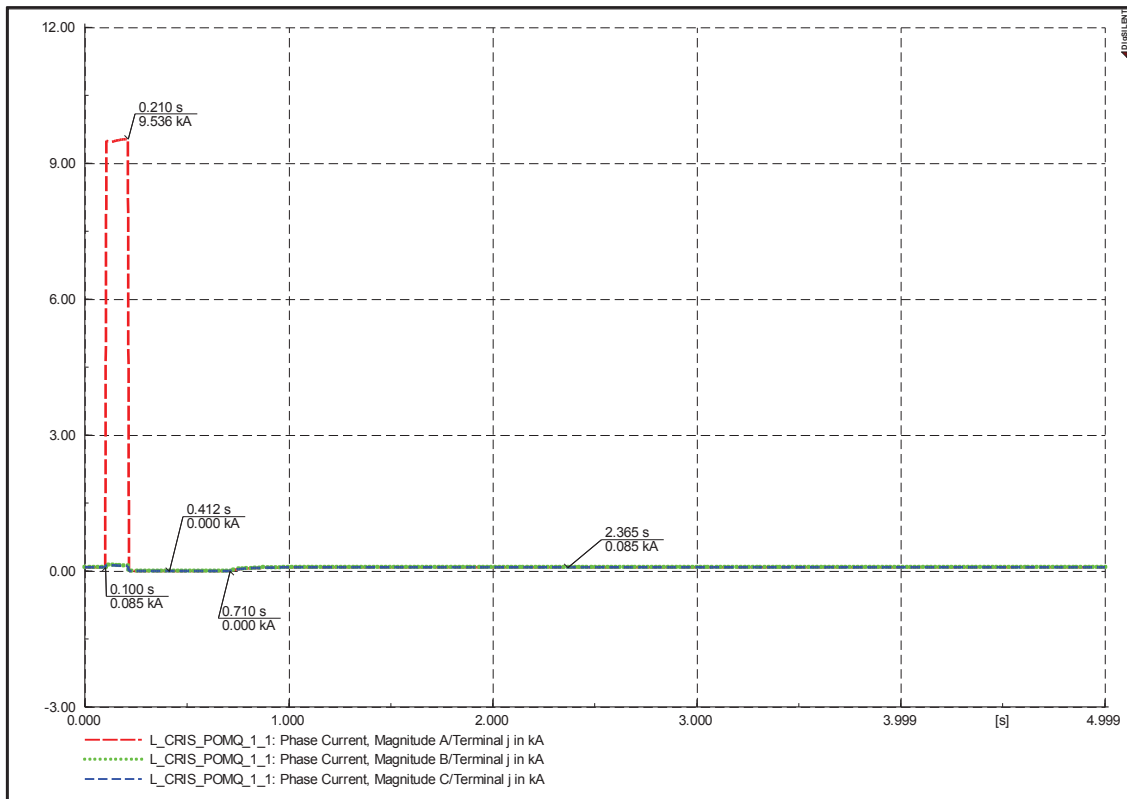


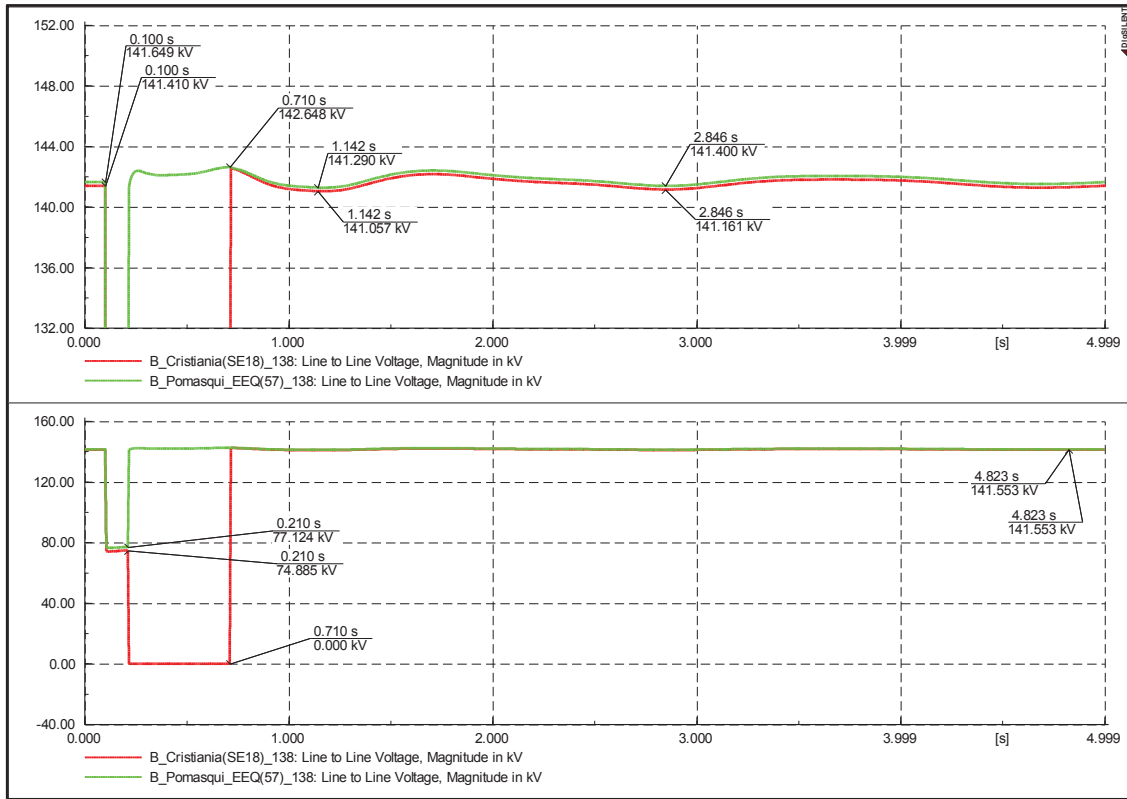




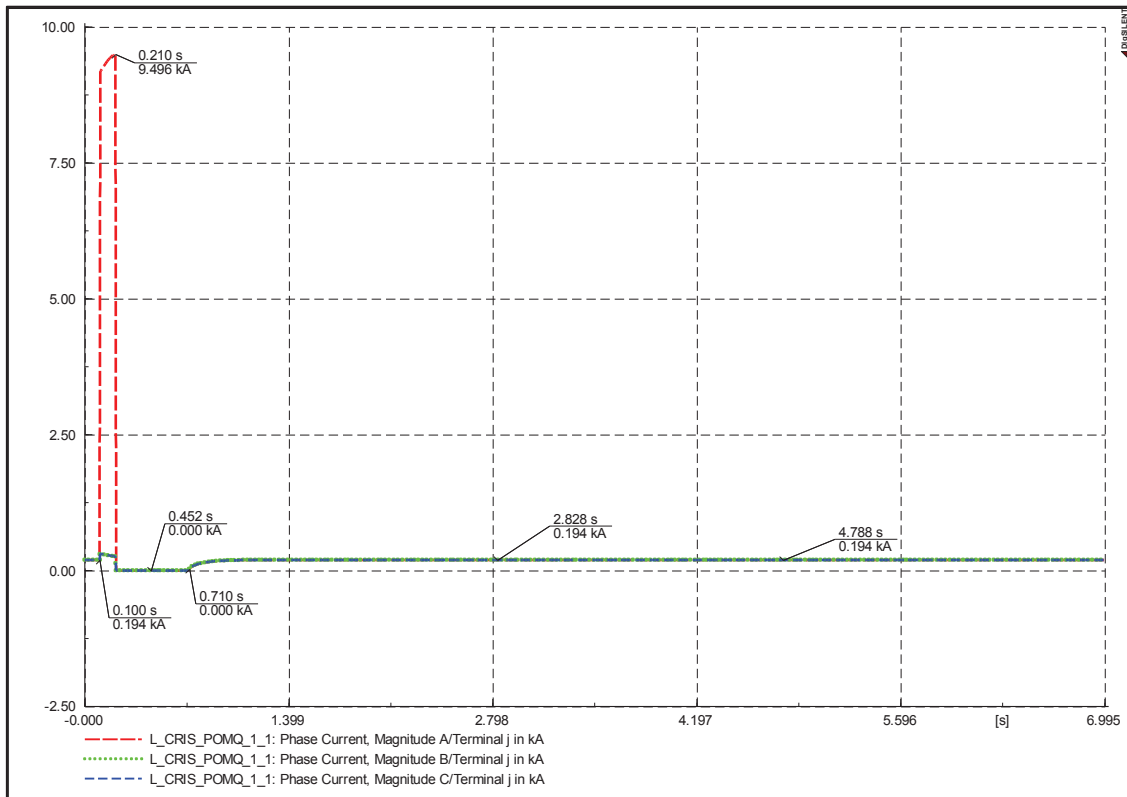
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

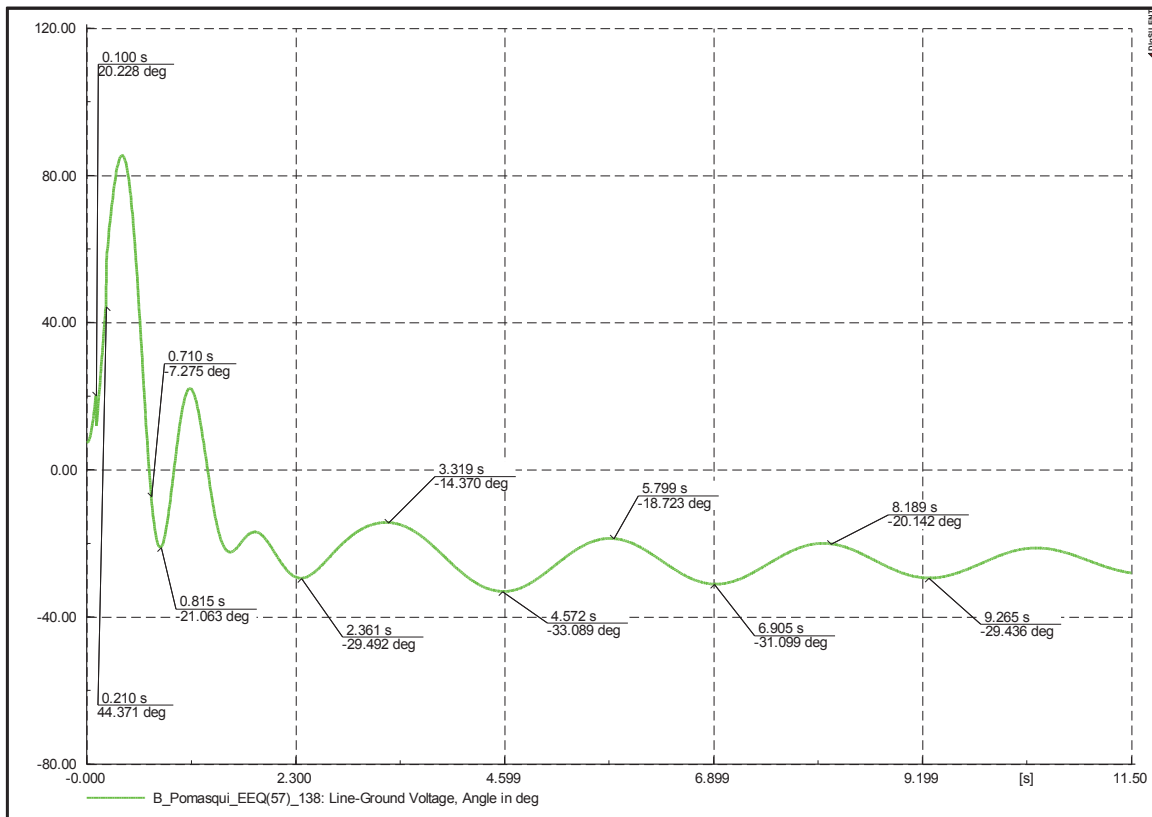
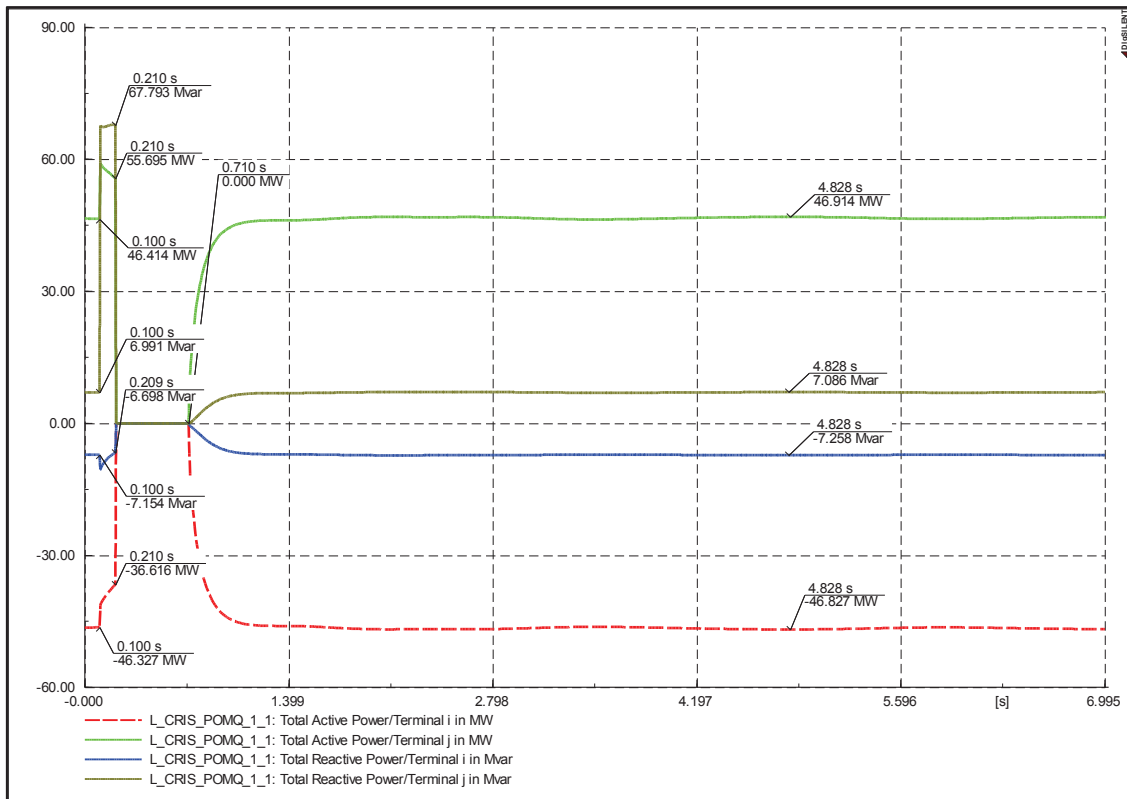


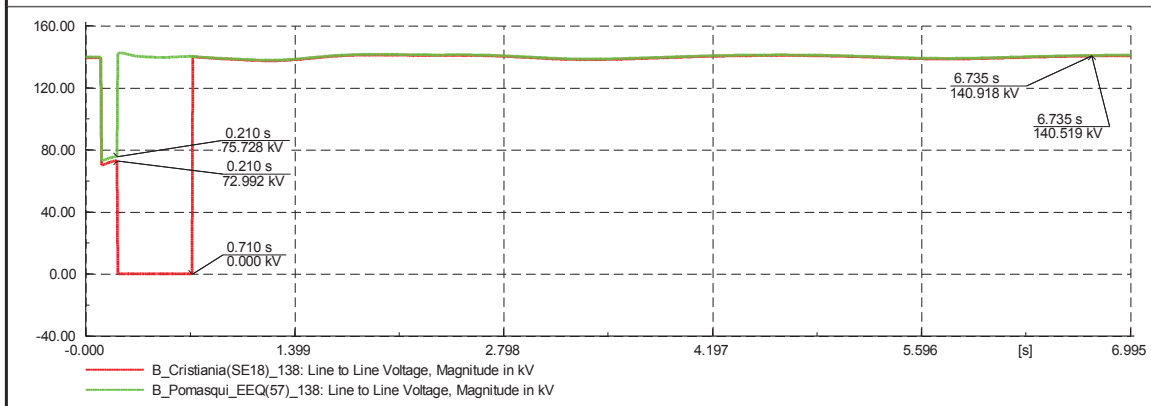
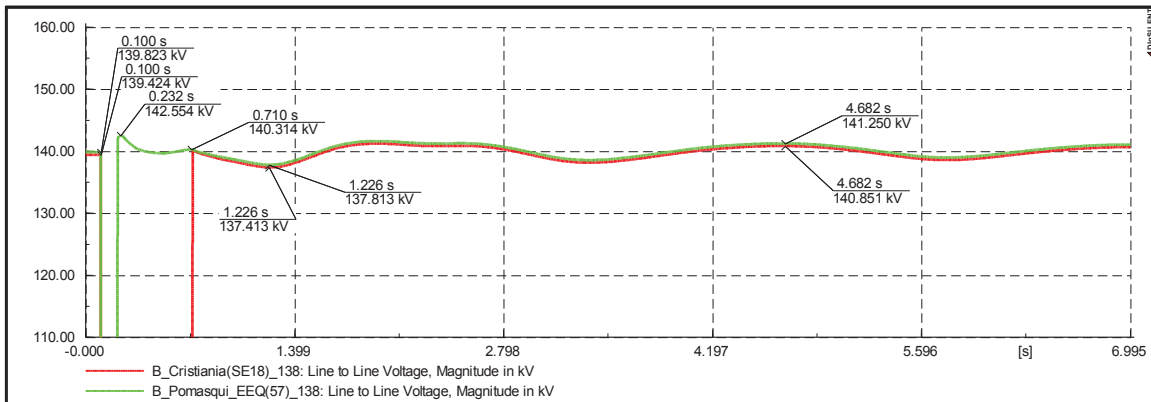
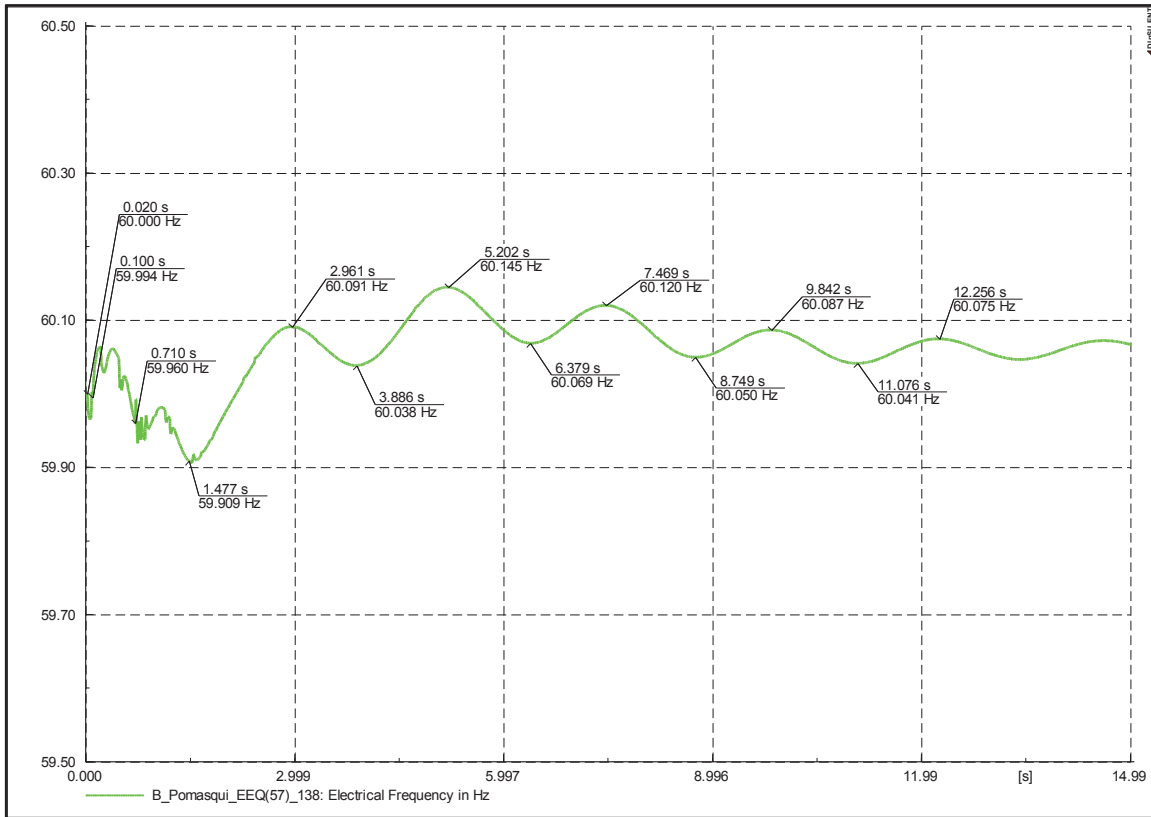




**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

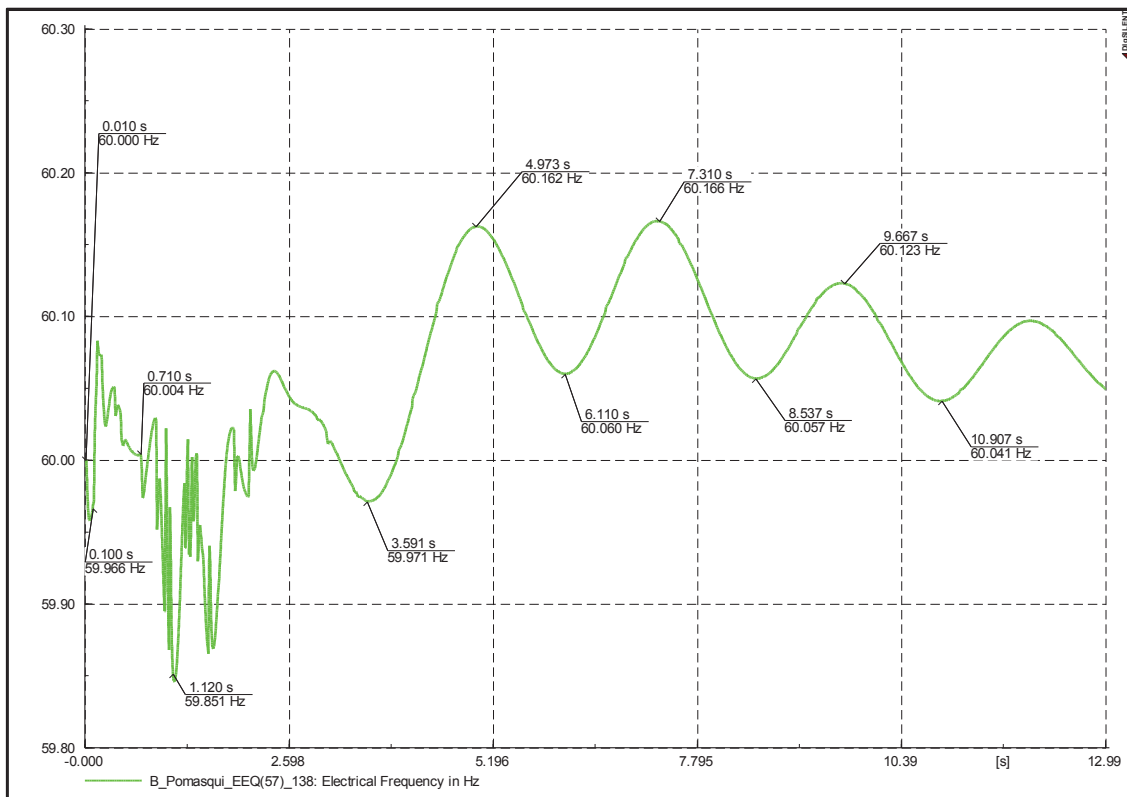
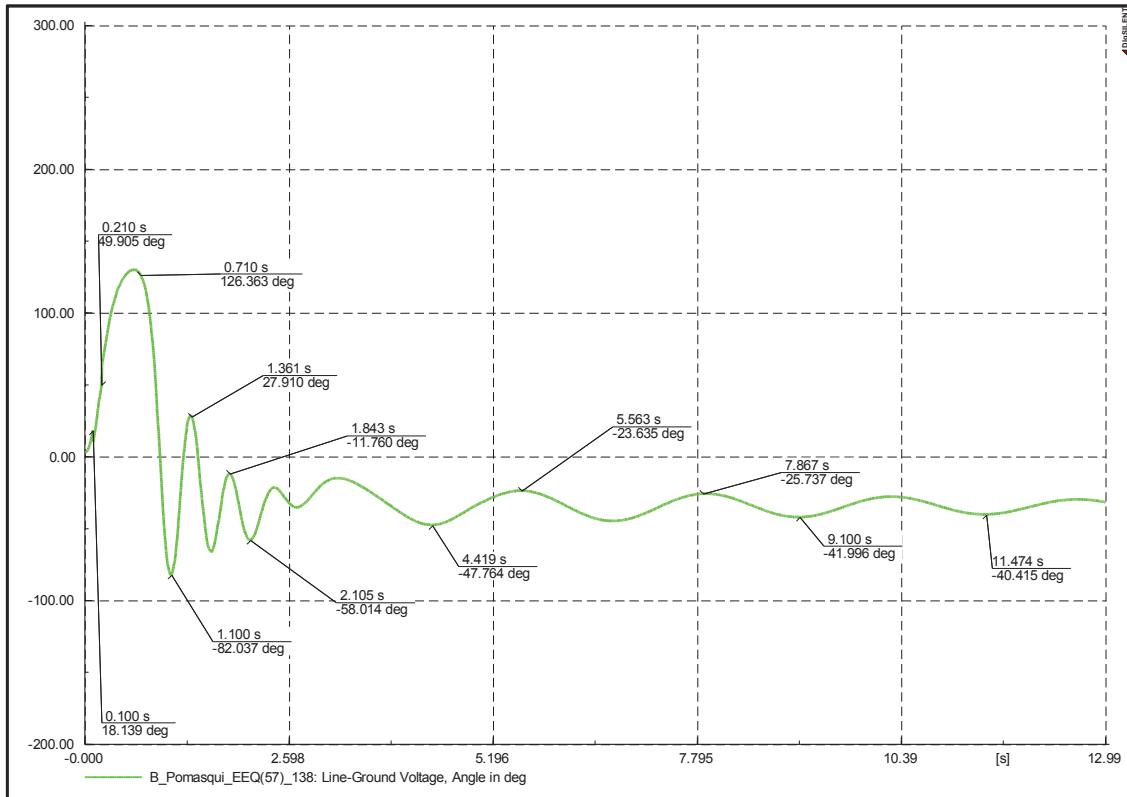


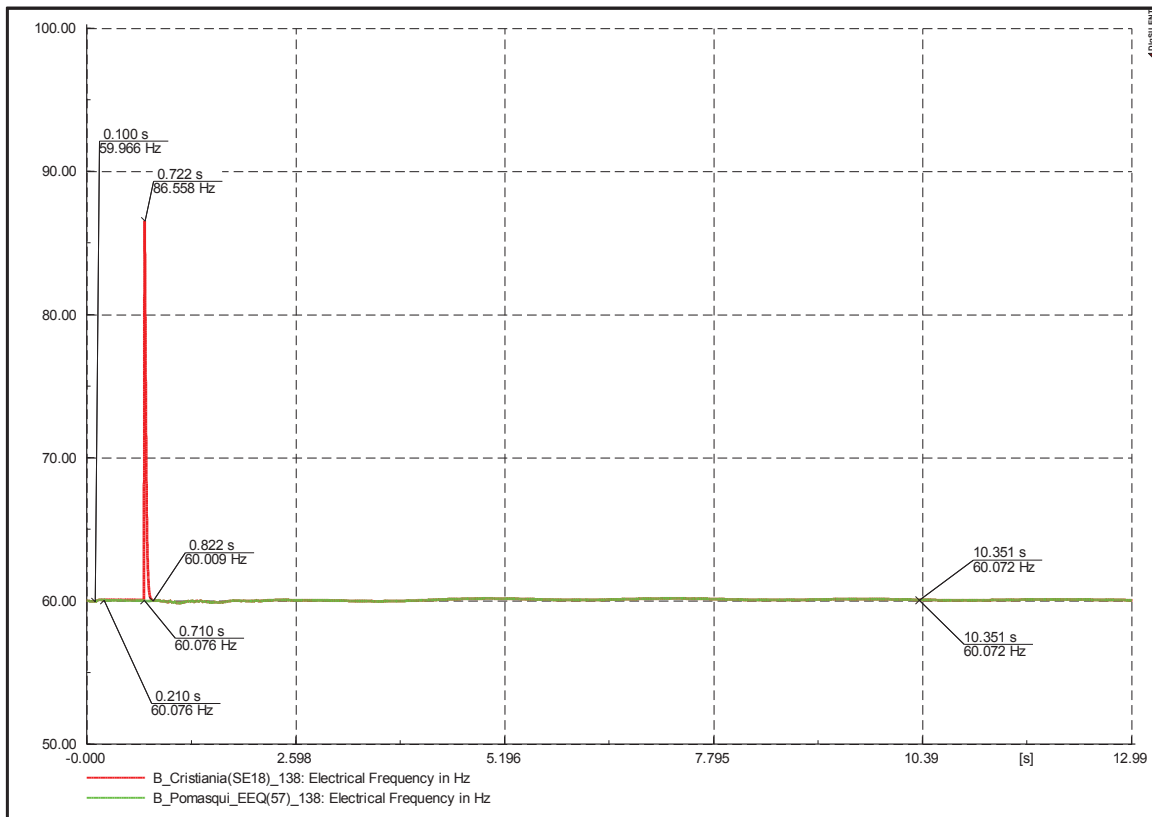
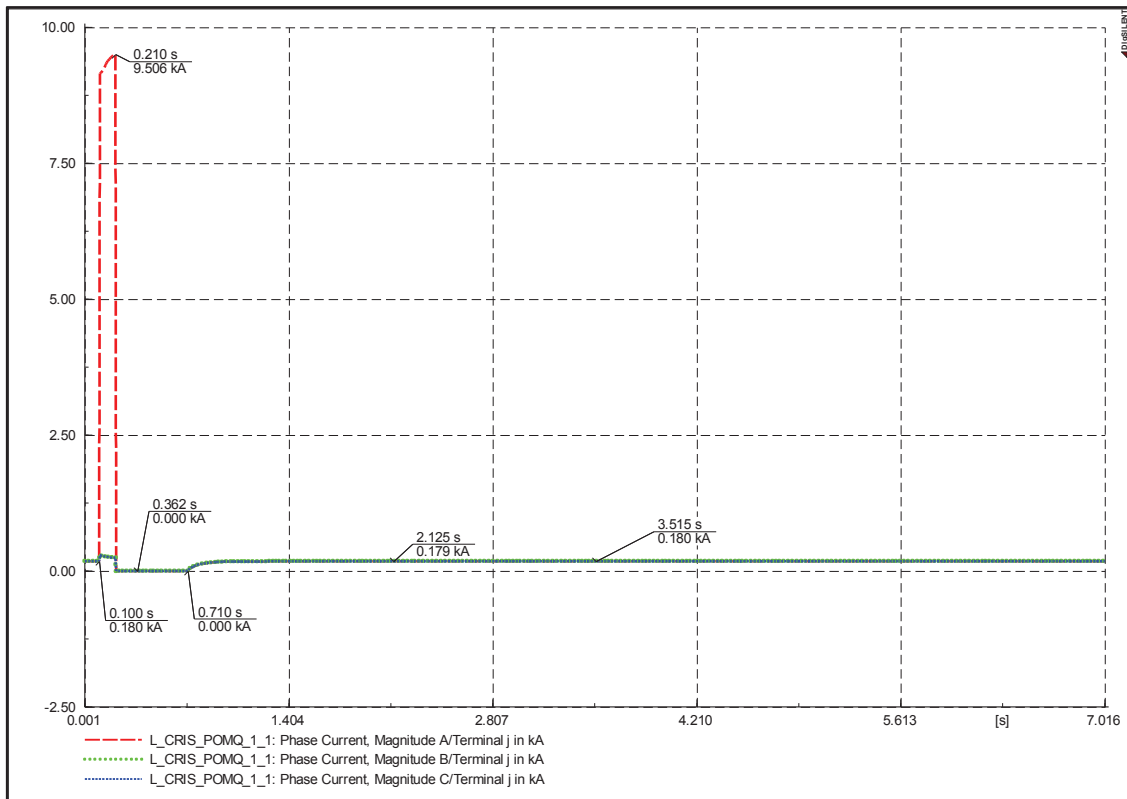


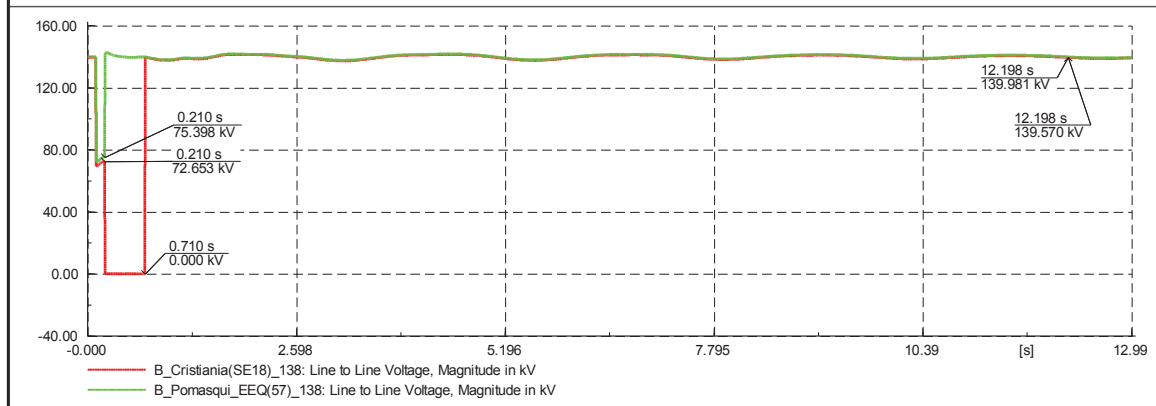
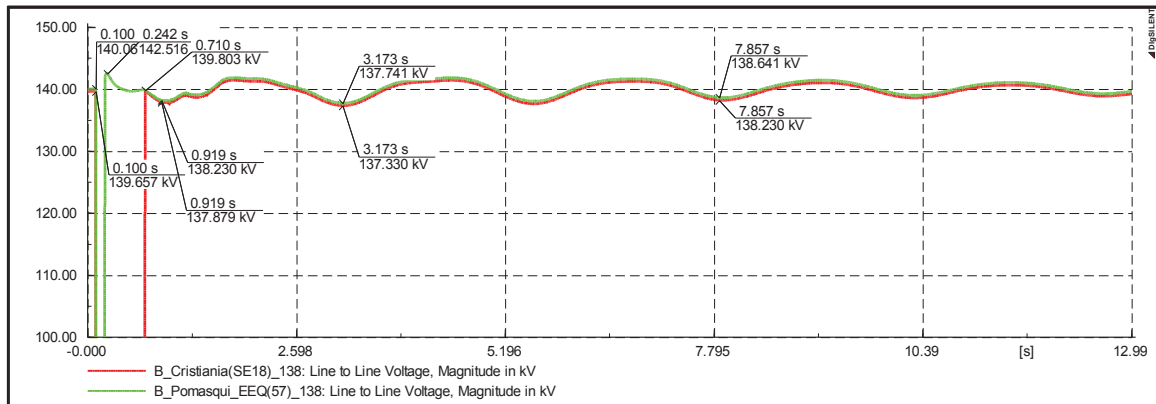
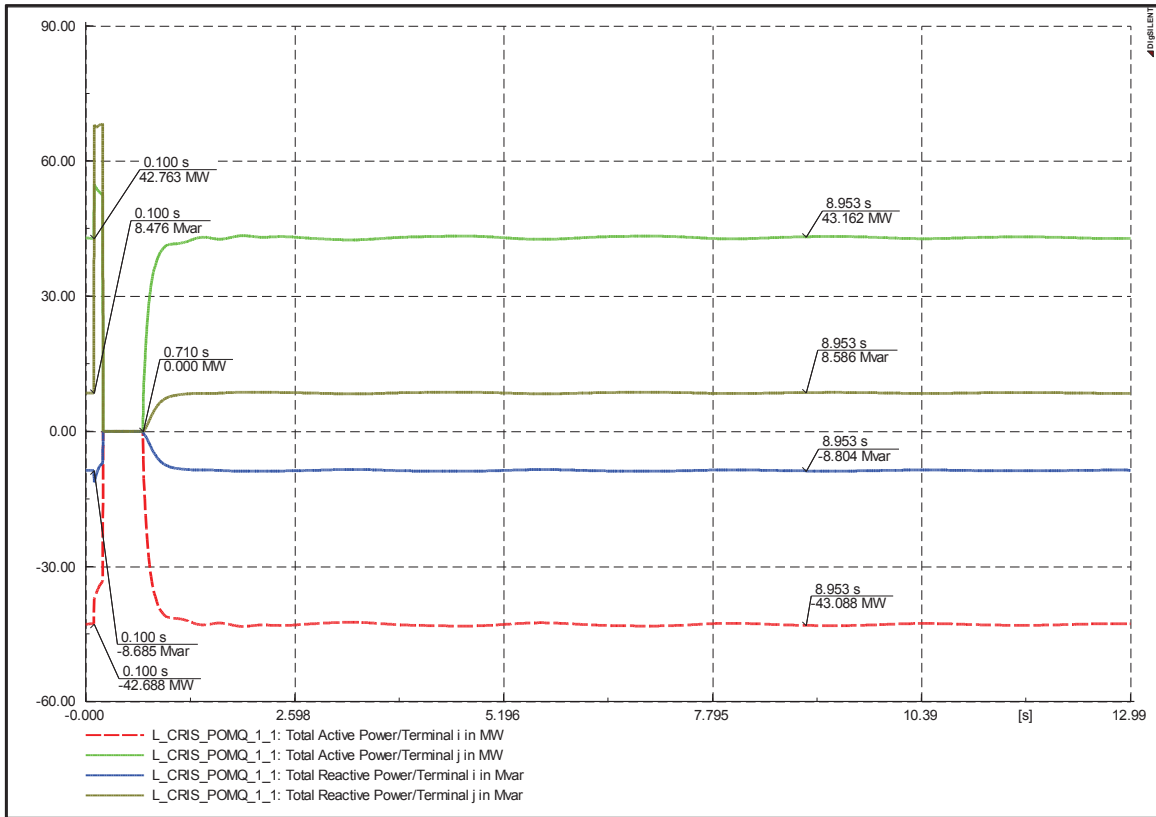




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



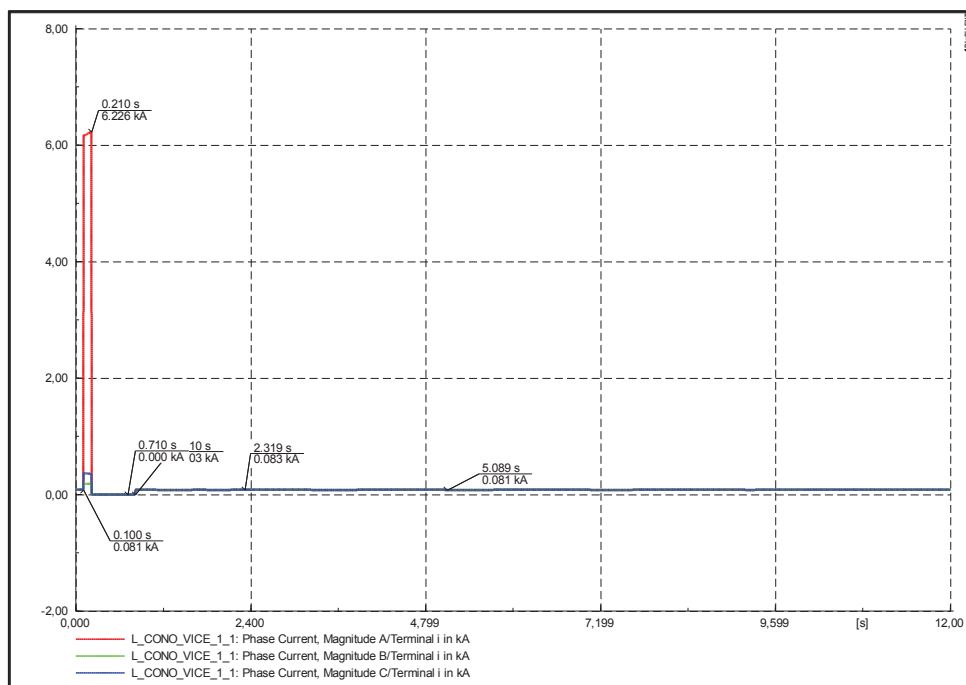
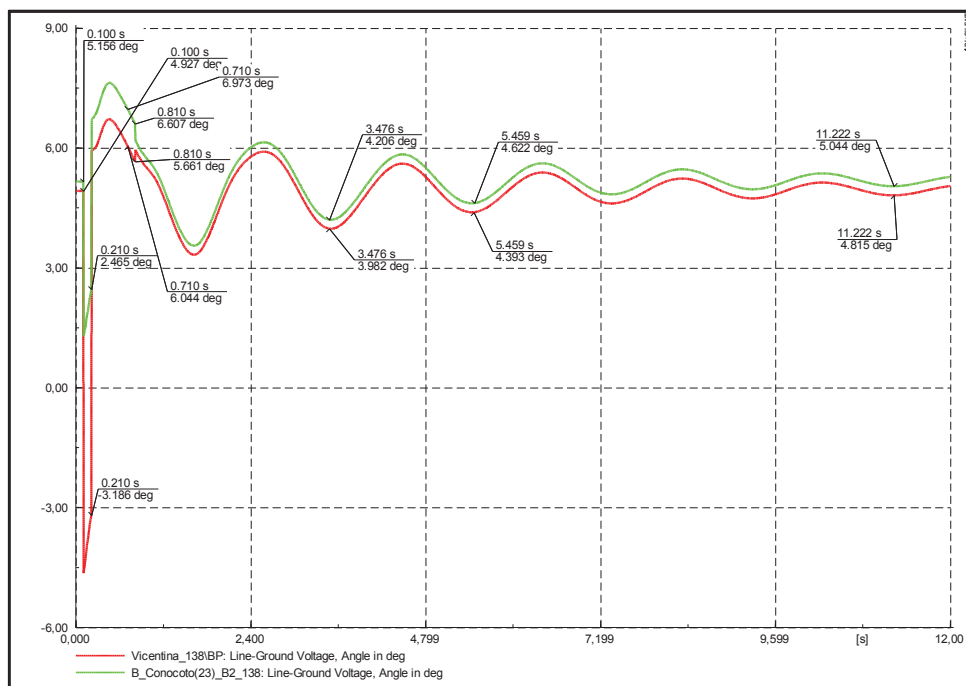


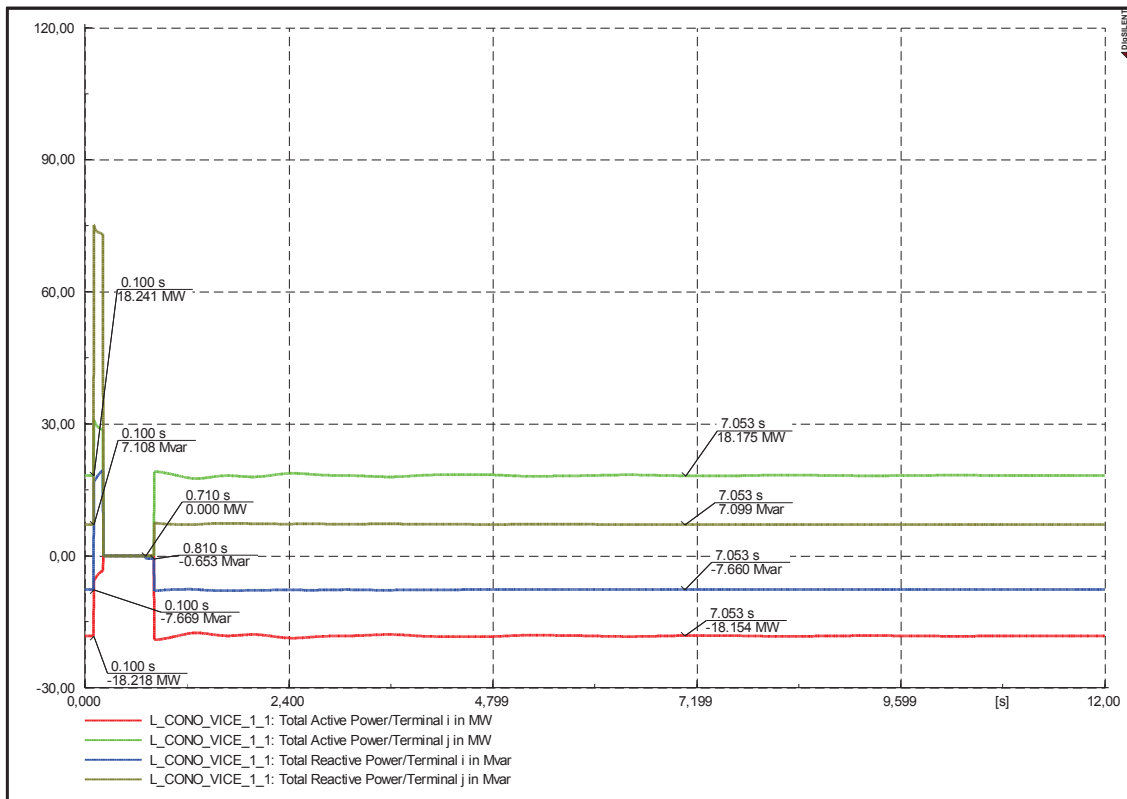
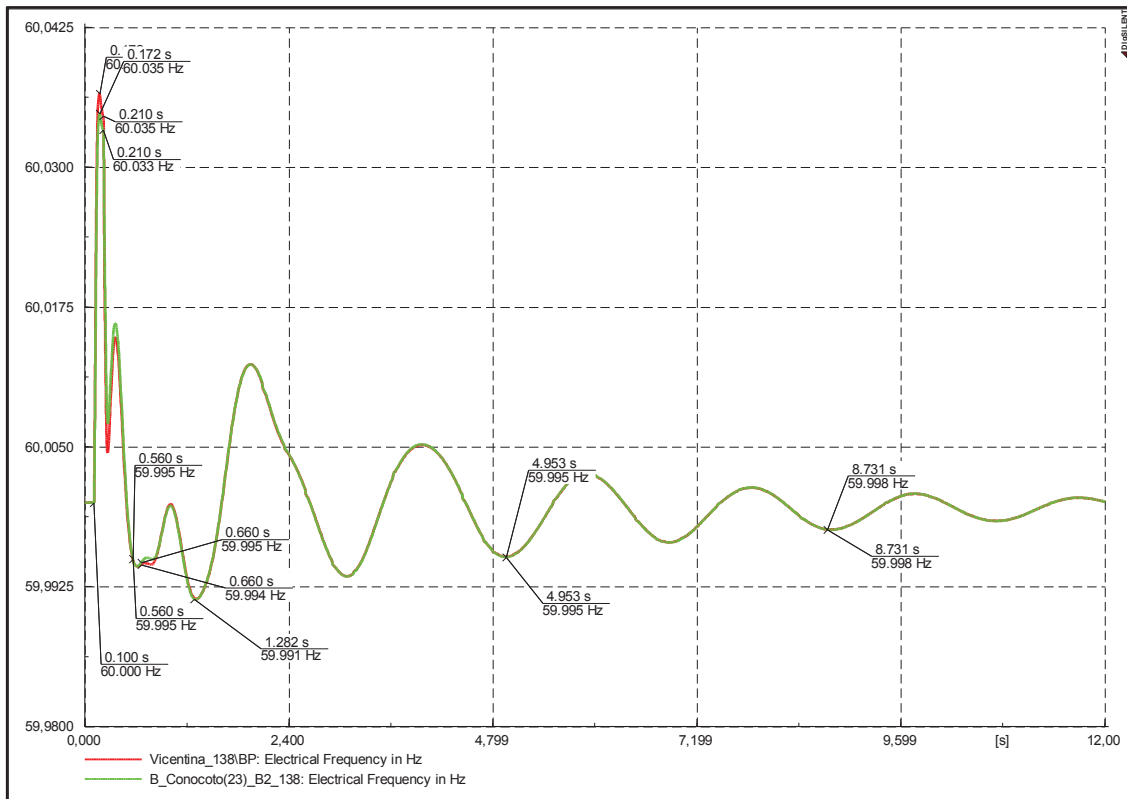


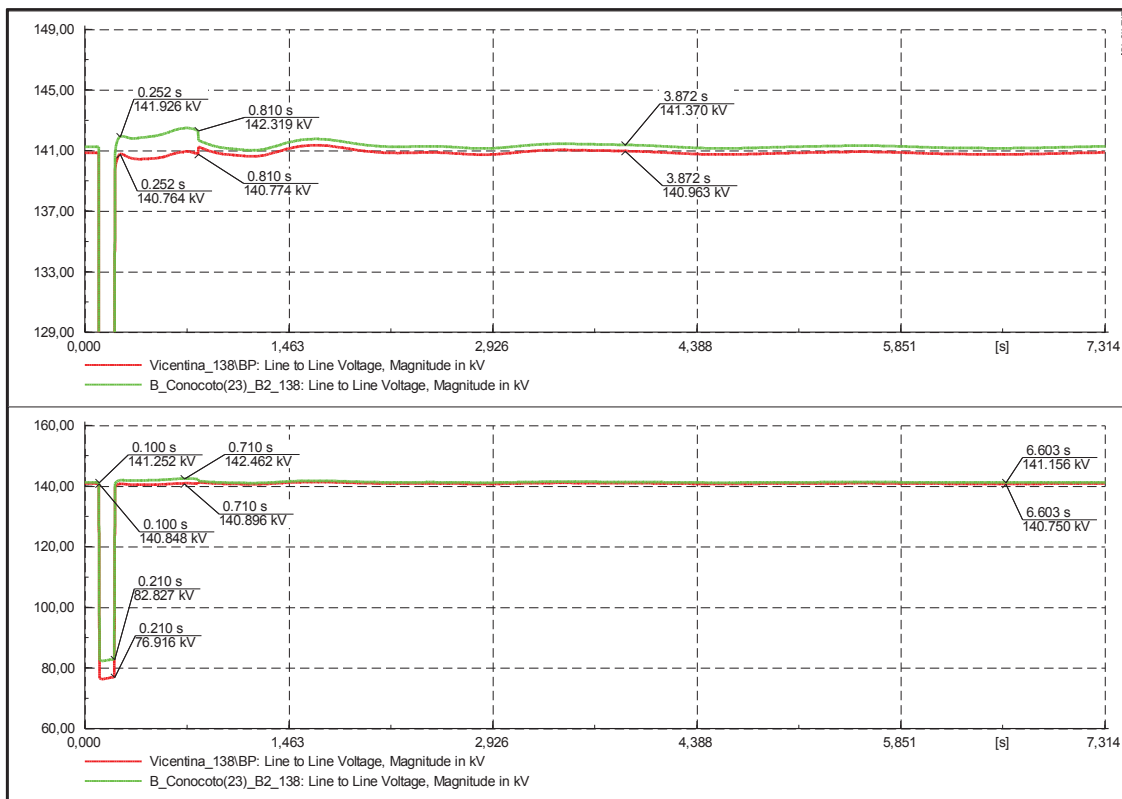
## Líneas en anillo de 138 kV

### Línea Conocoto - Vicentina

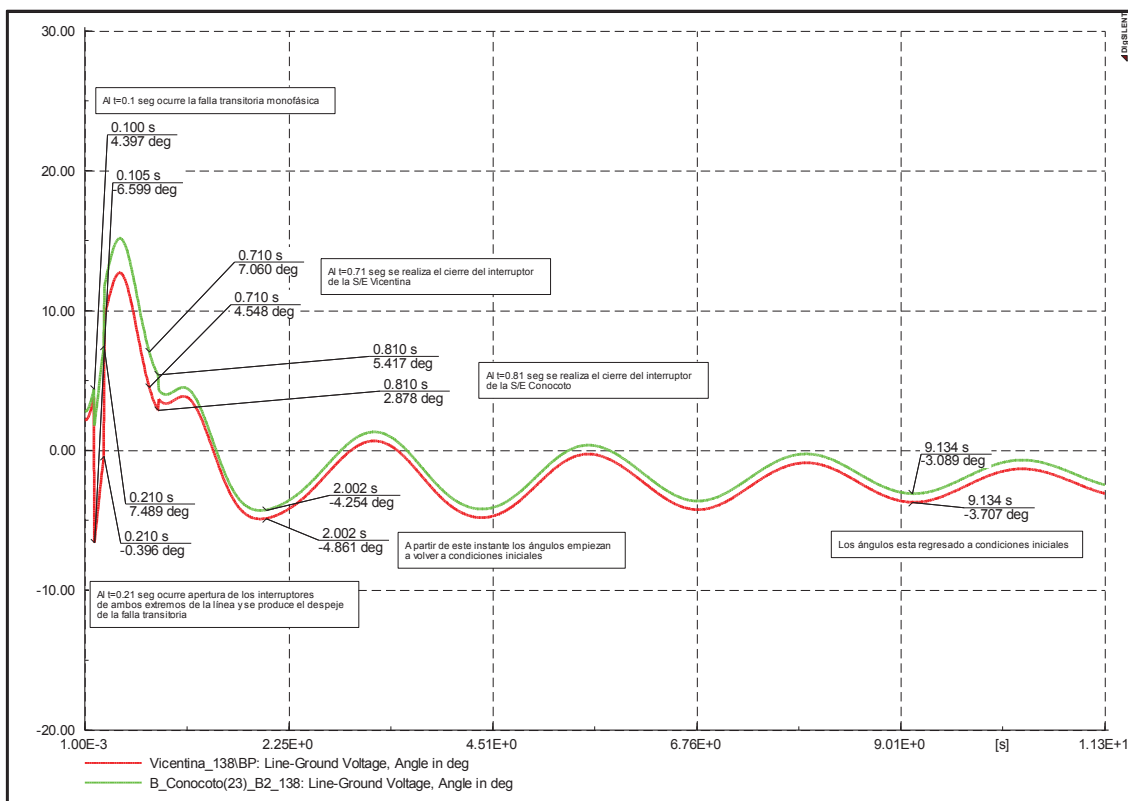
#### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

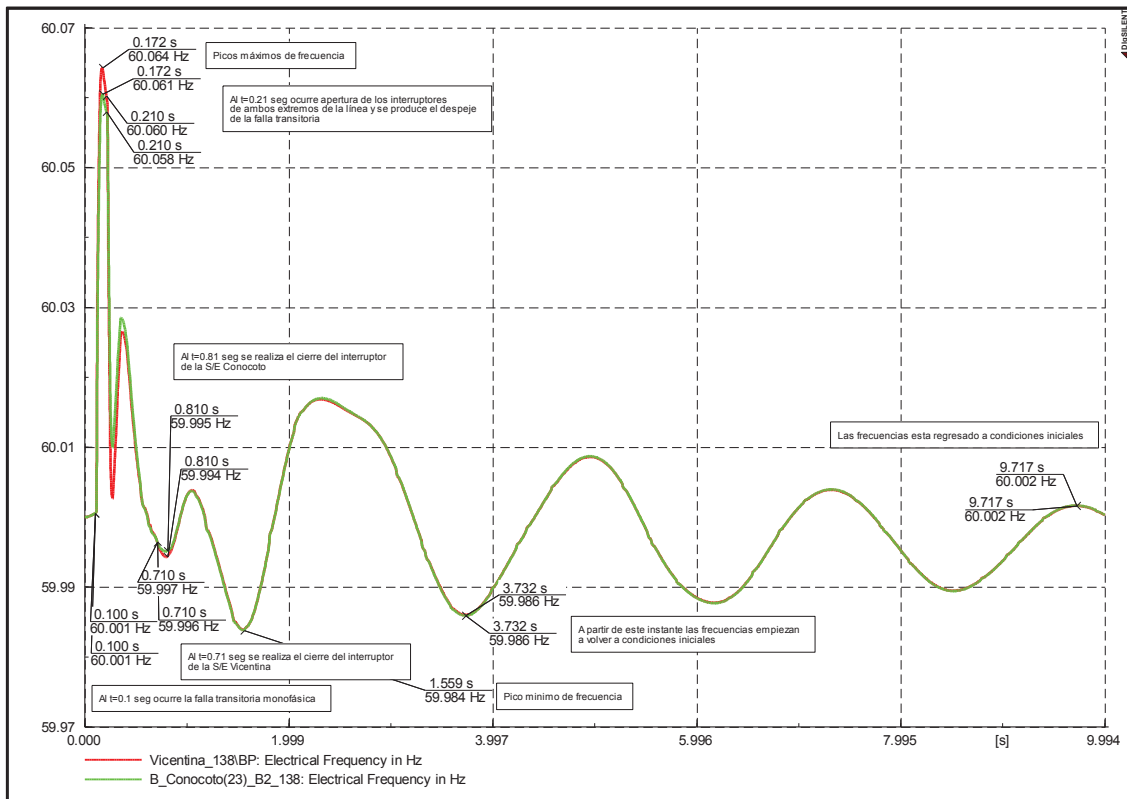
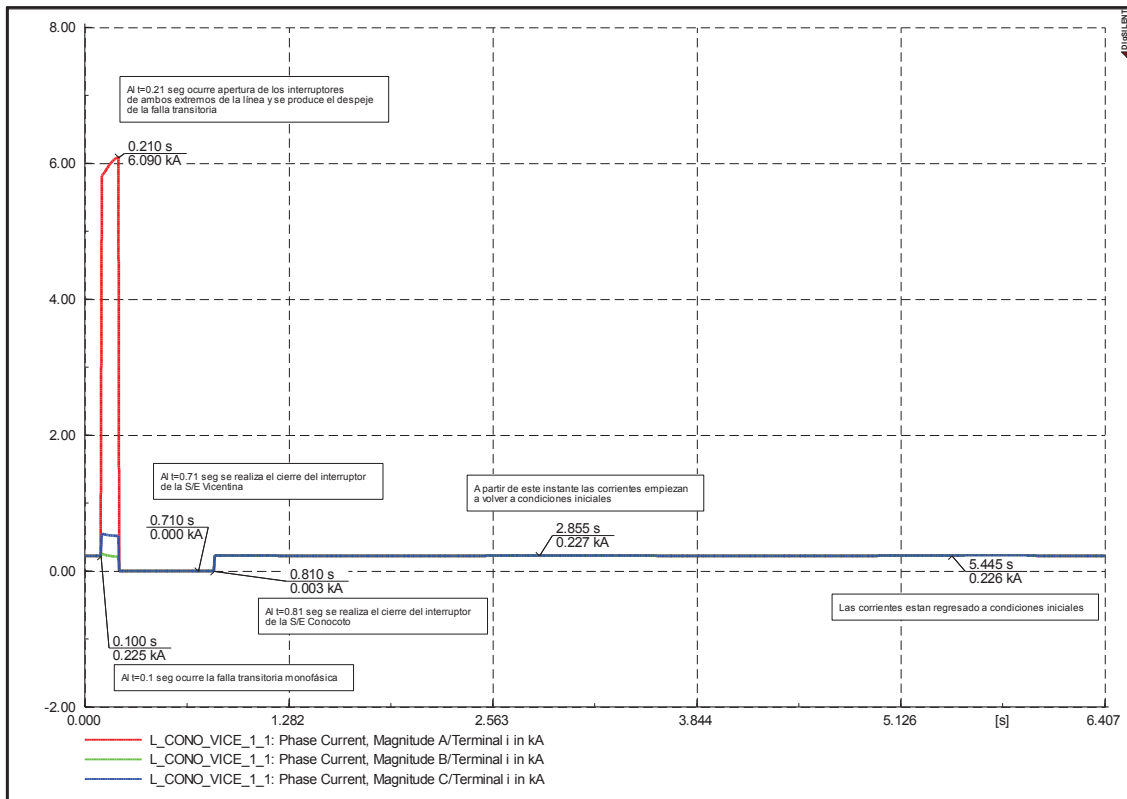


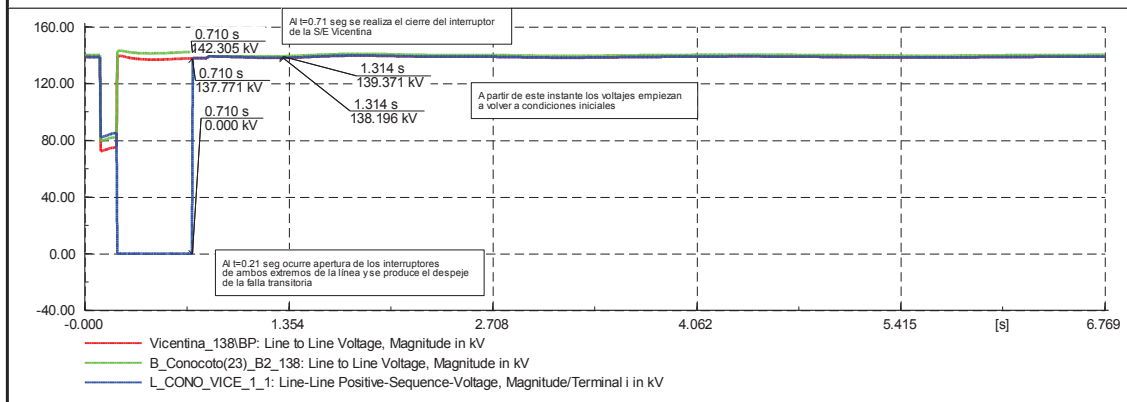
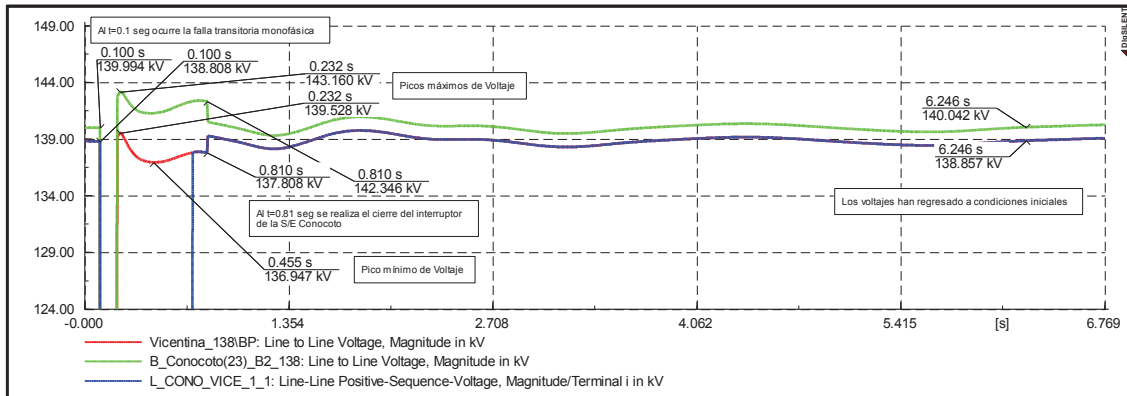
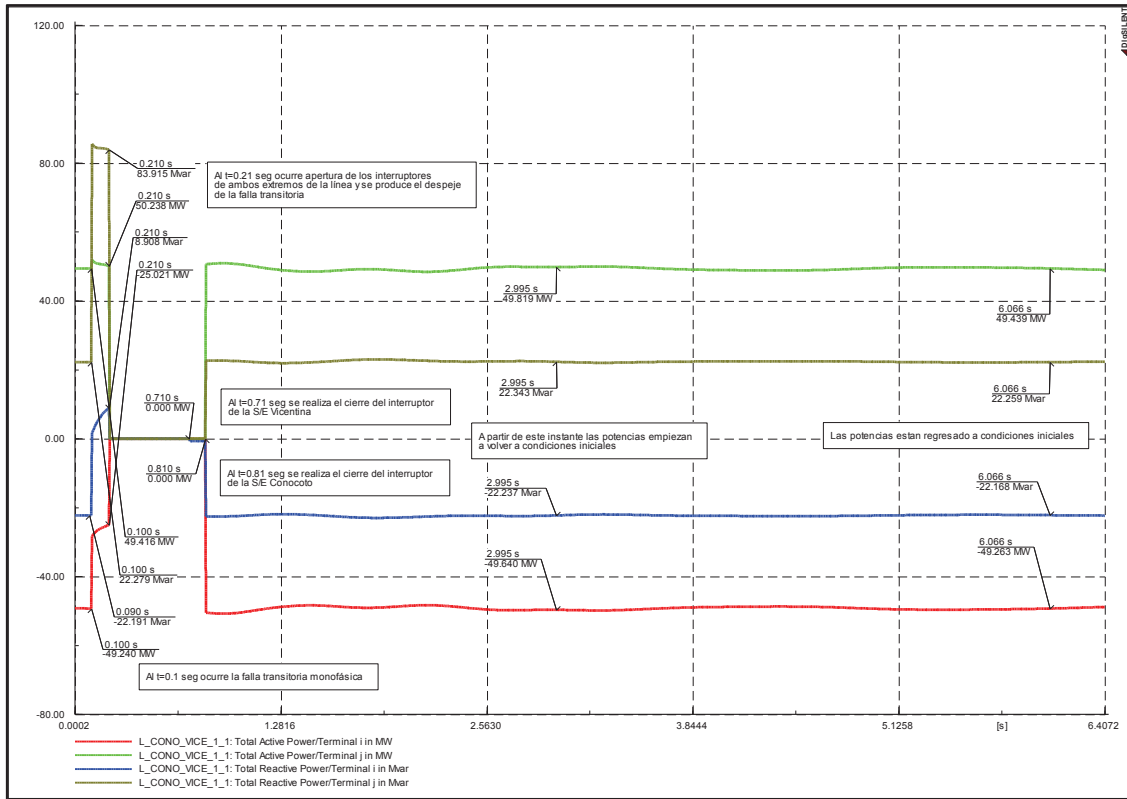




**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

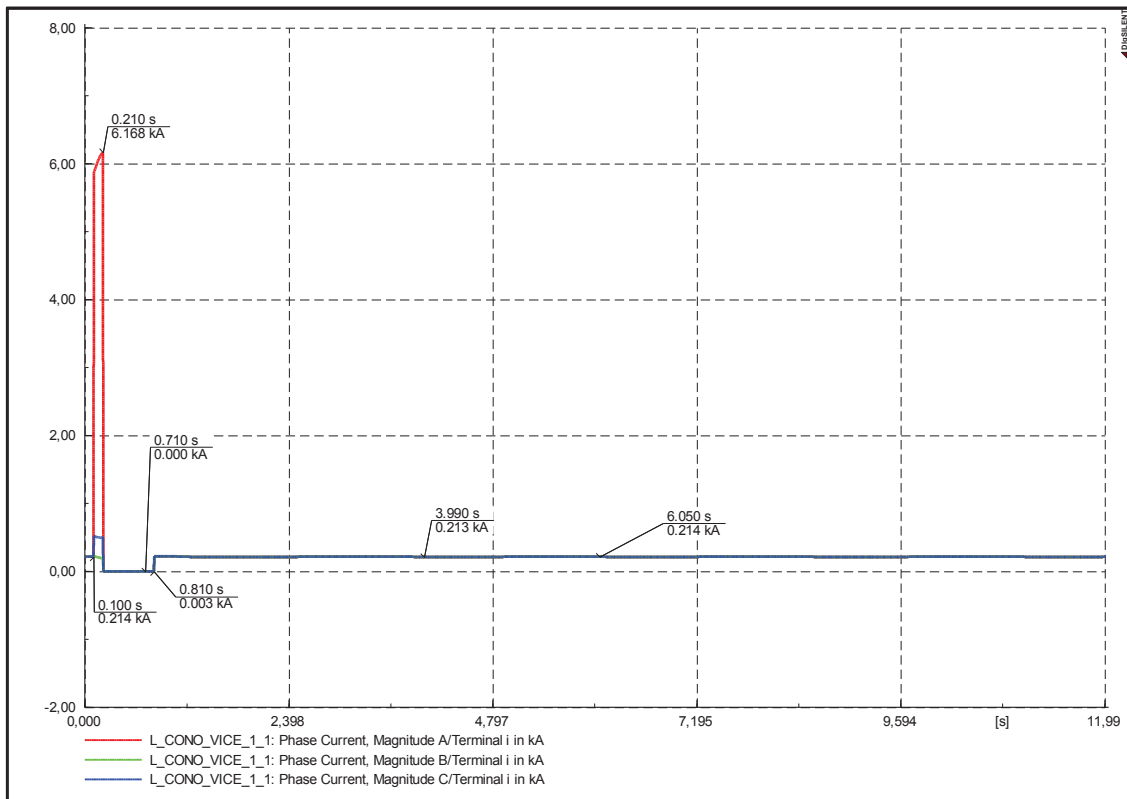
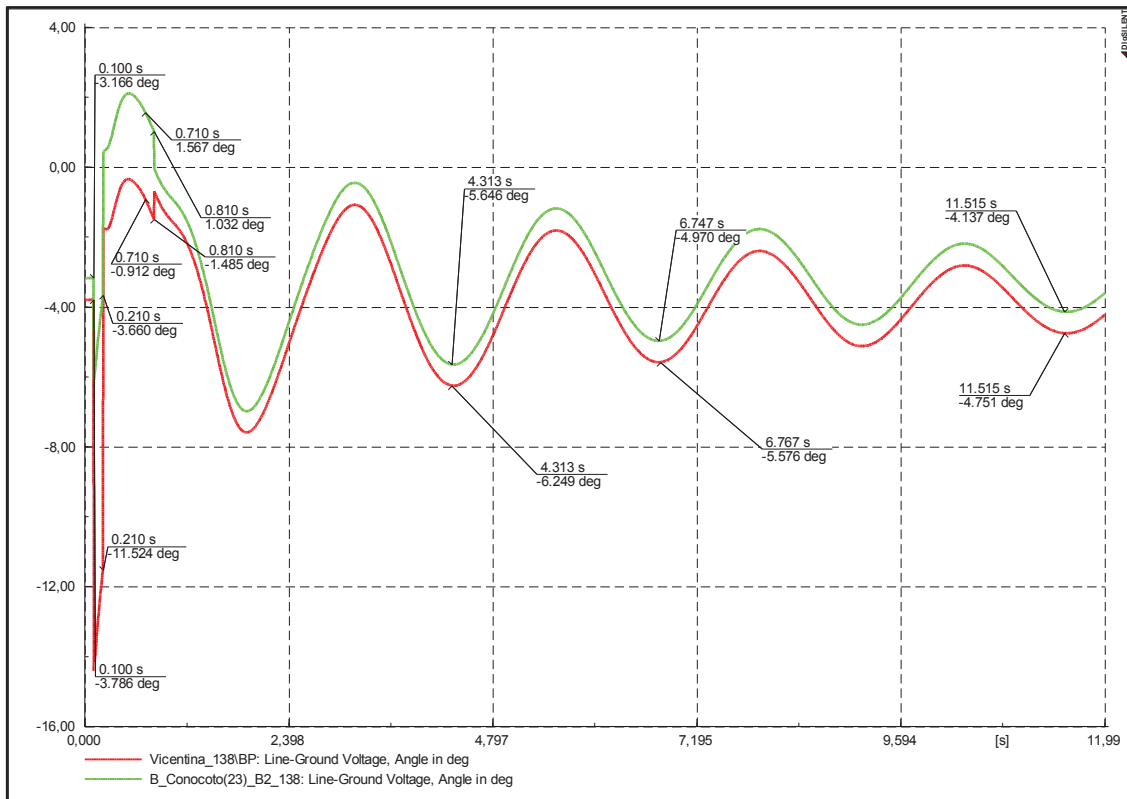


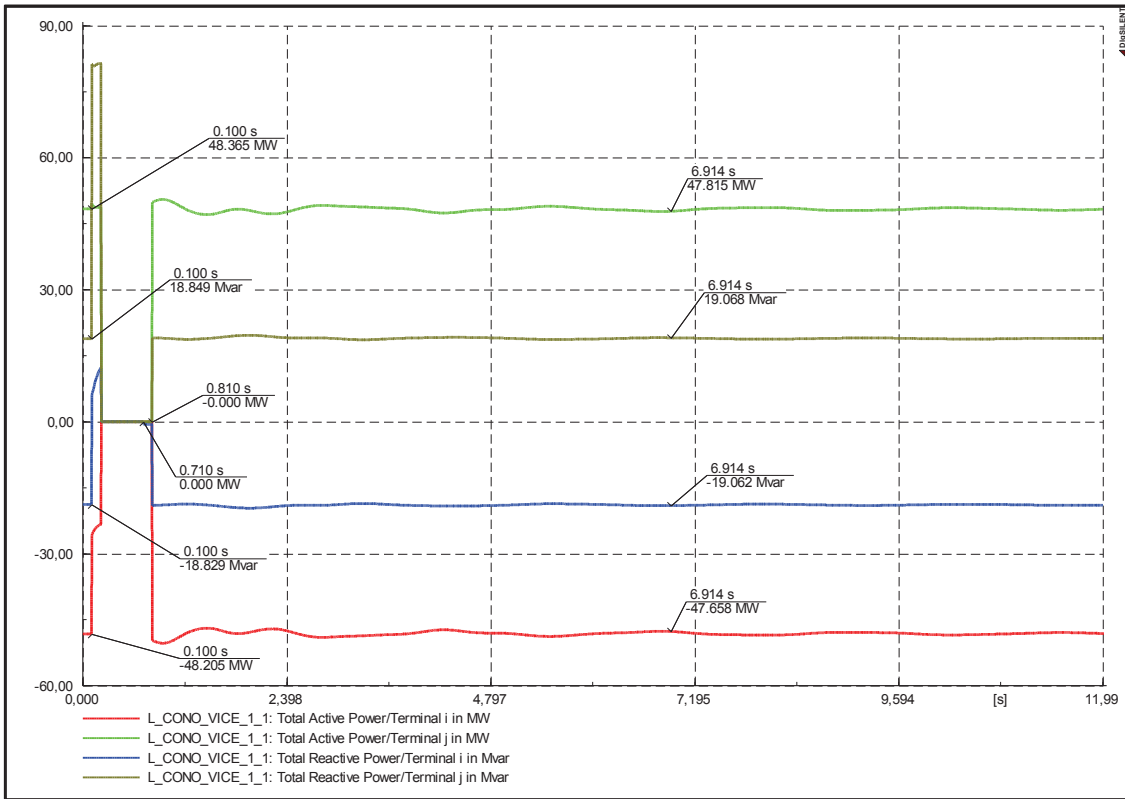
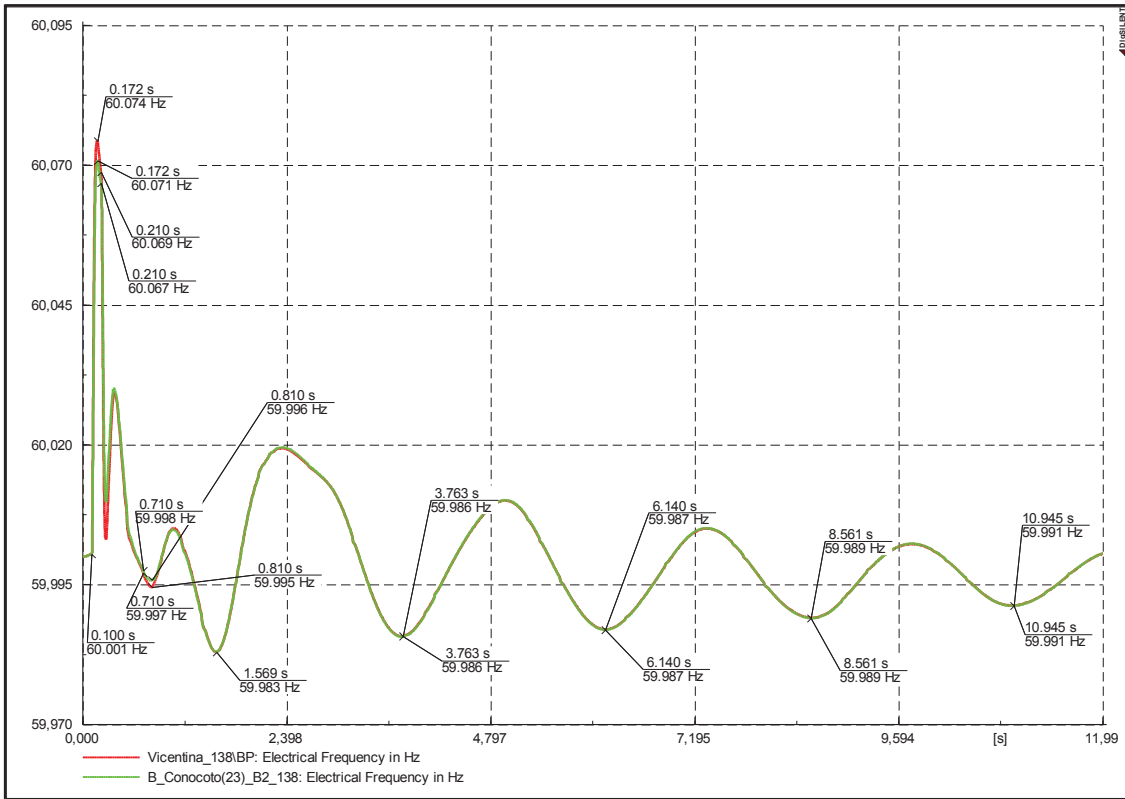


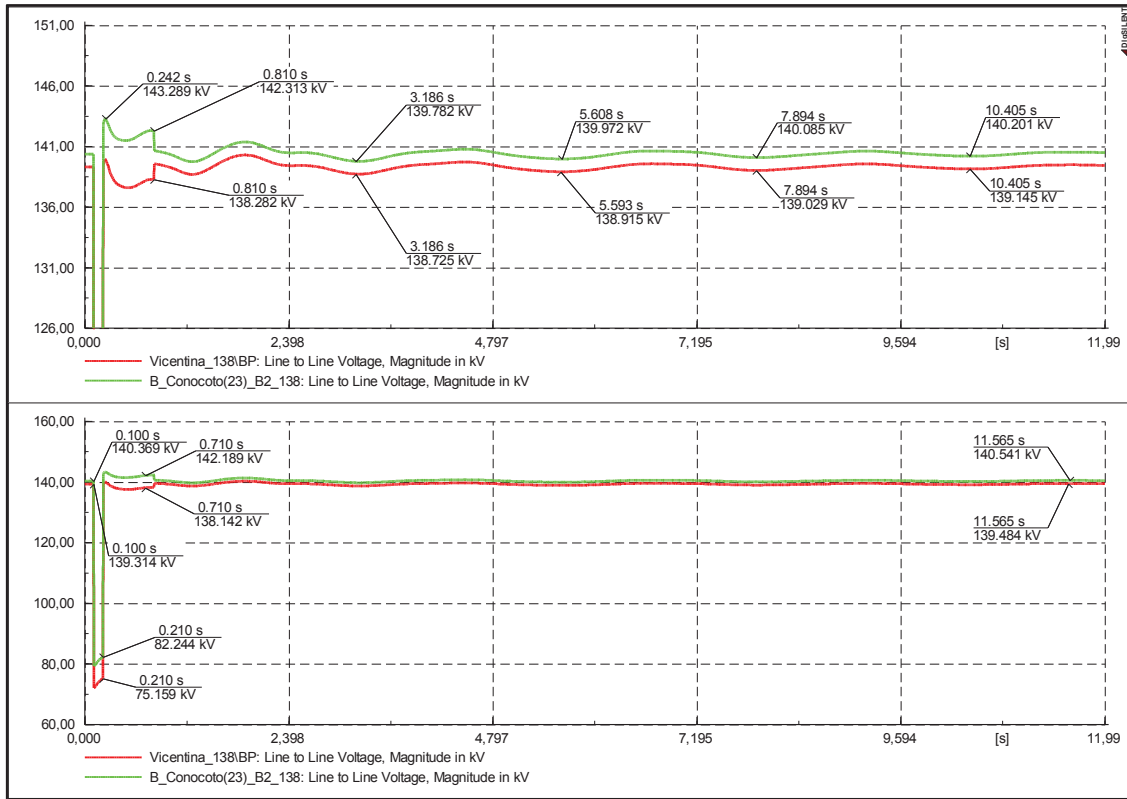


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

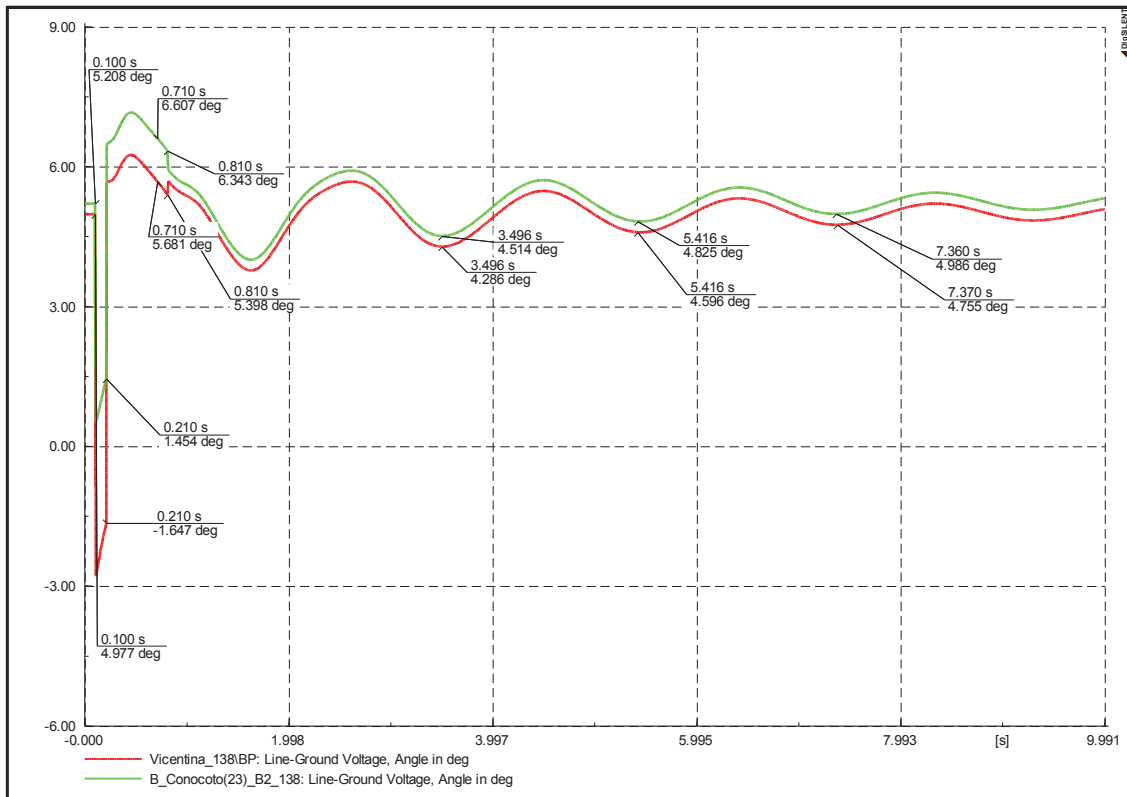


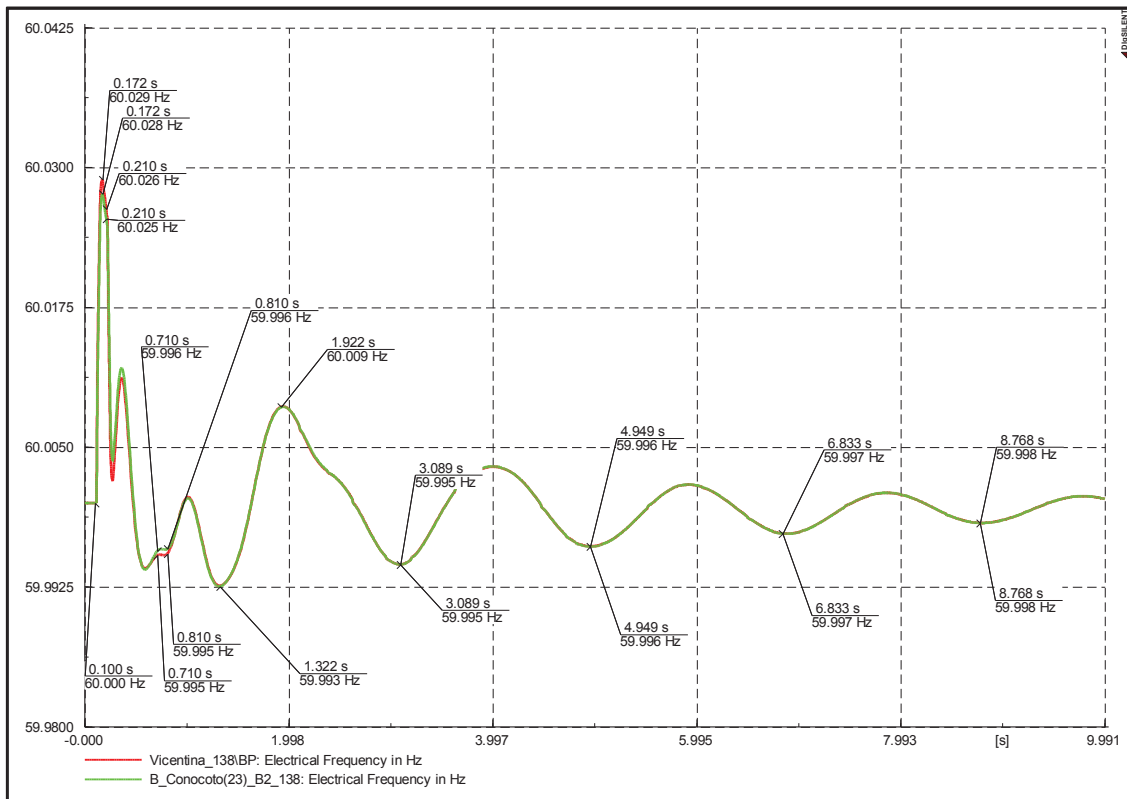
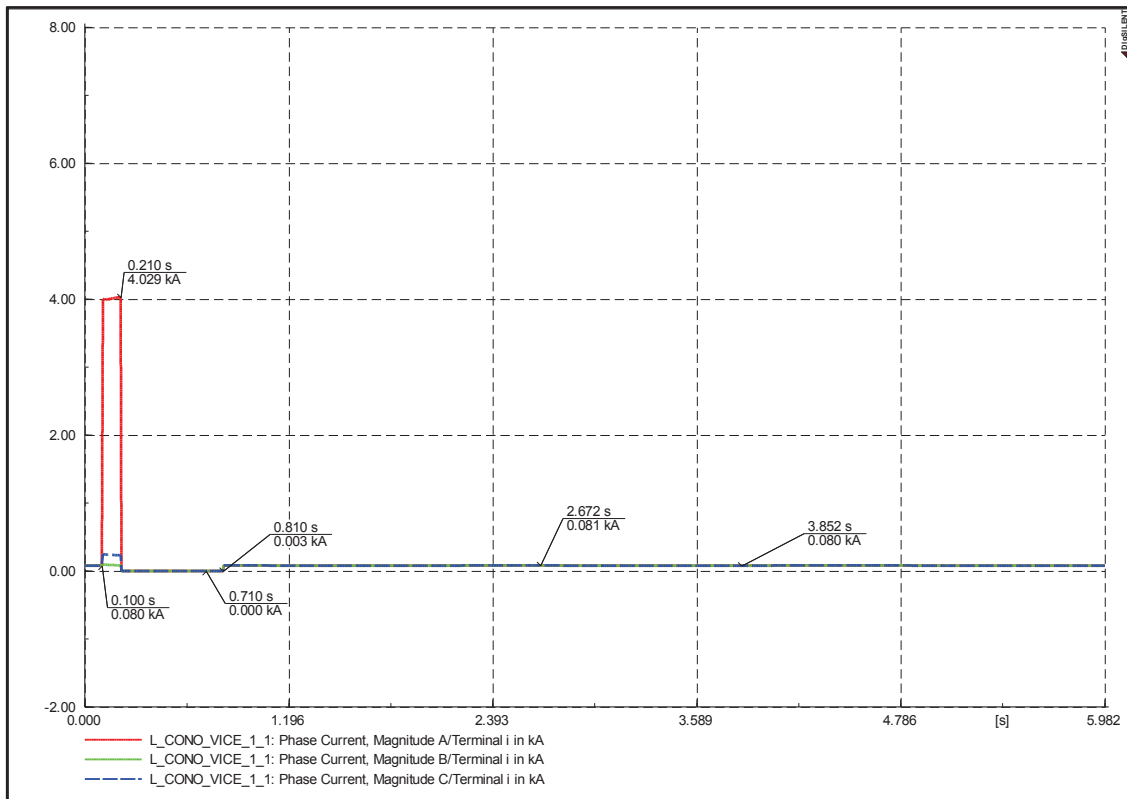


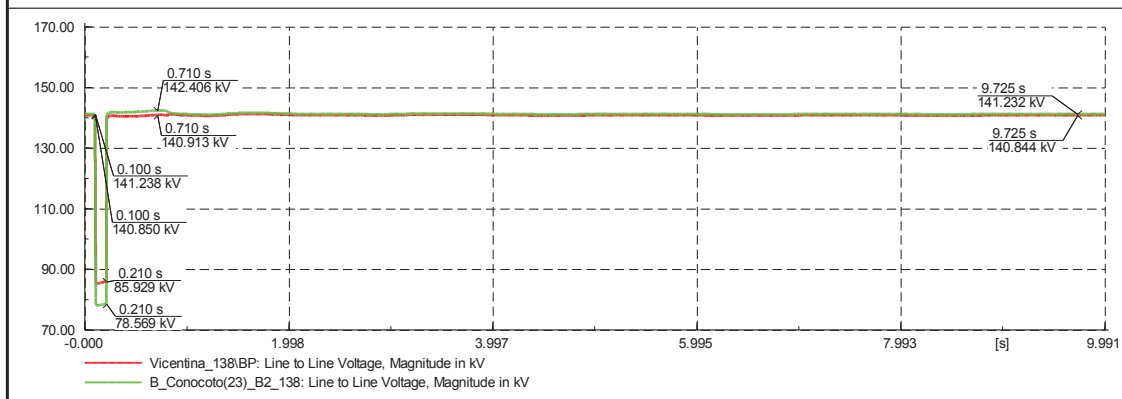
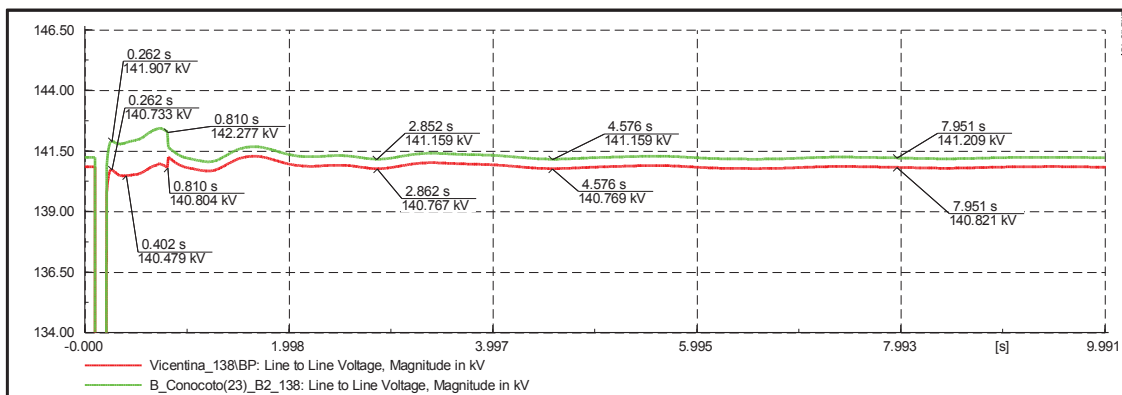
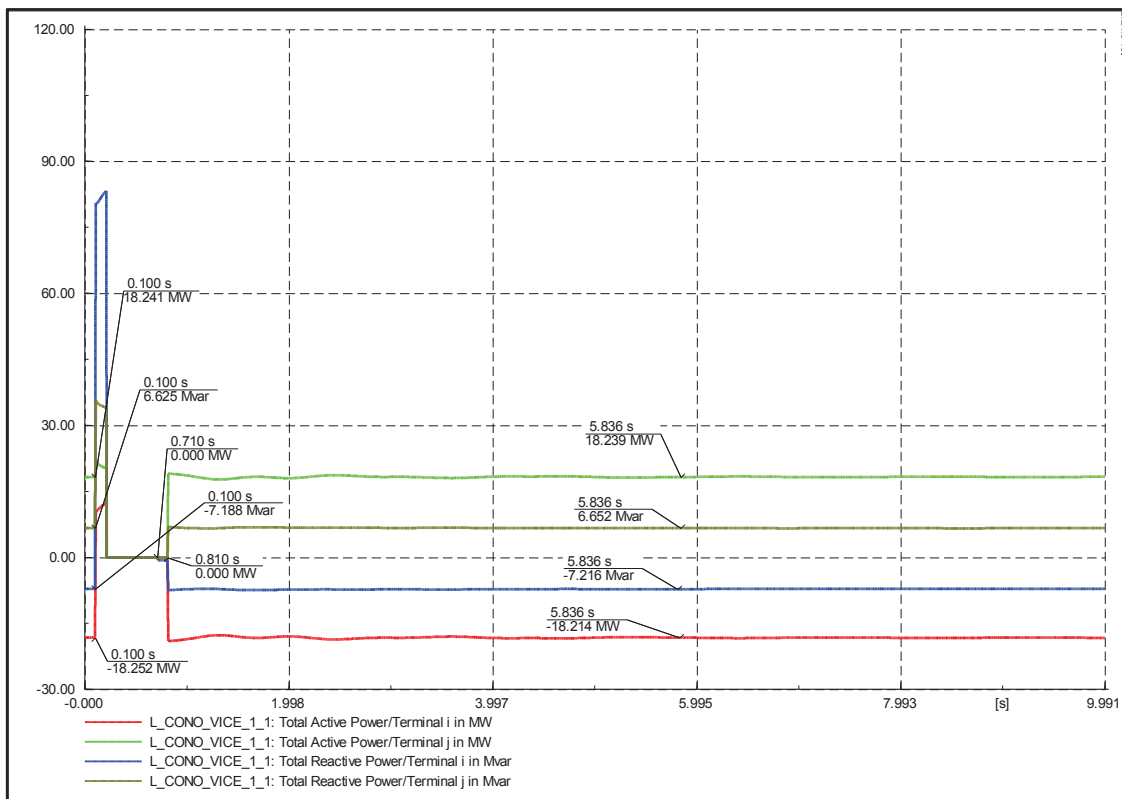




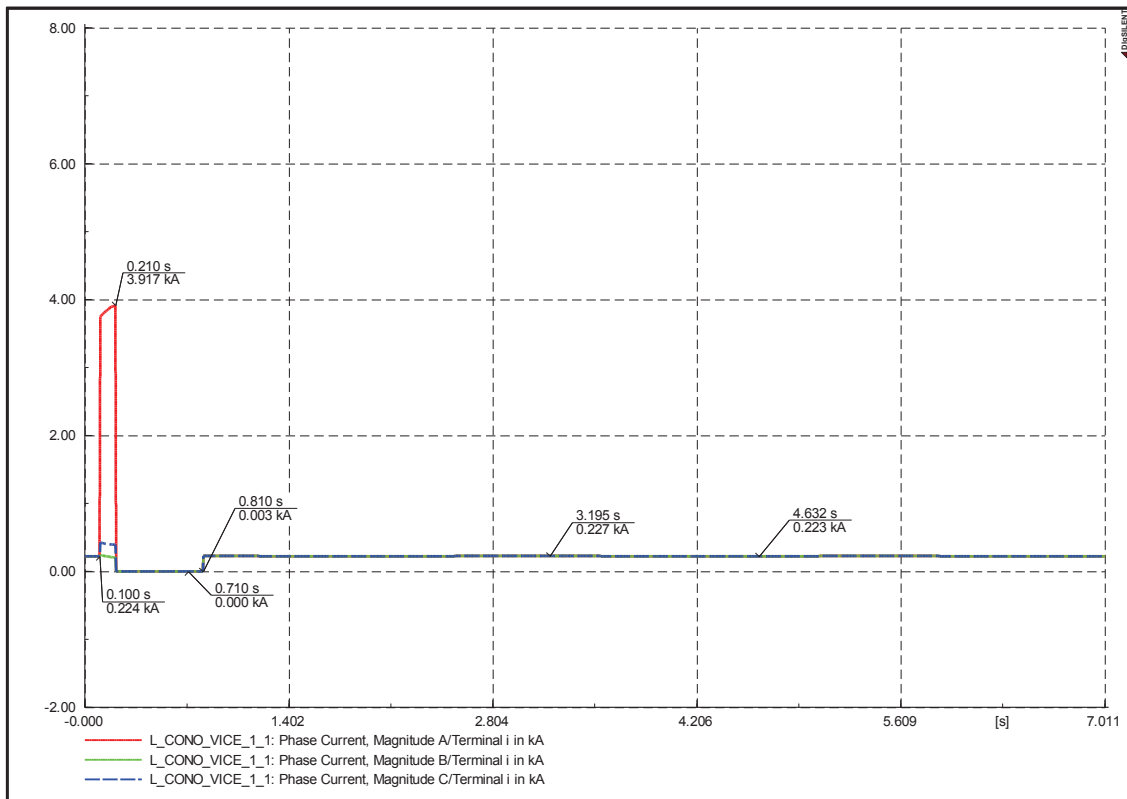
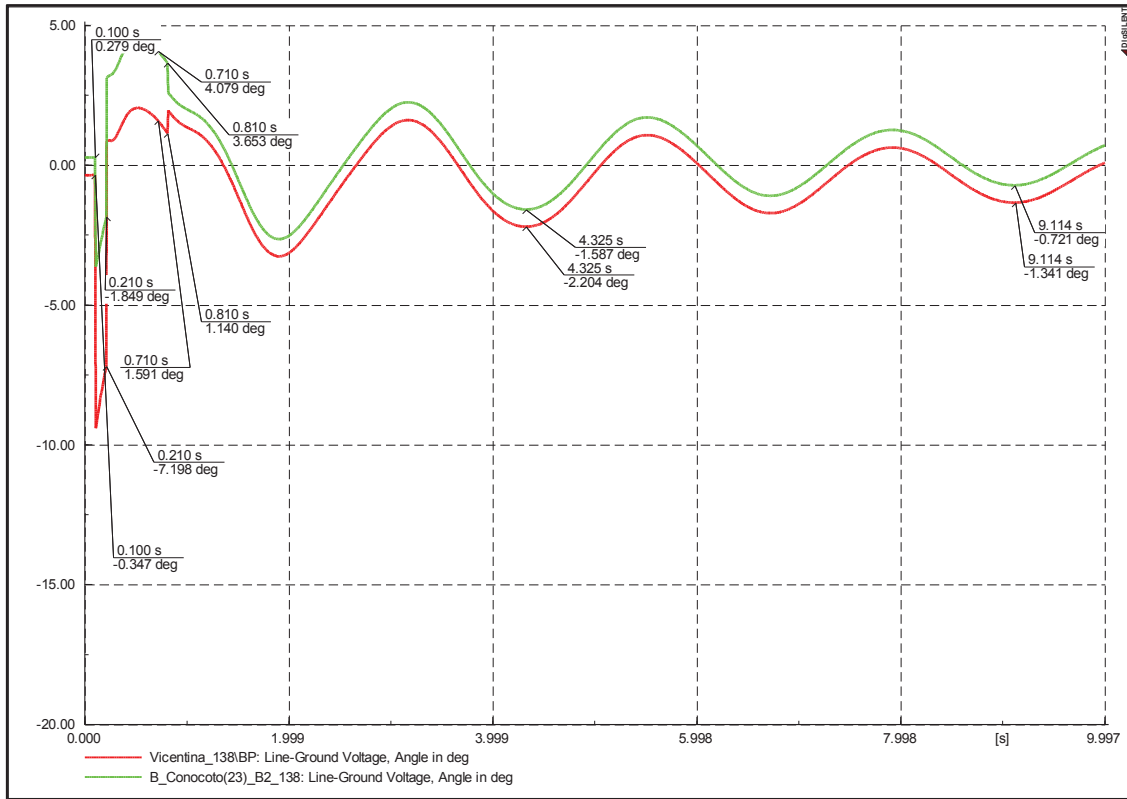
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

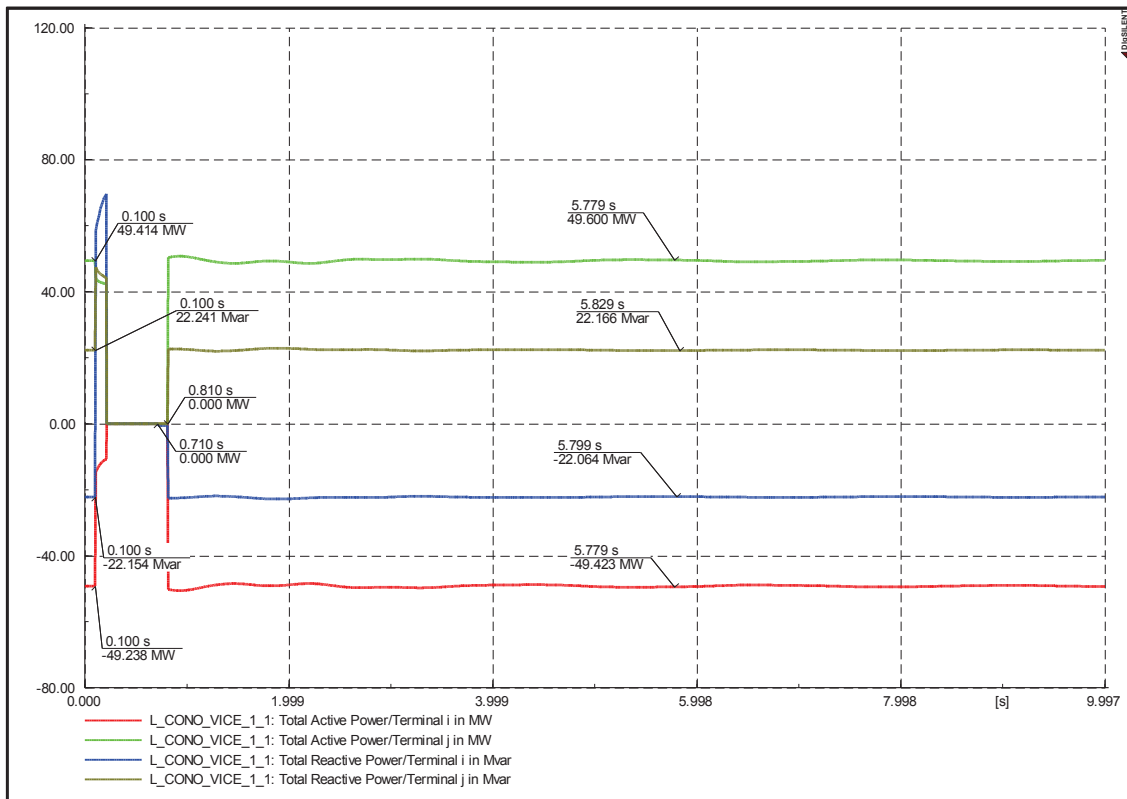
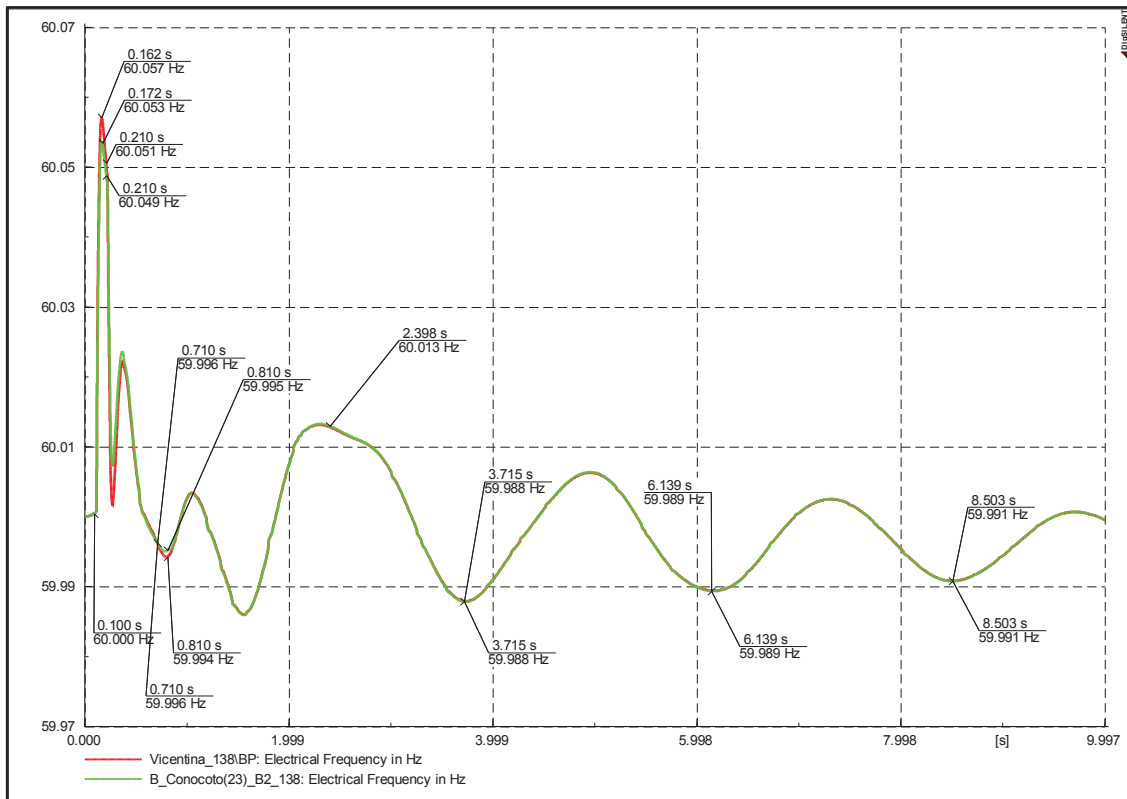


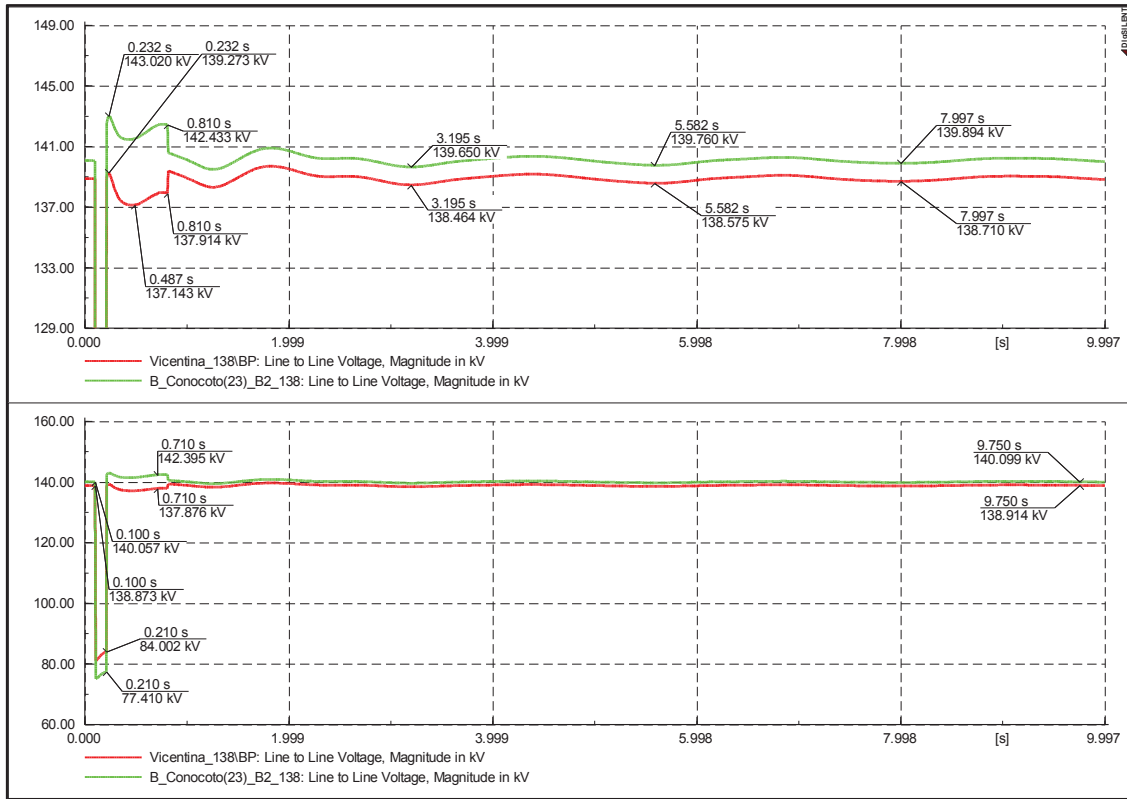




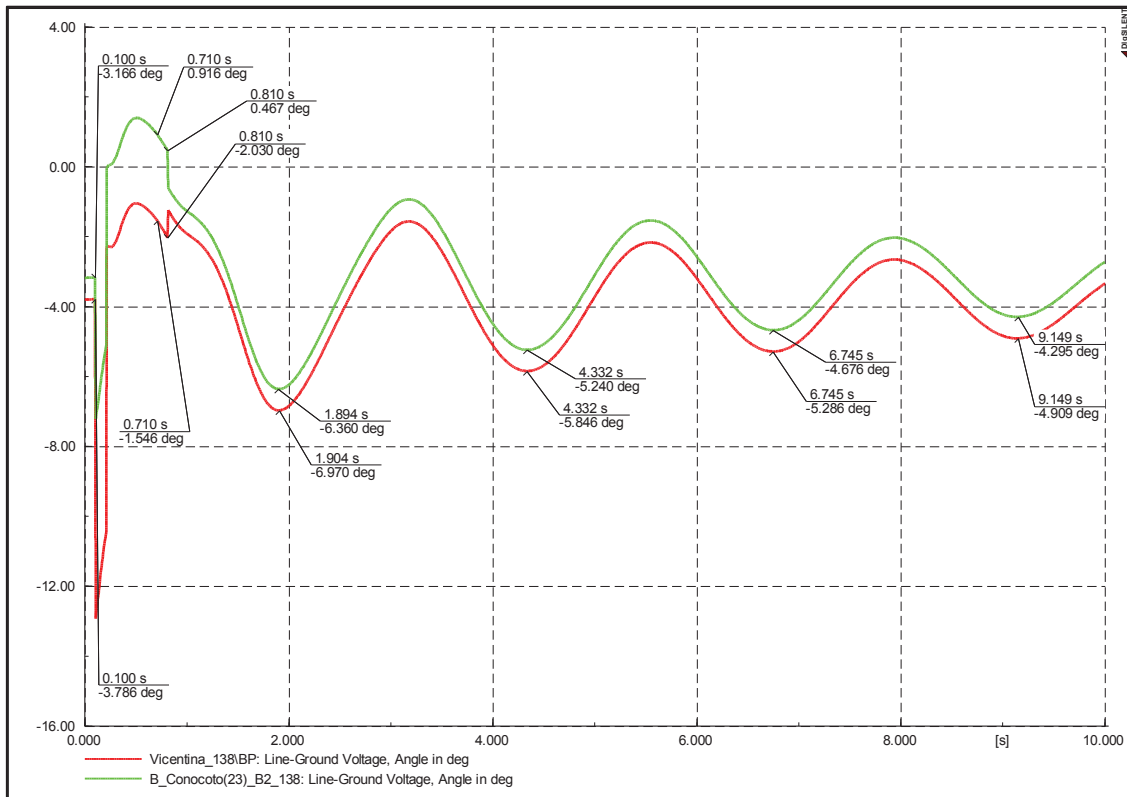
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**



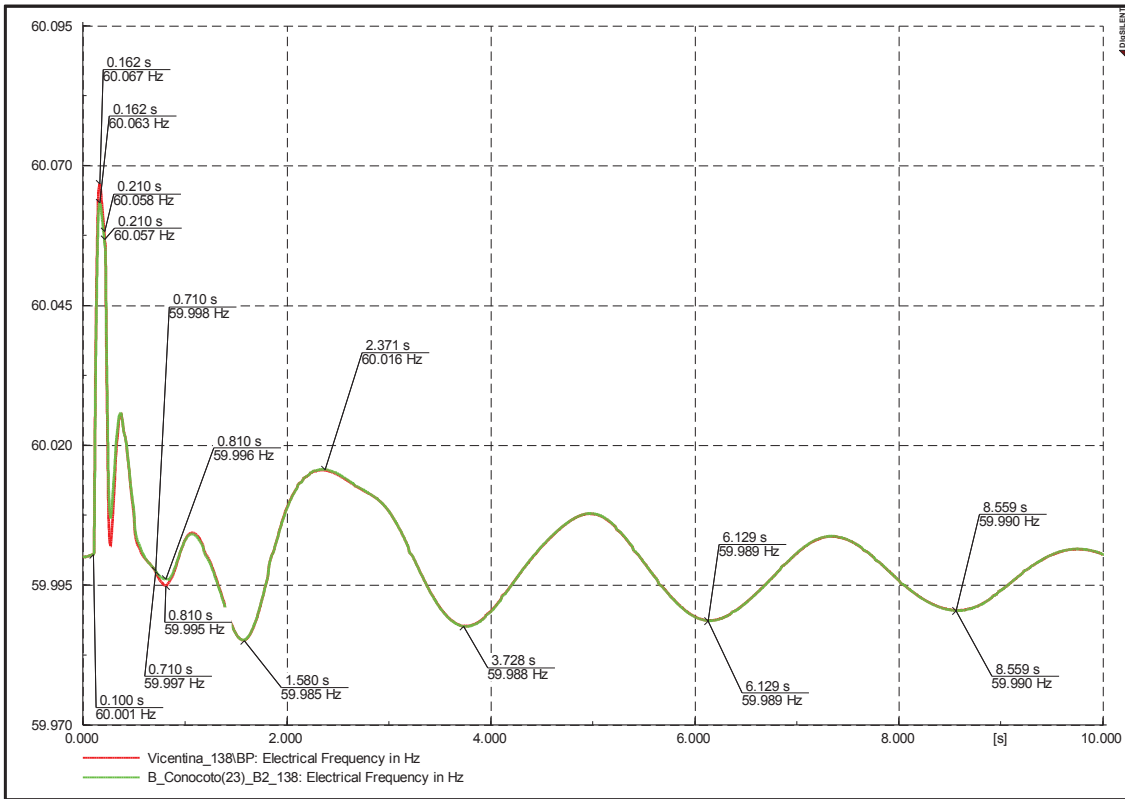
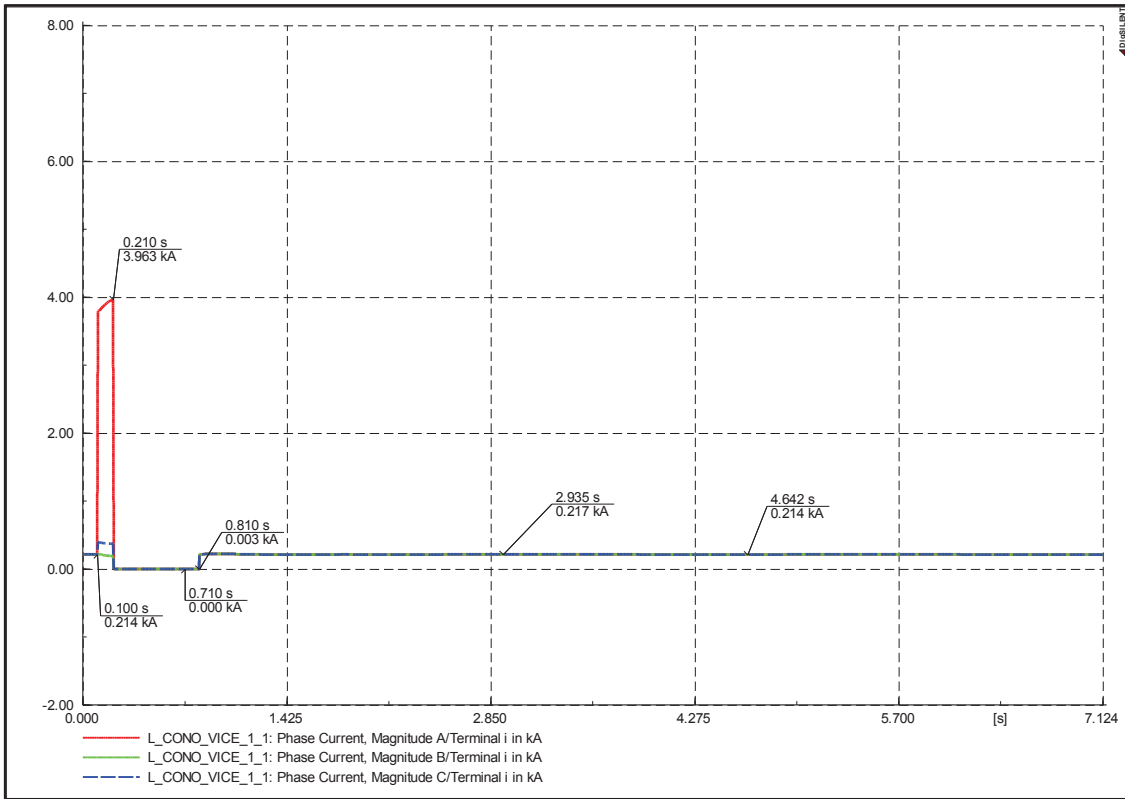


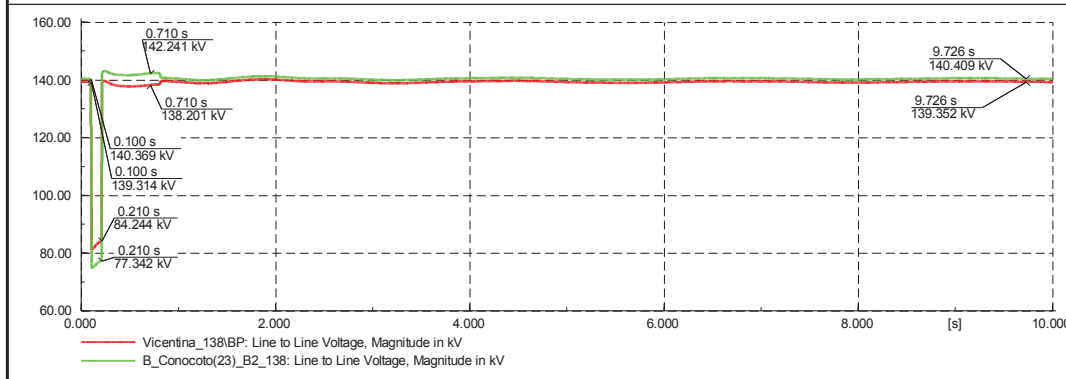
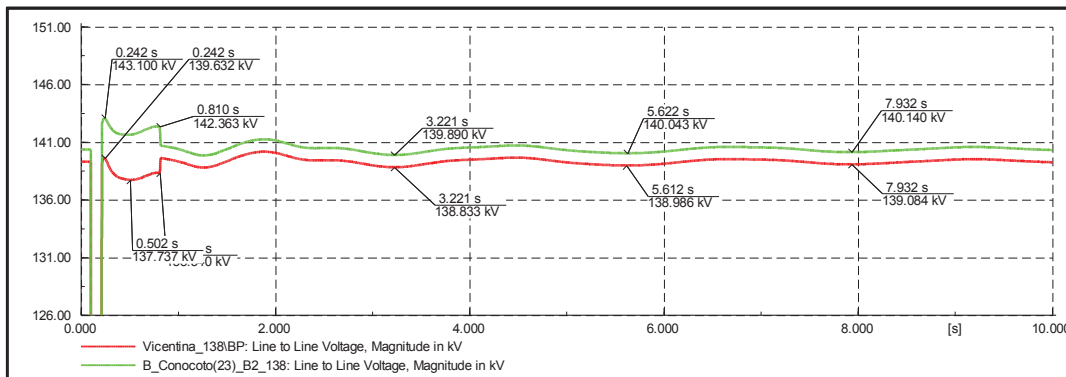
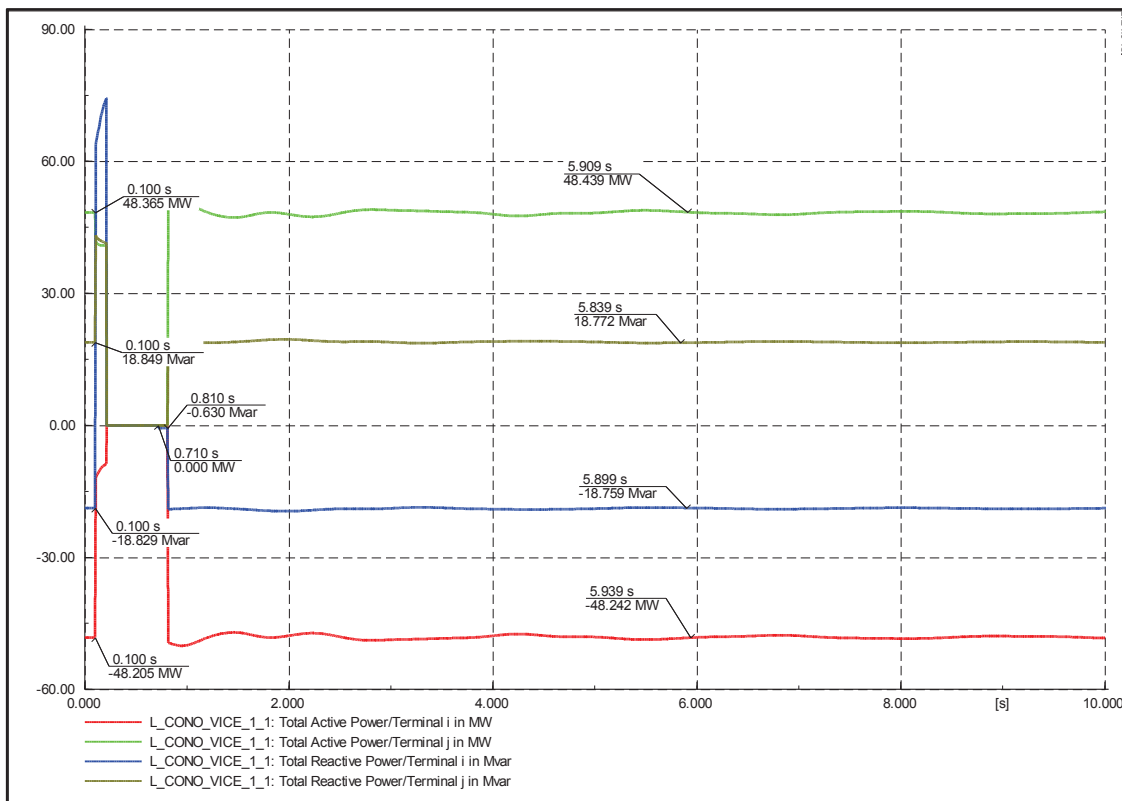


**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



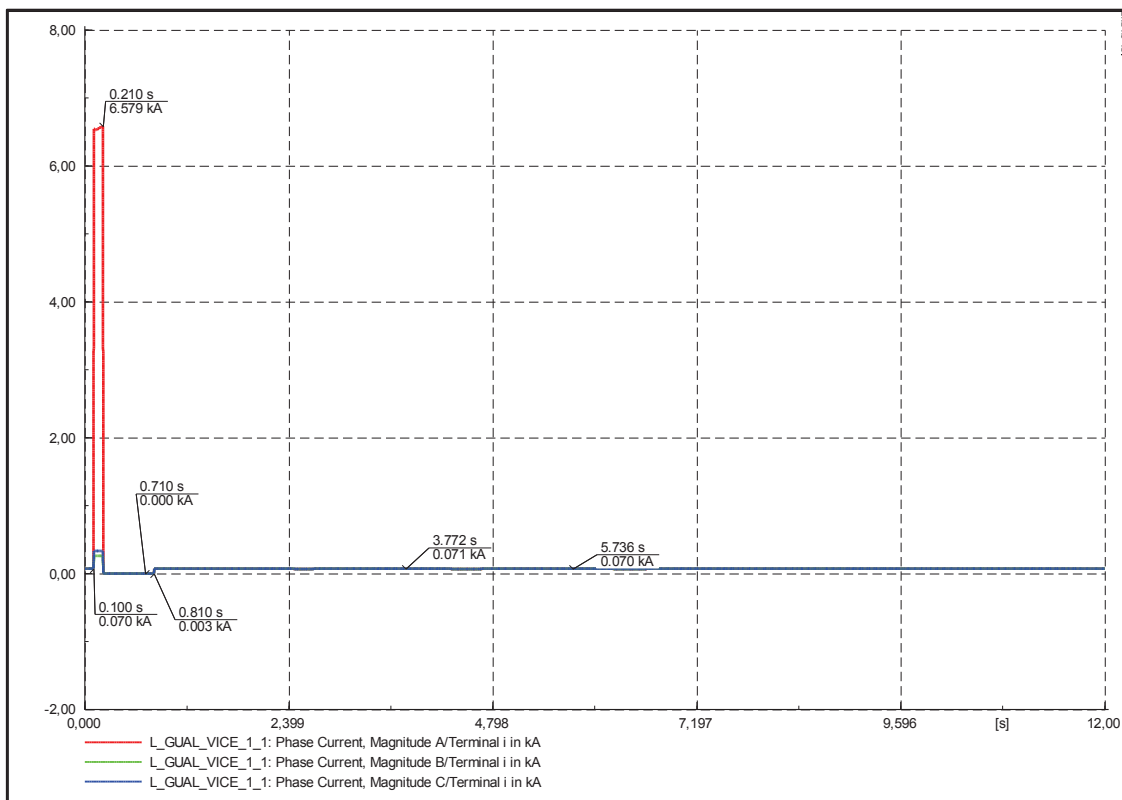
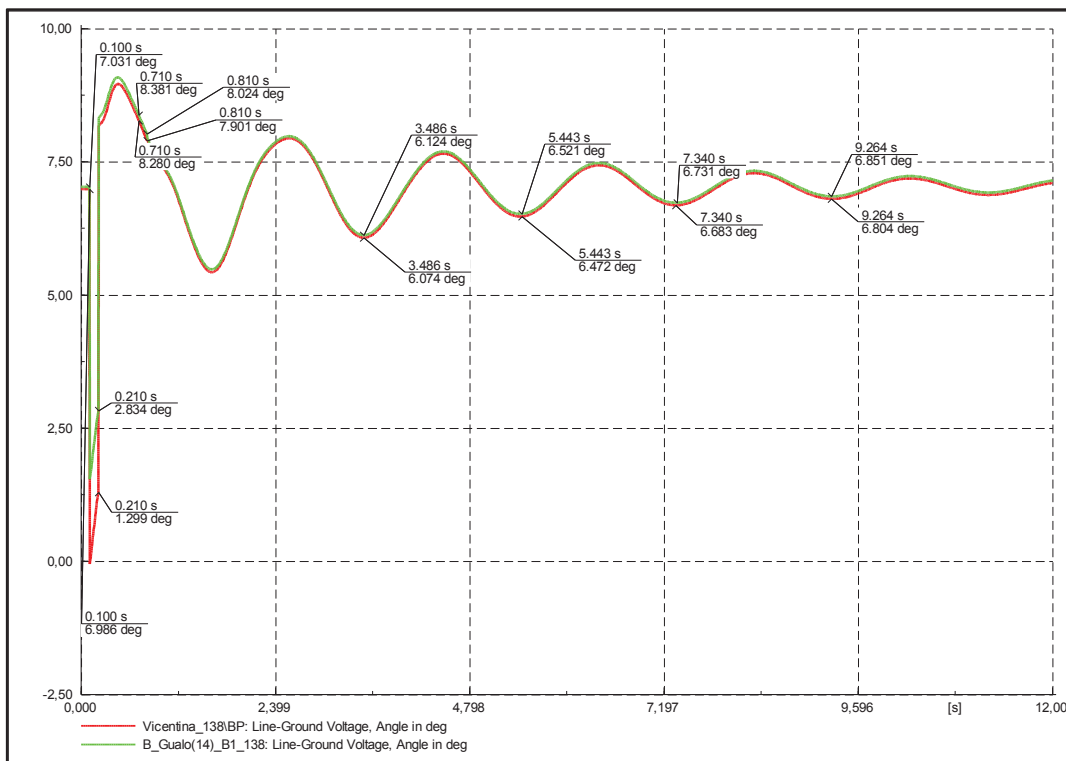


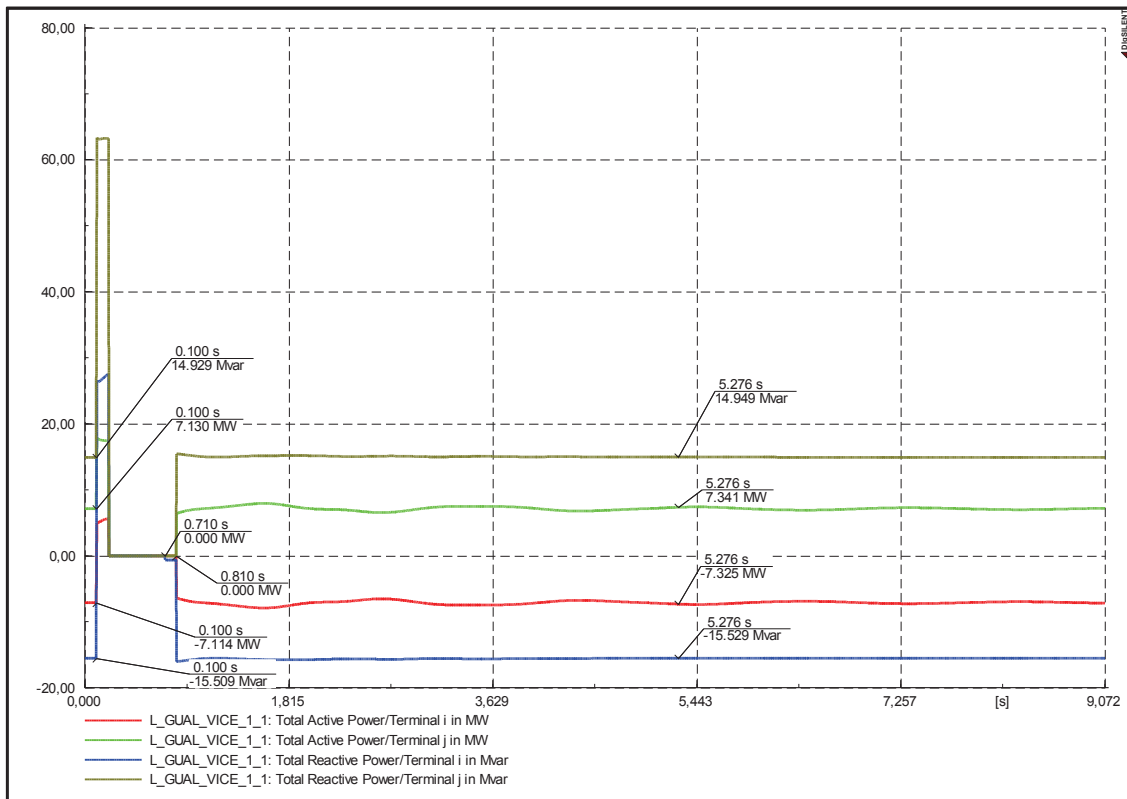
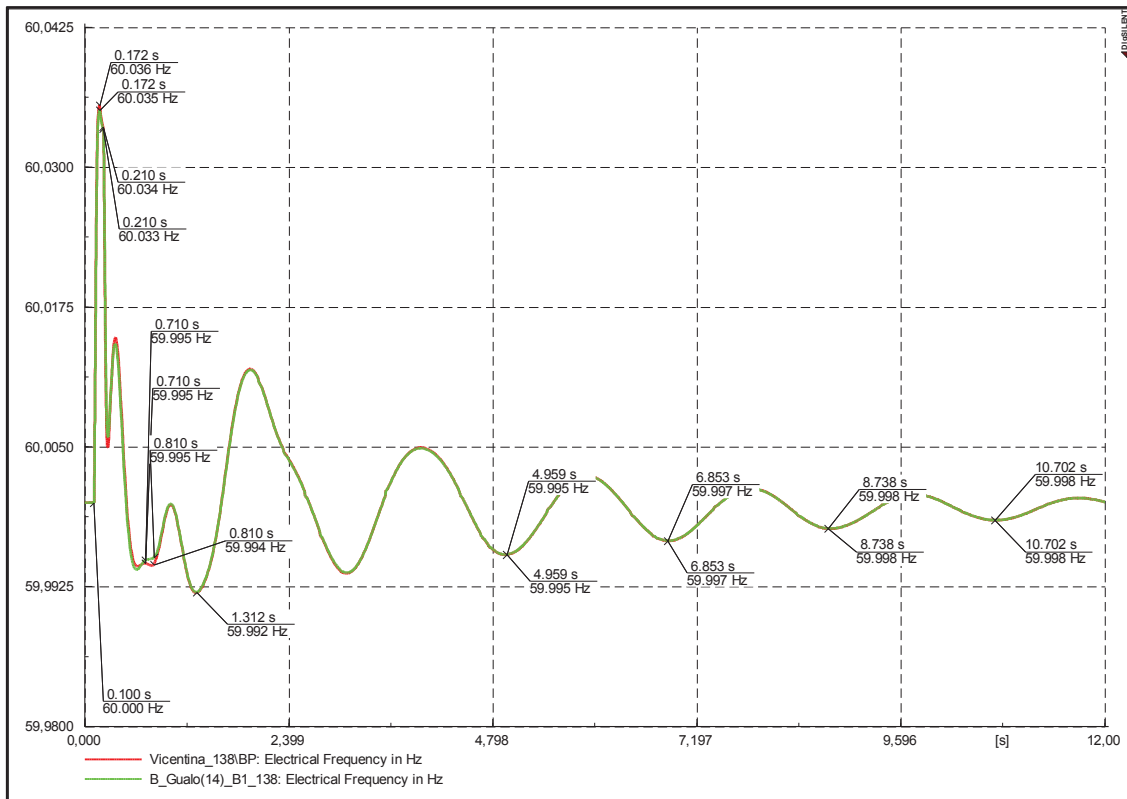


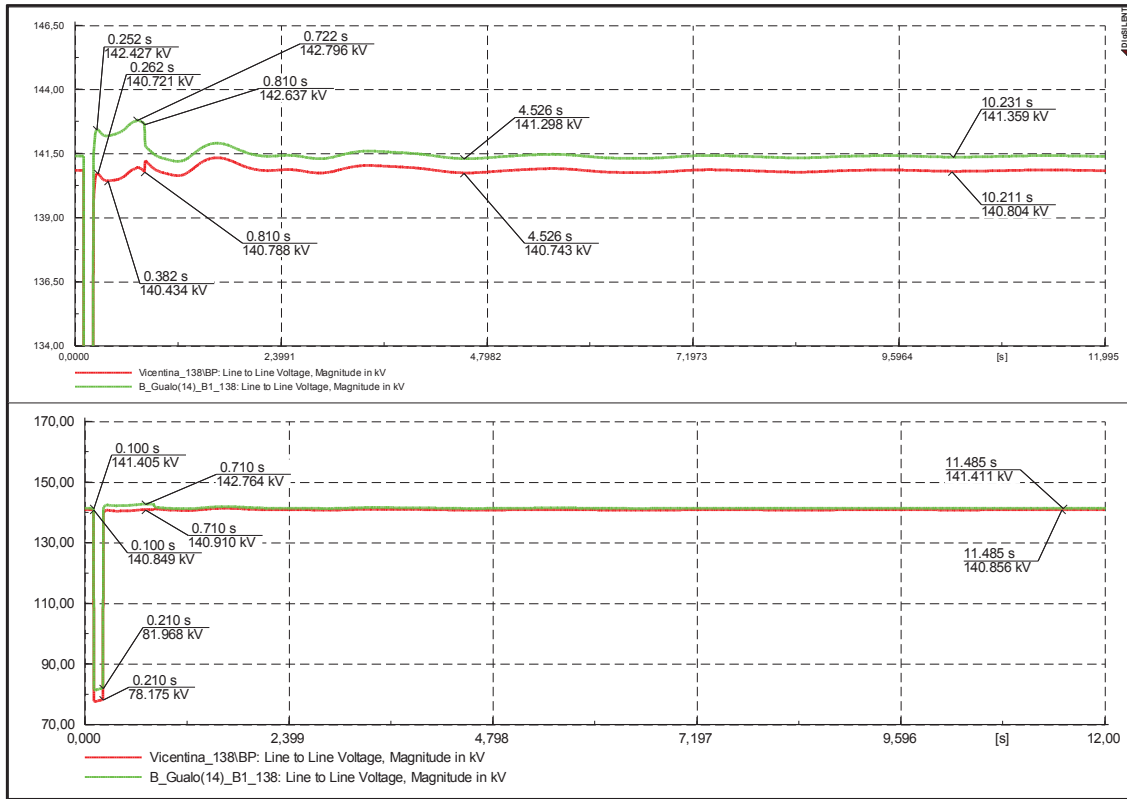


Línea Gualo - Vicentina

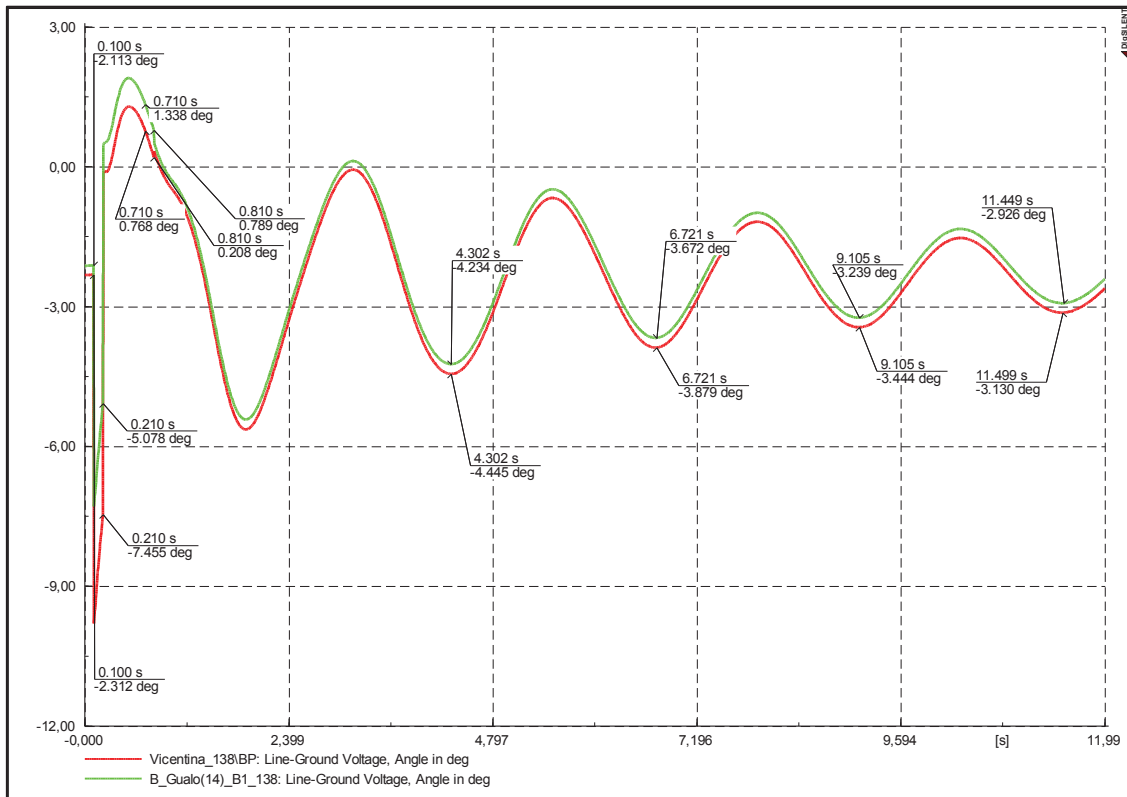
### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

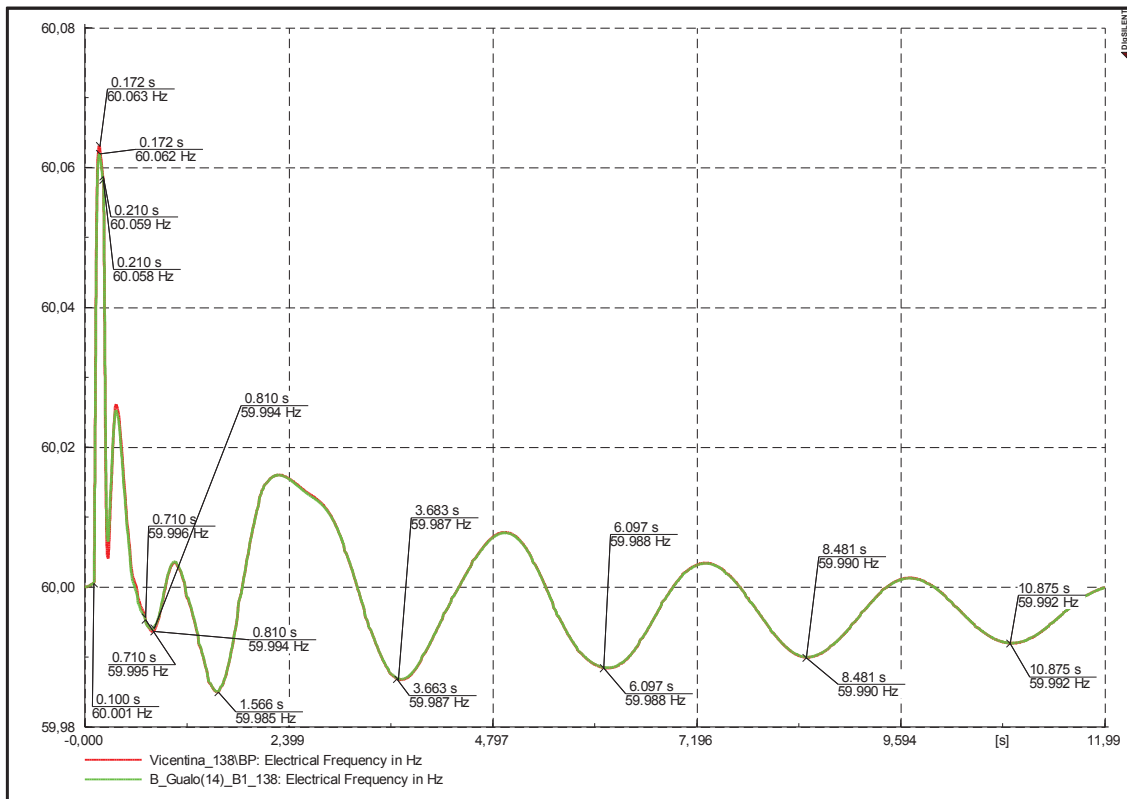
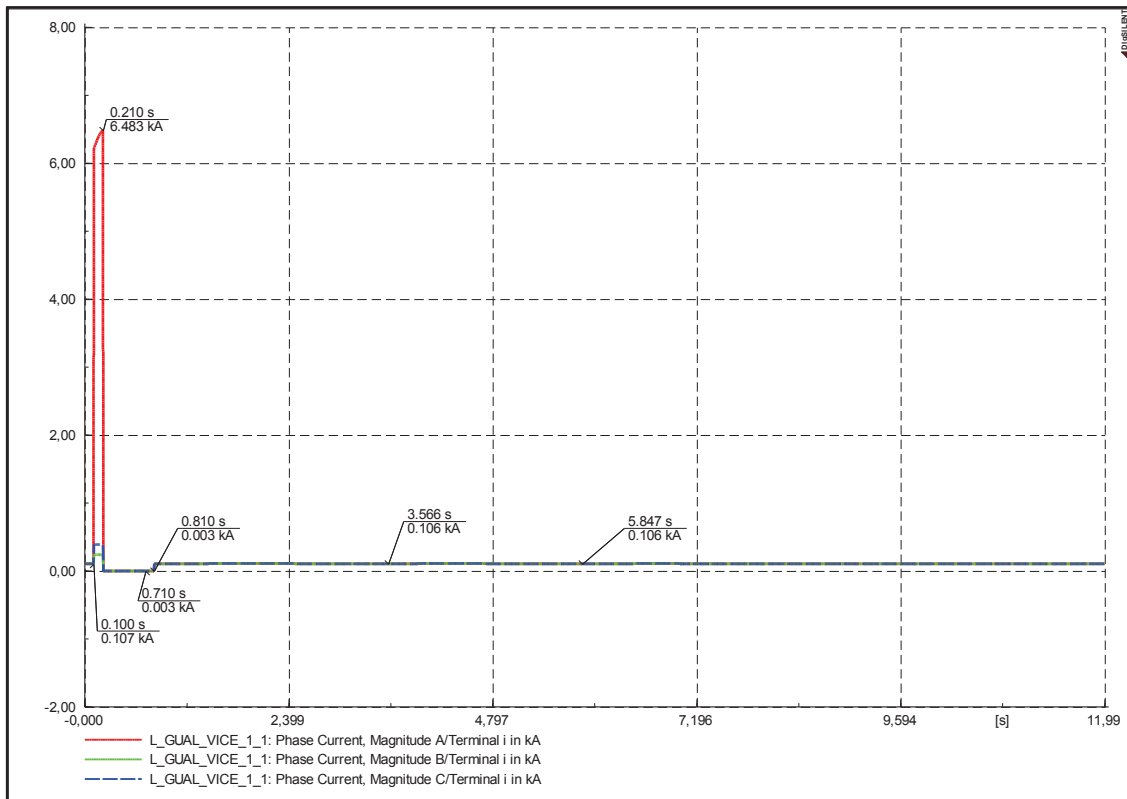


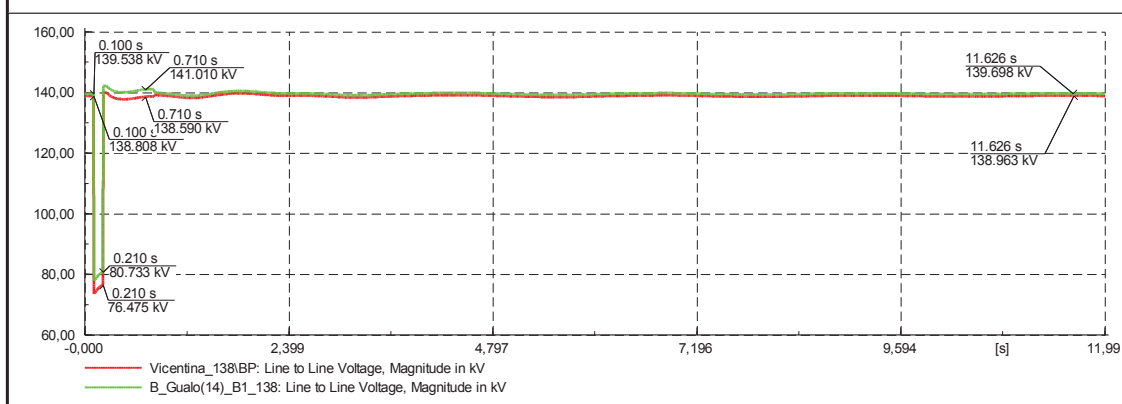
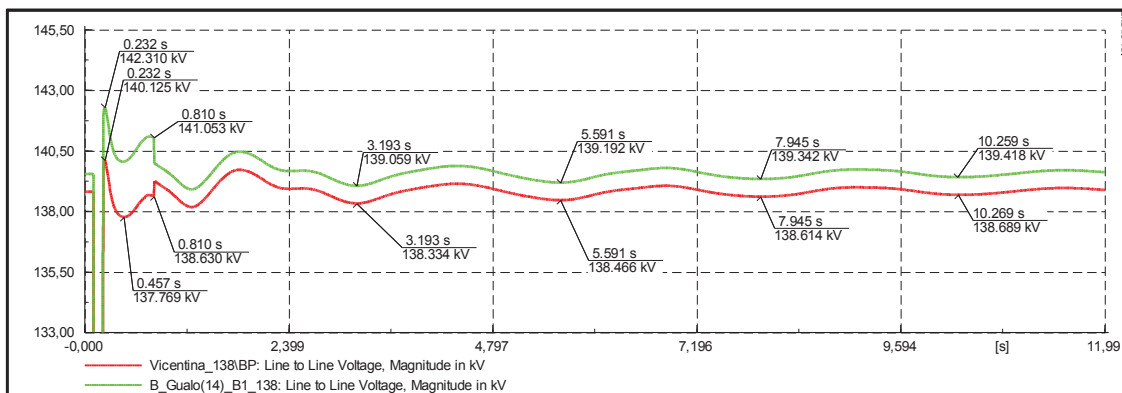
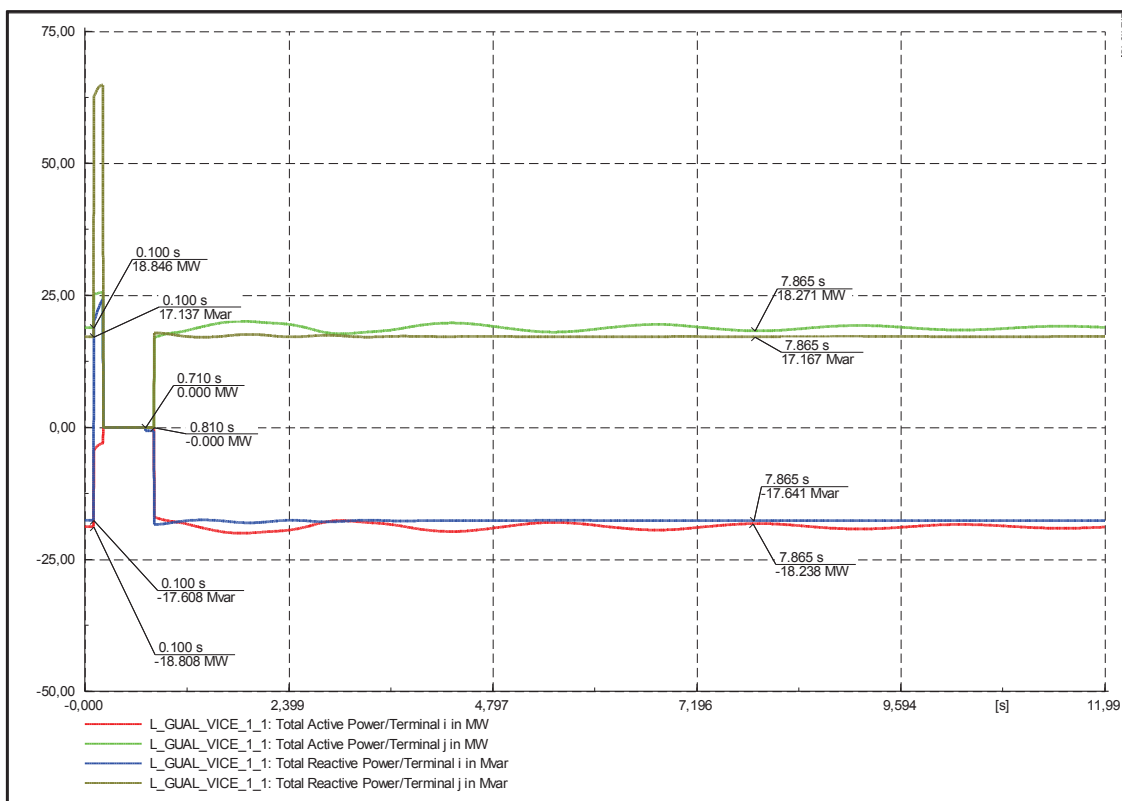




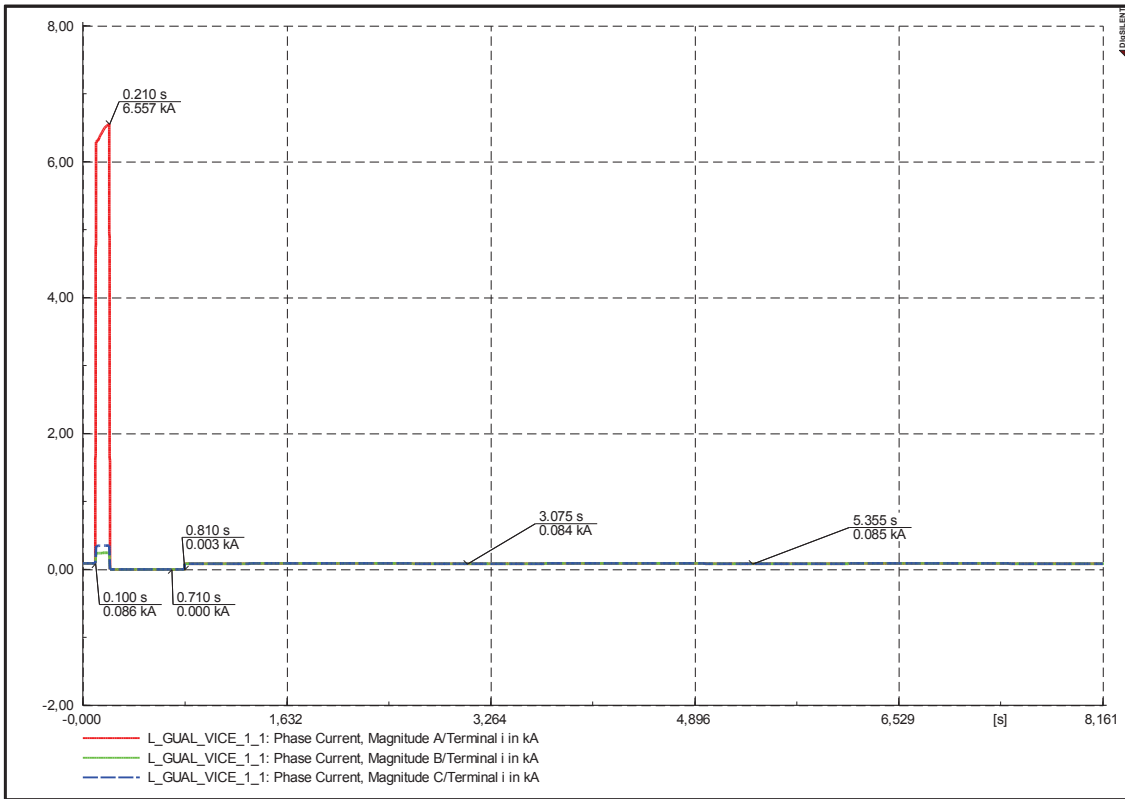
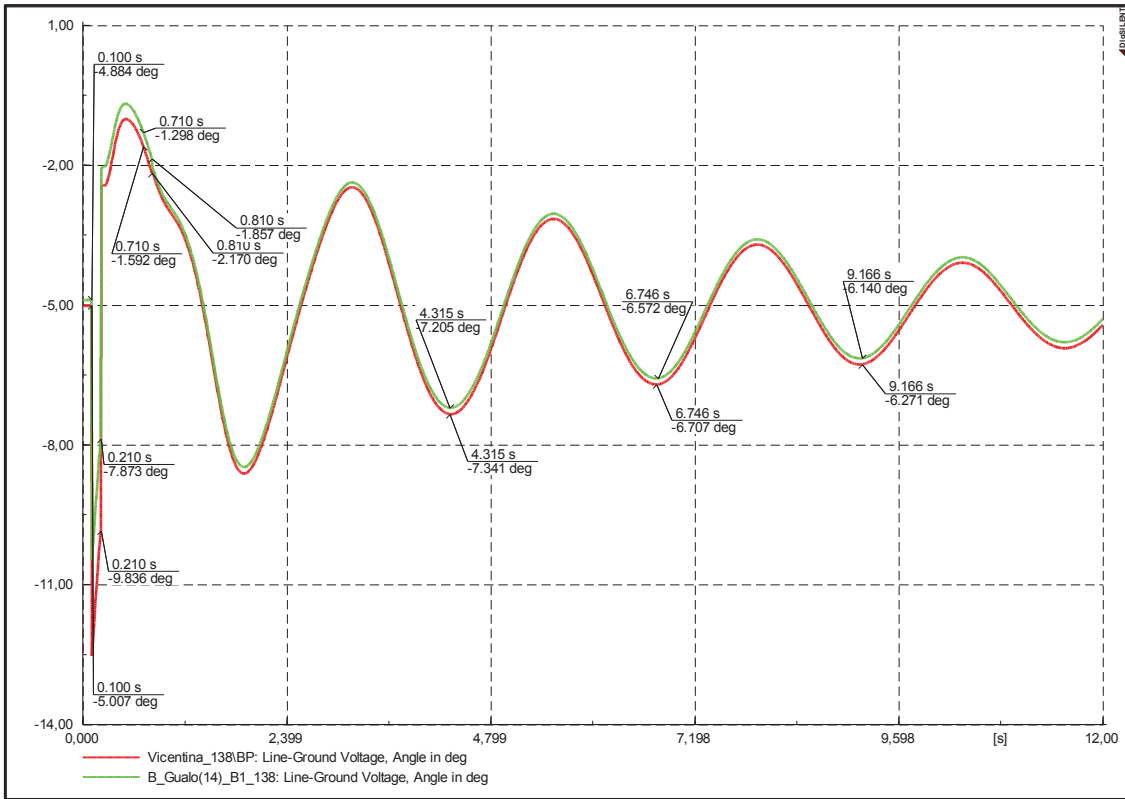
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**



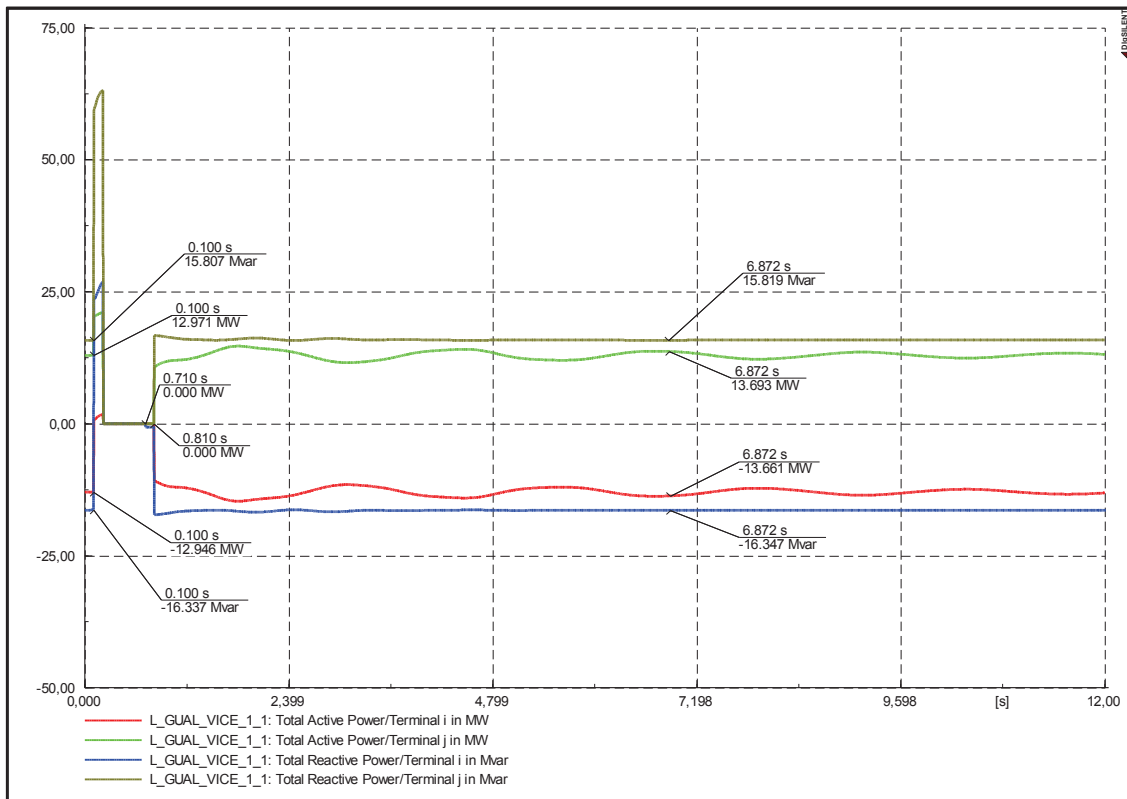
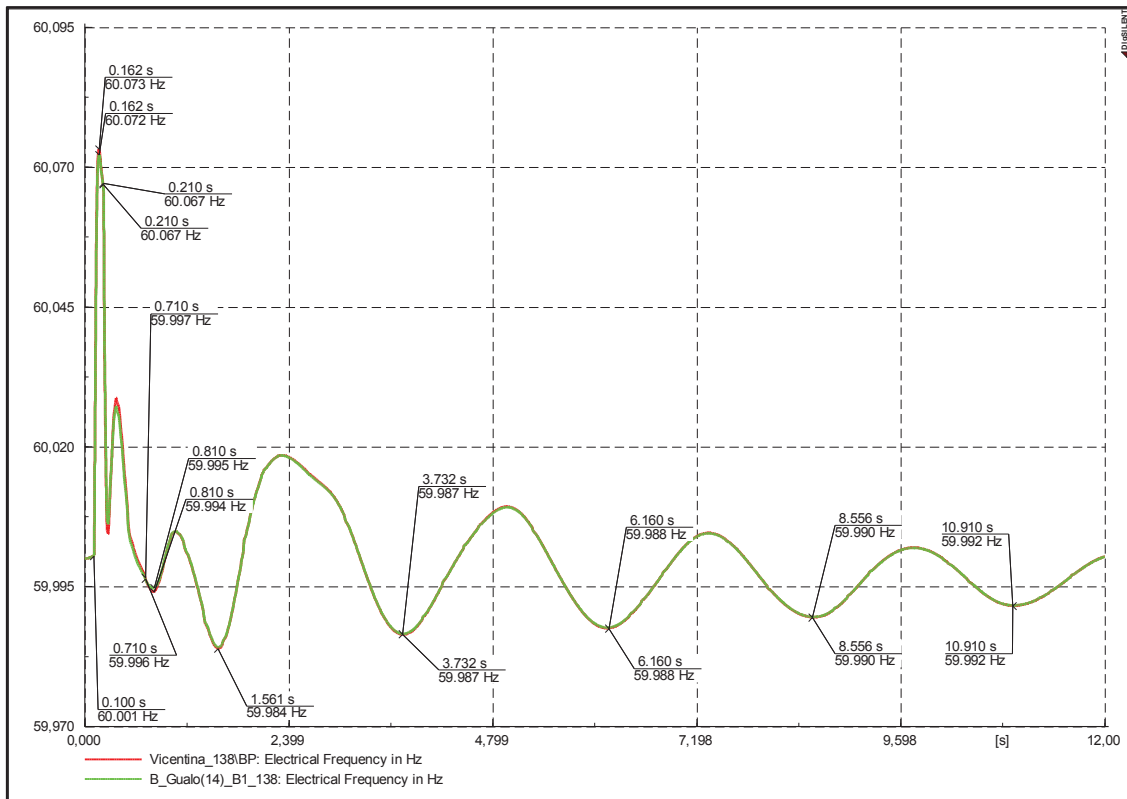


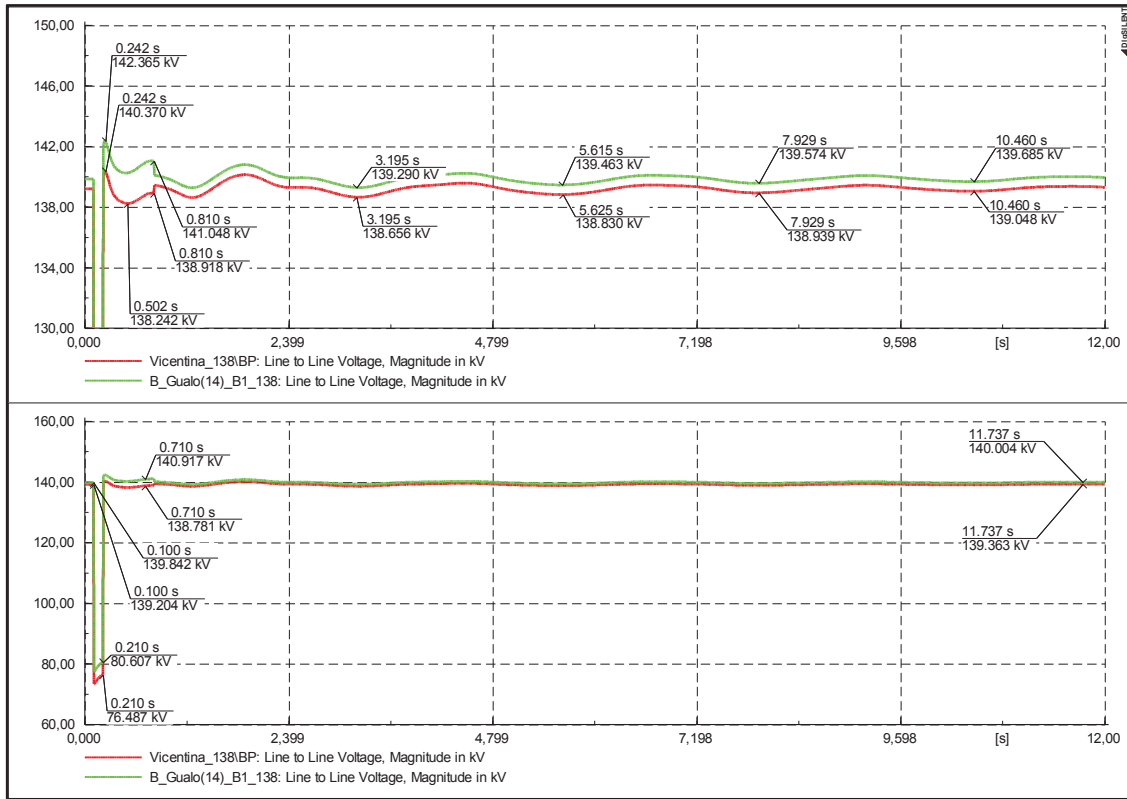


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

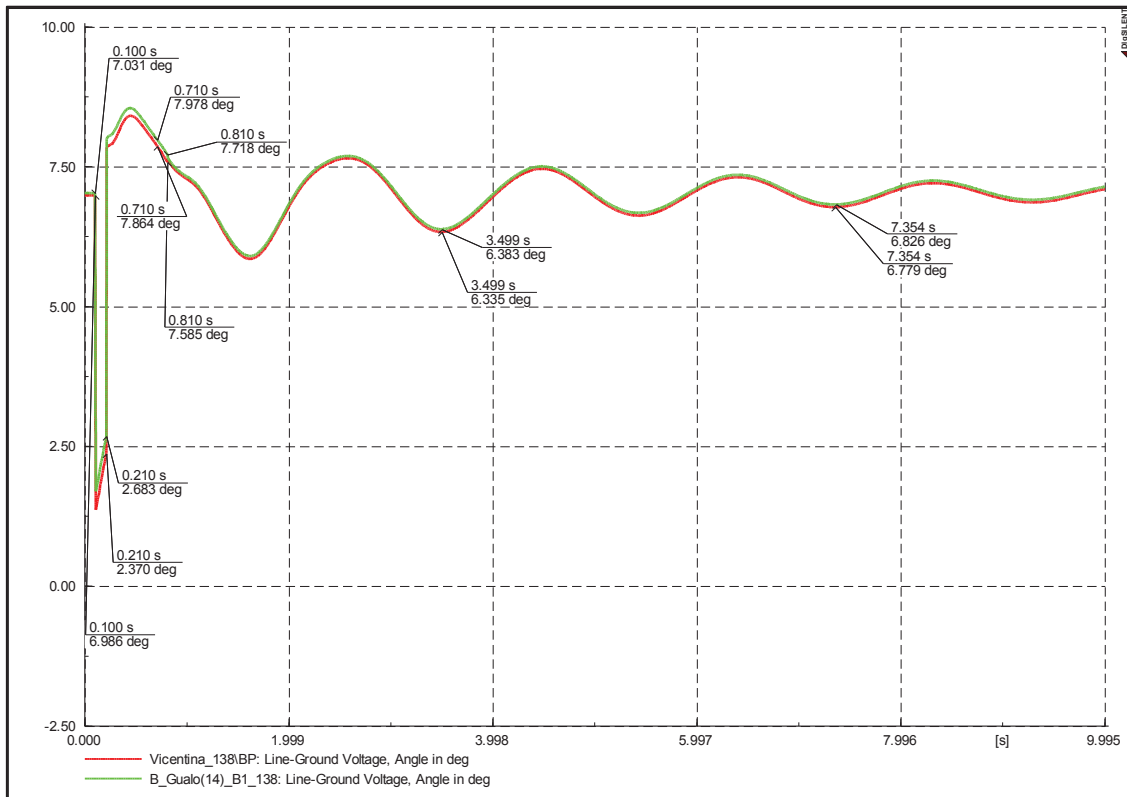


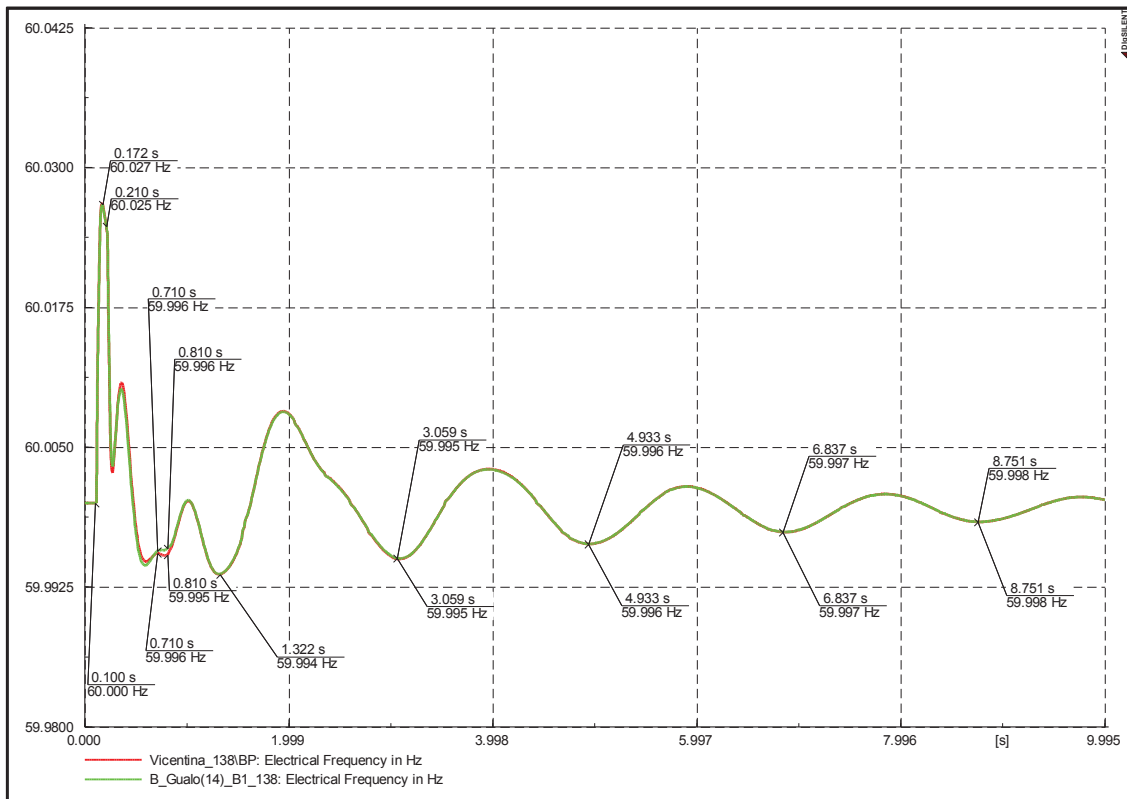
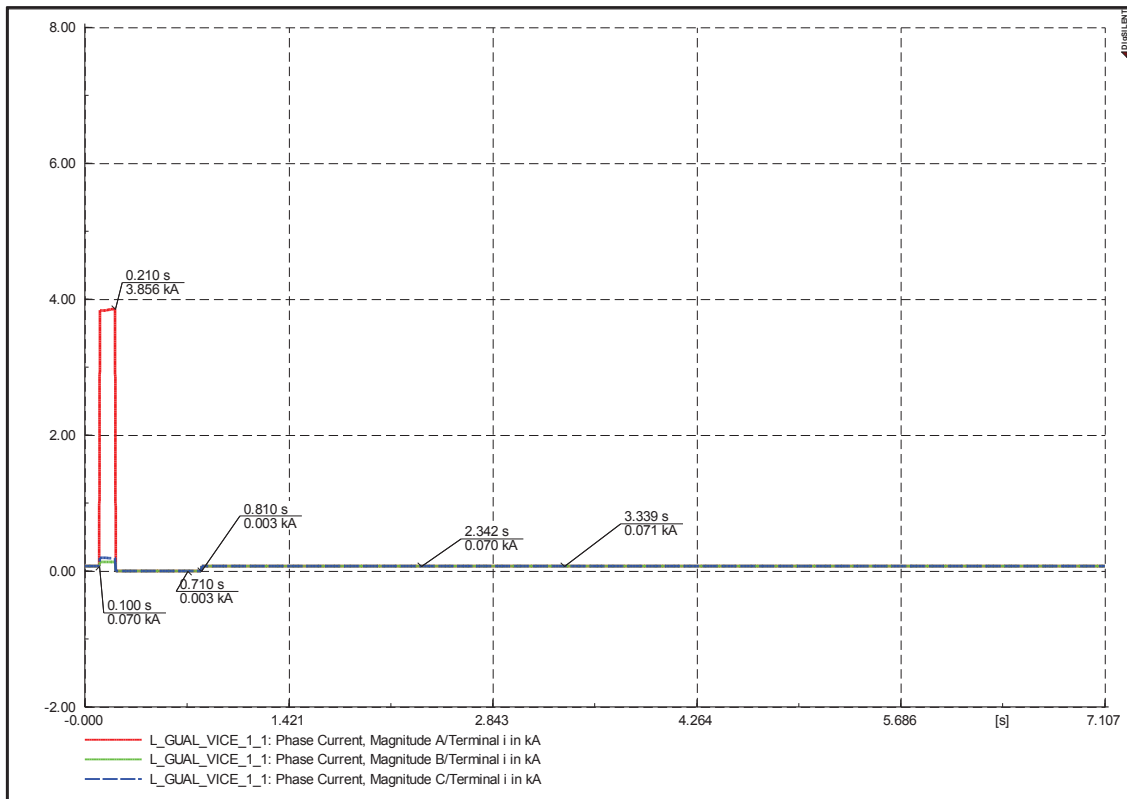


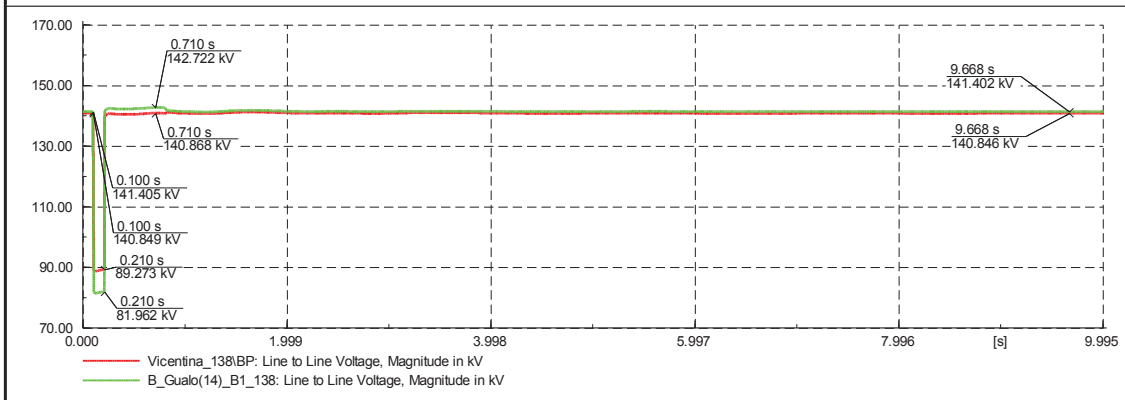
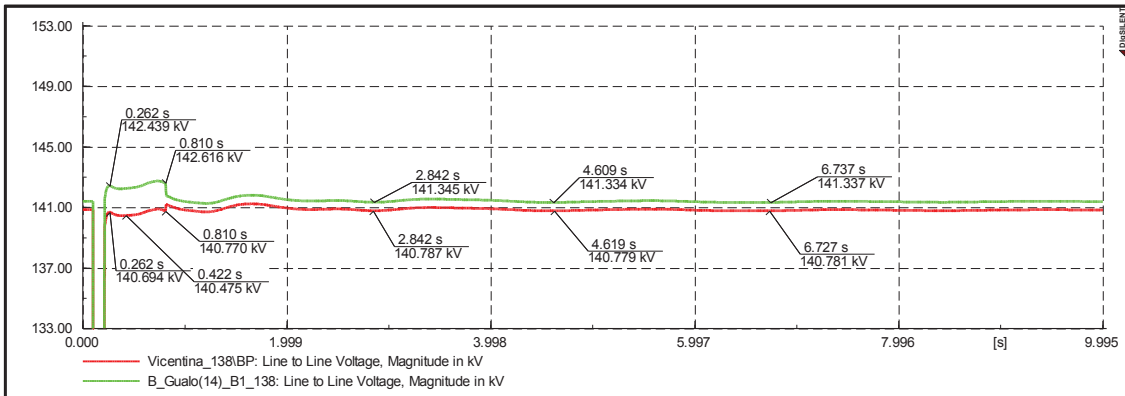
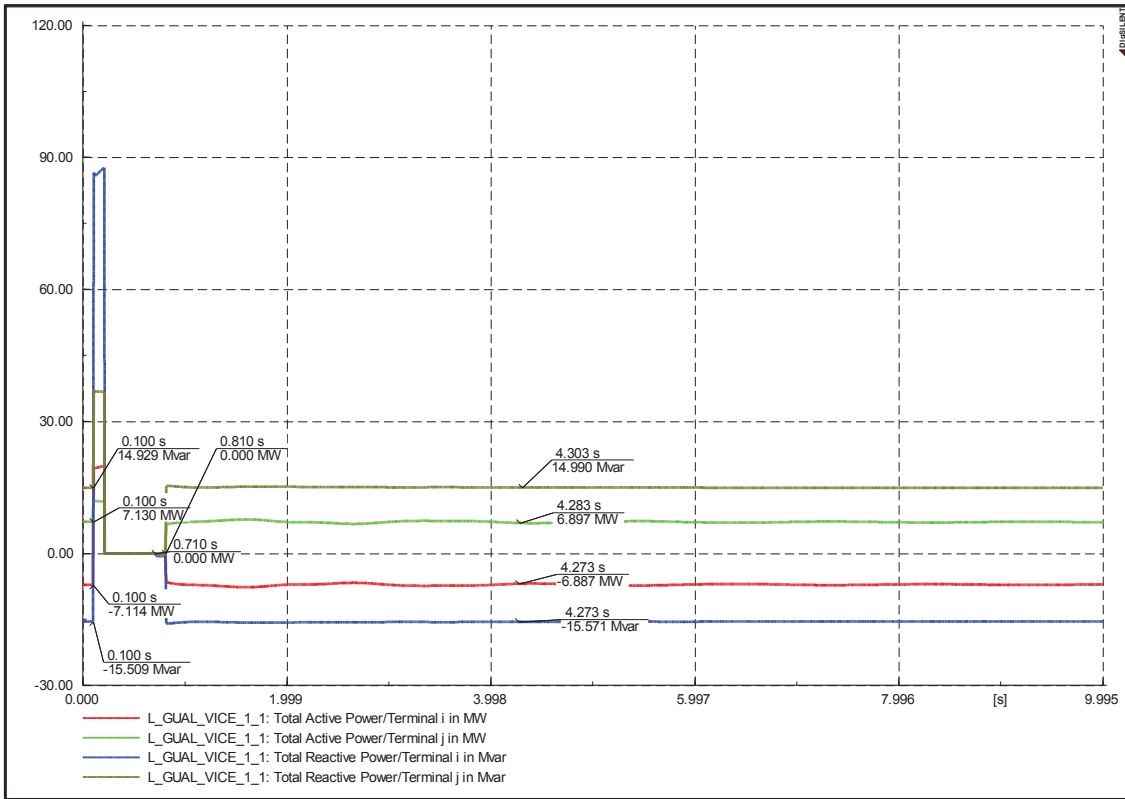




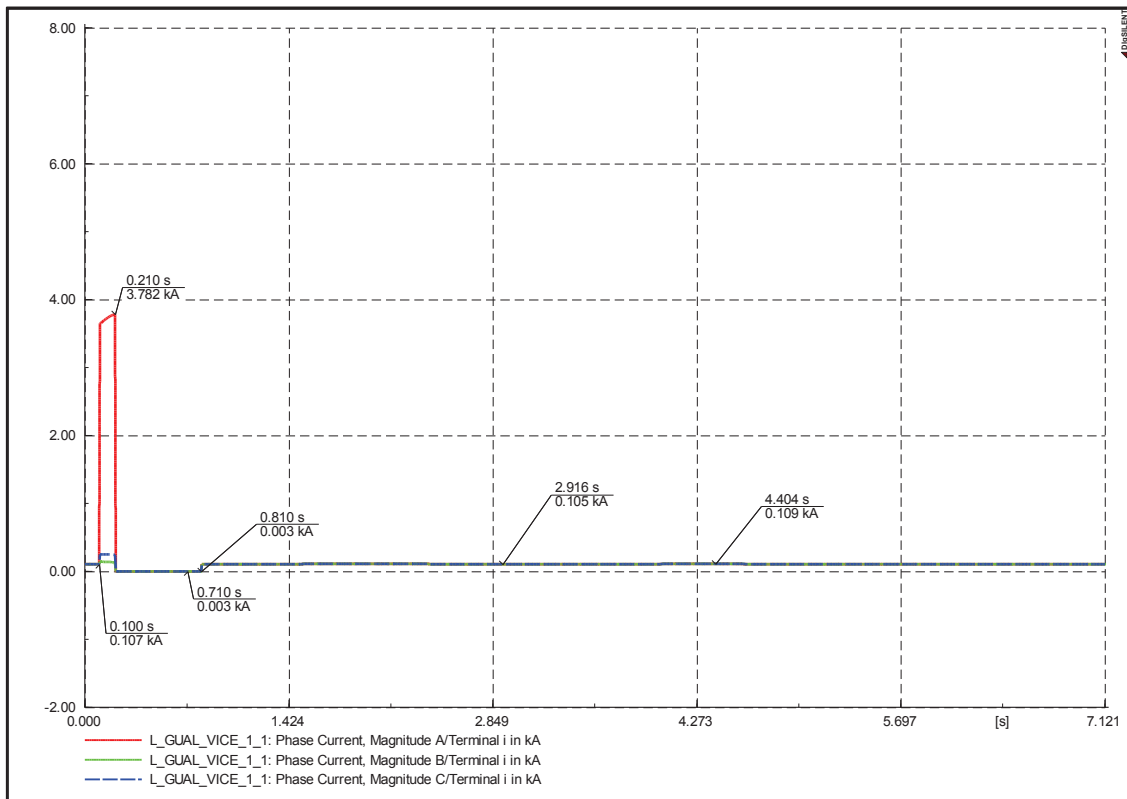
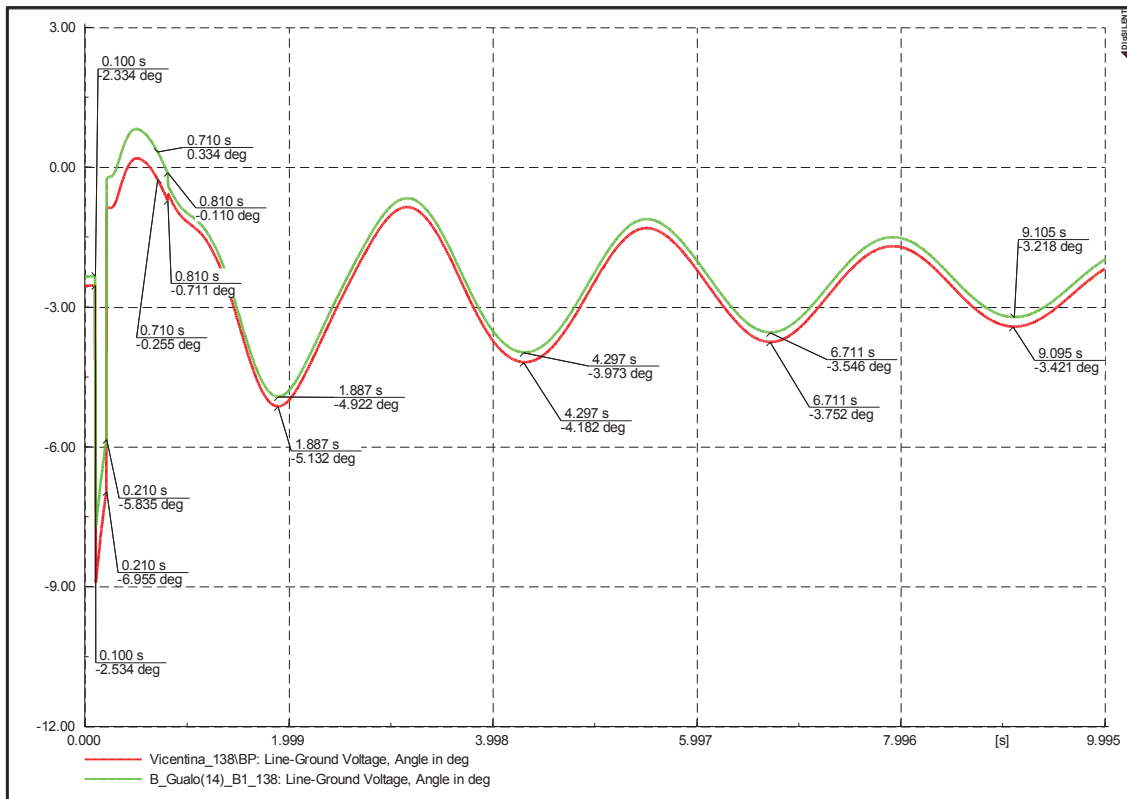
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

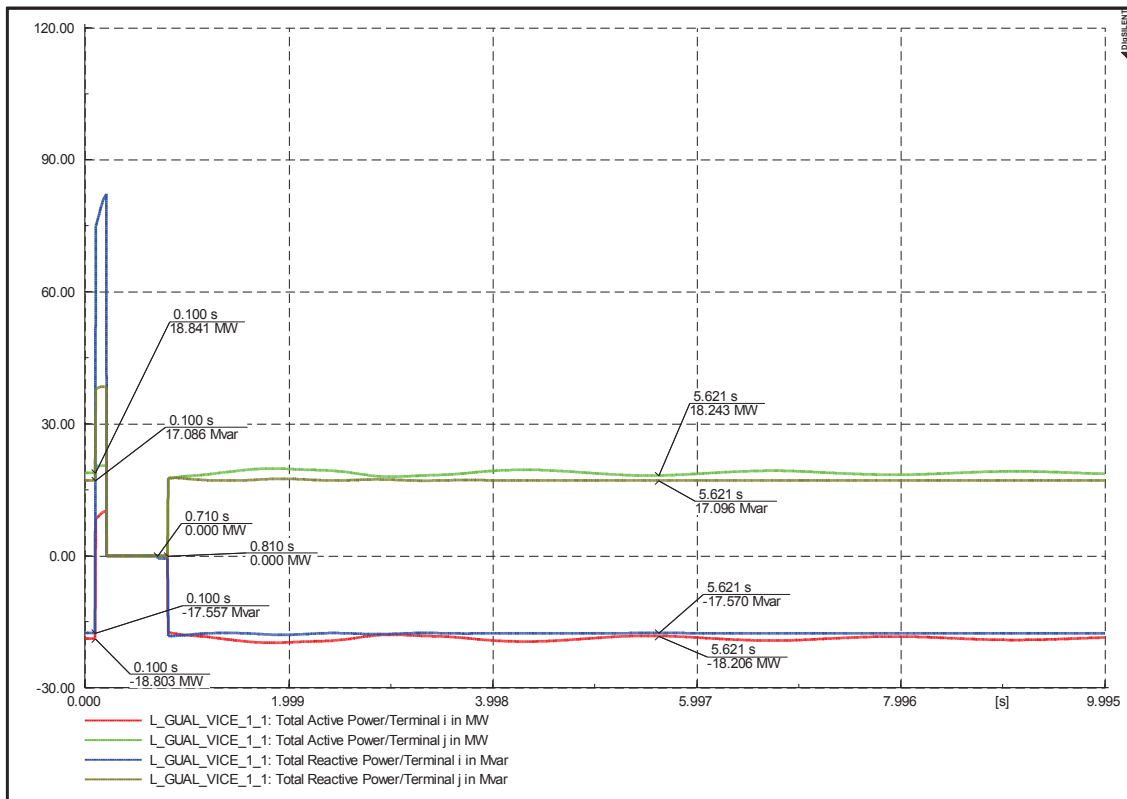
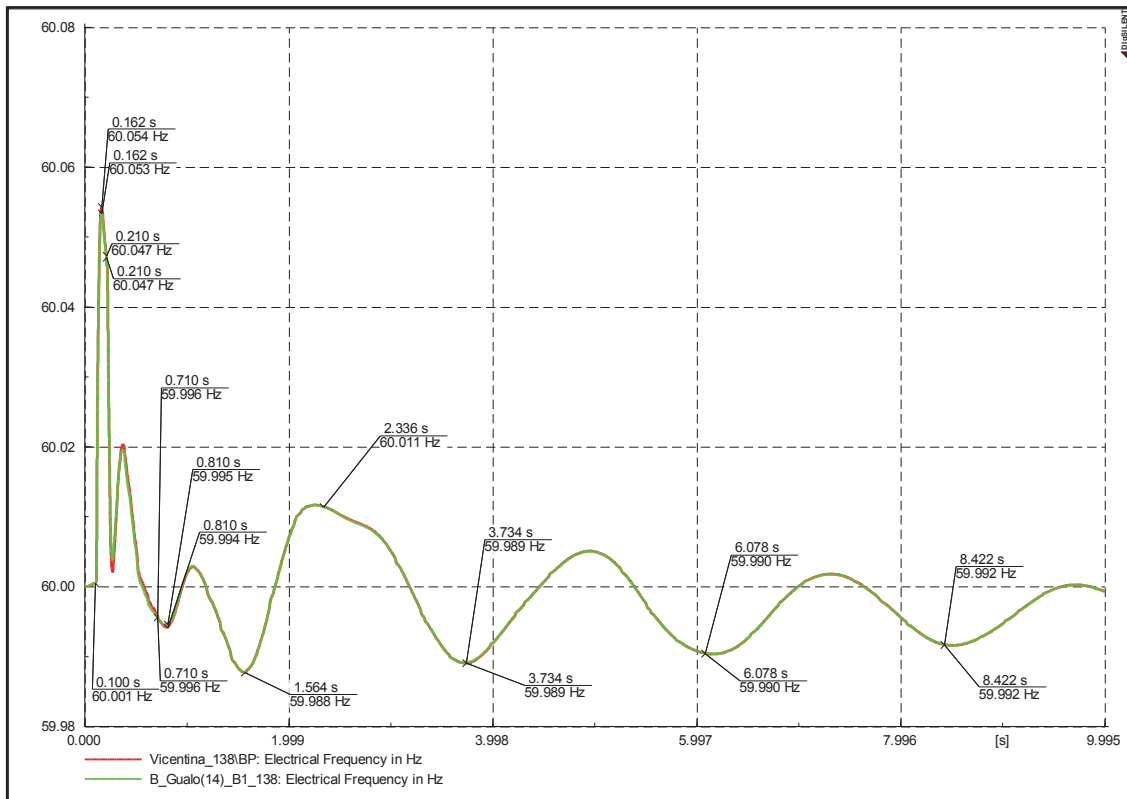


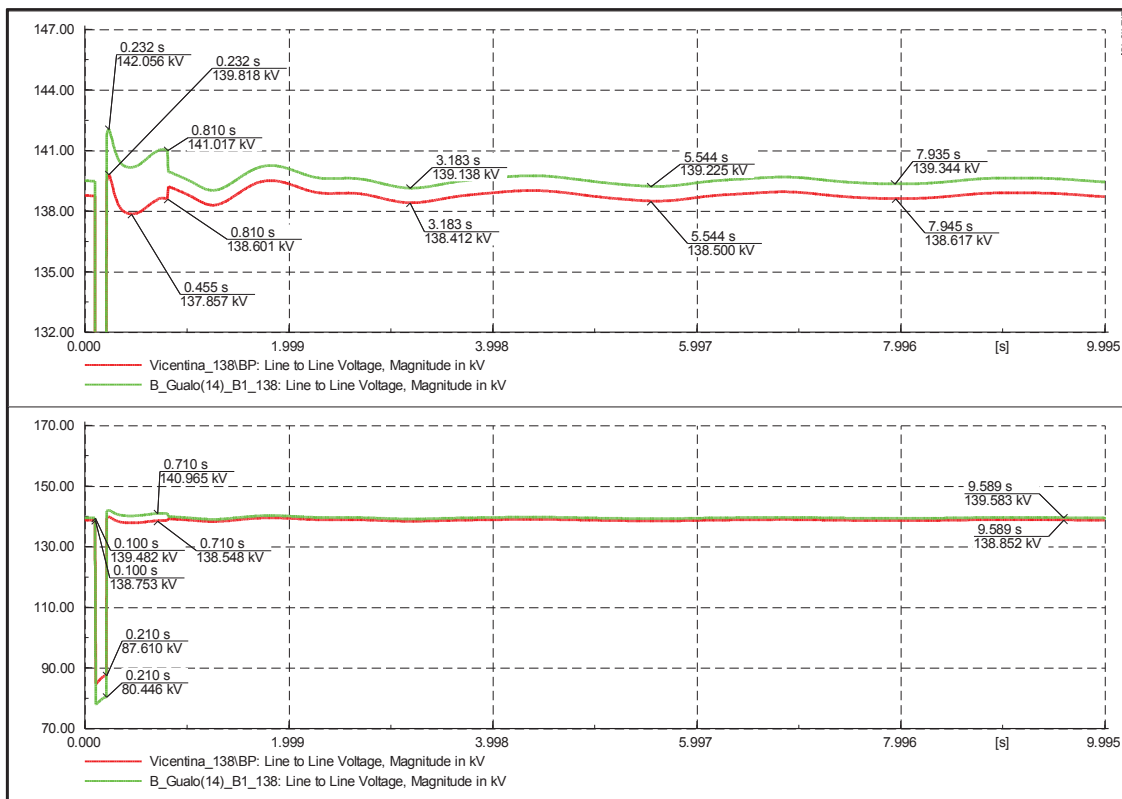




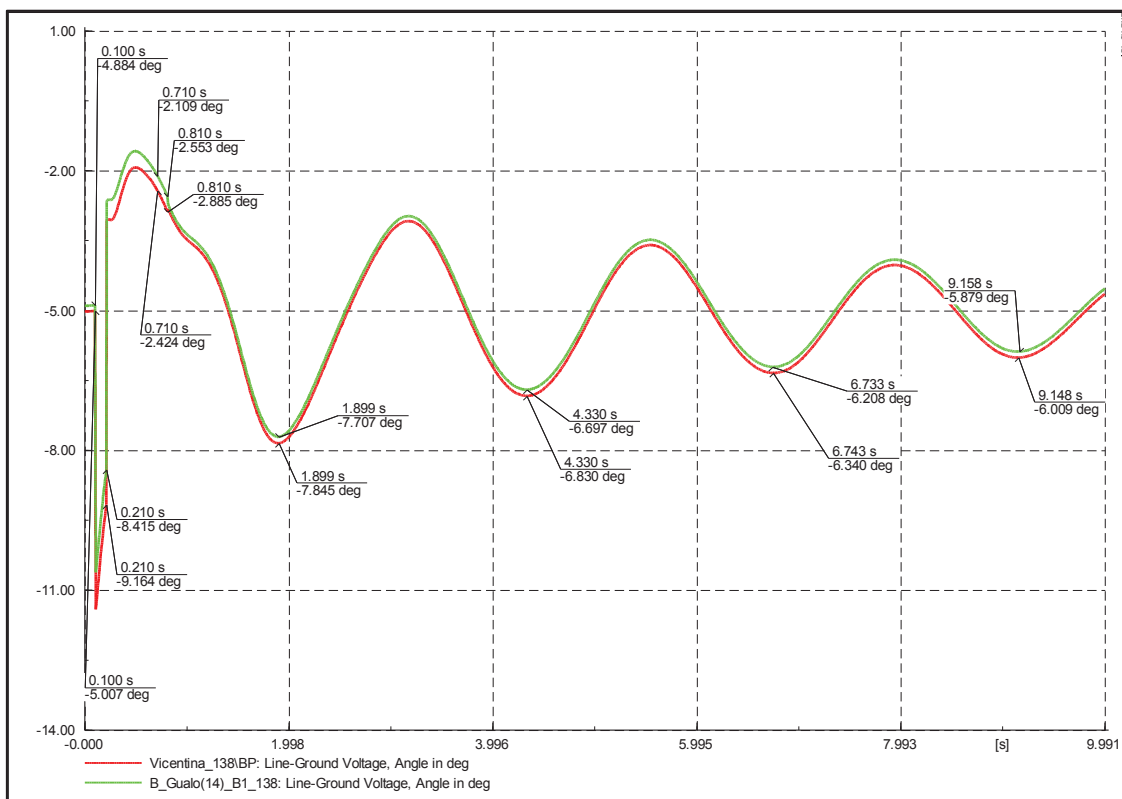
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

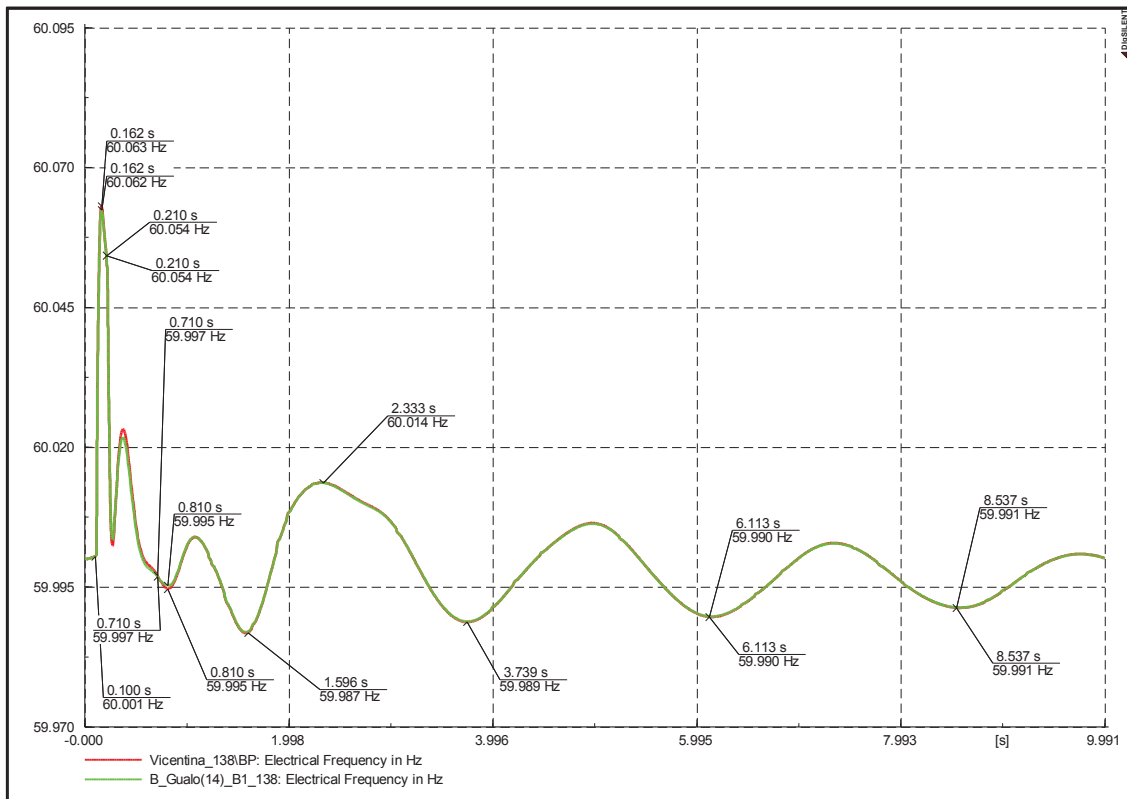
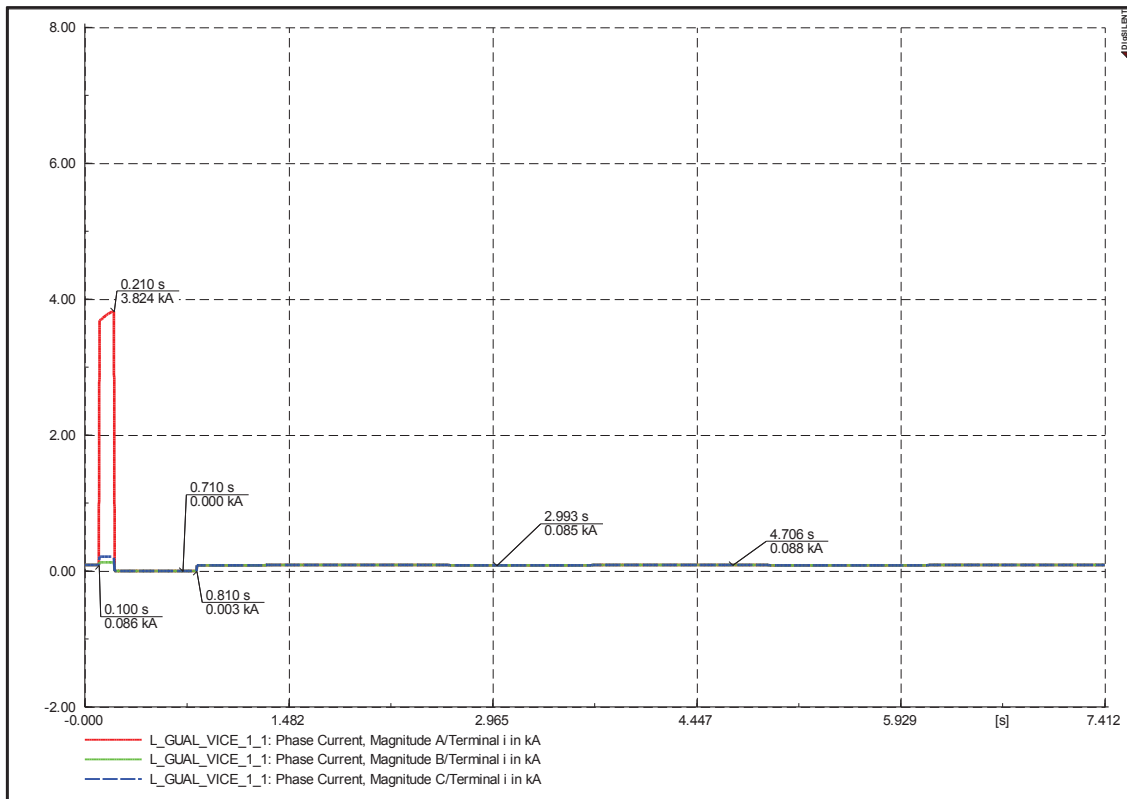




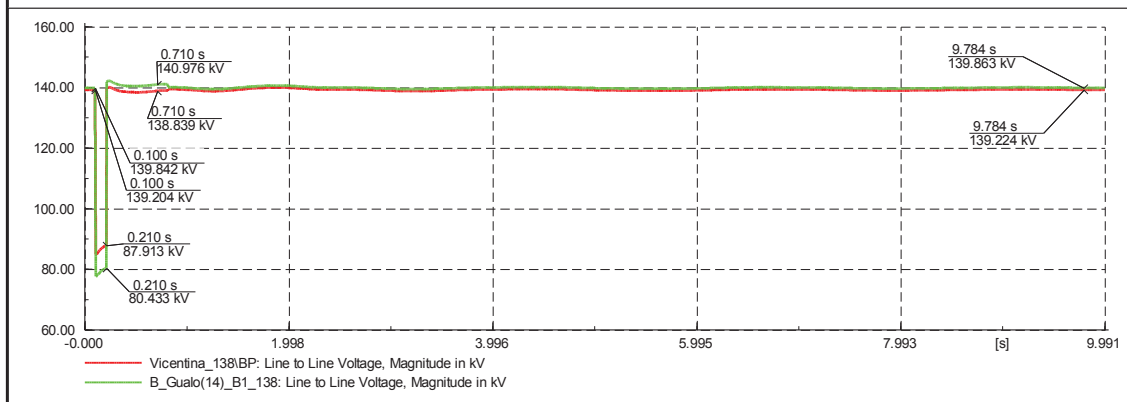
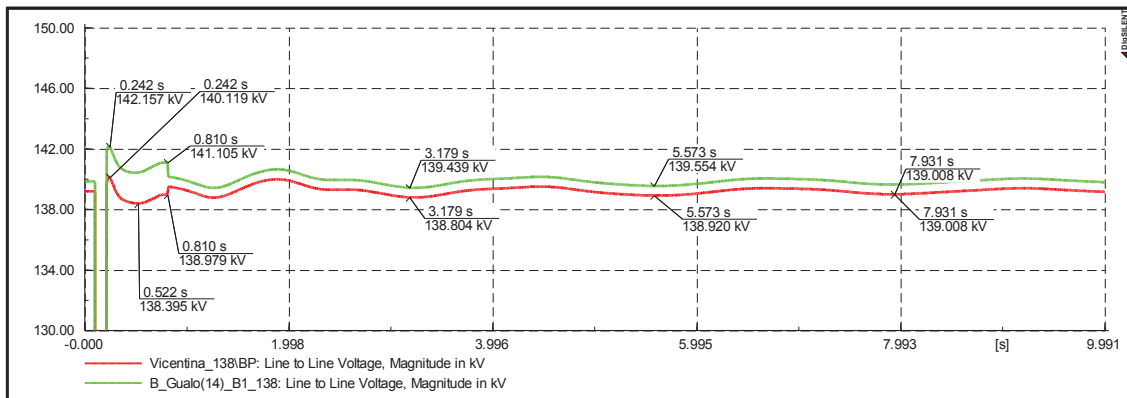
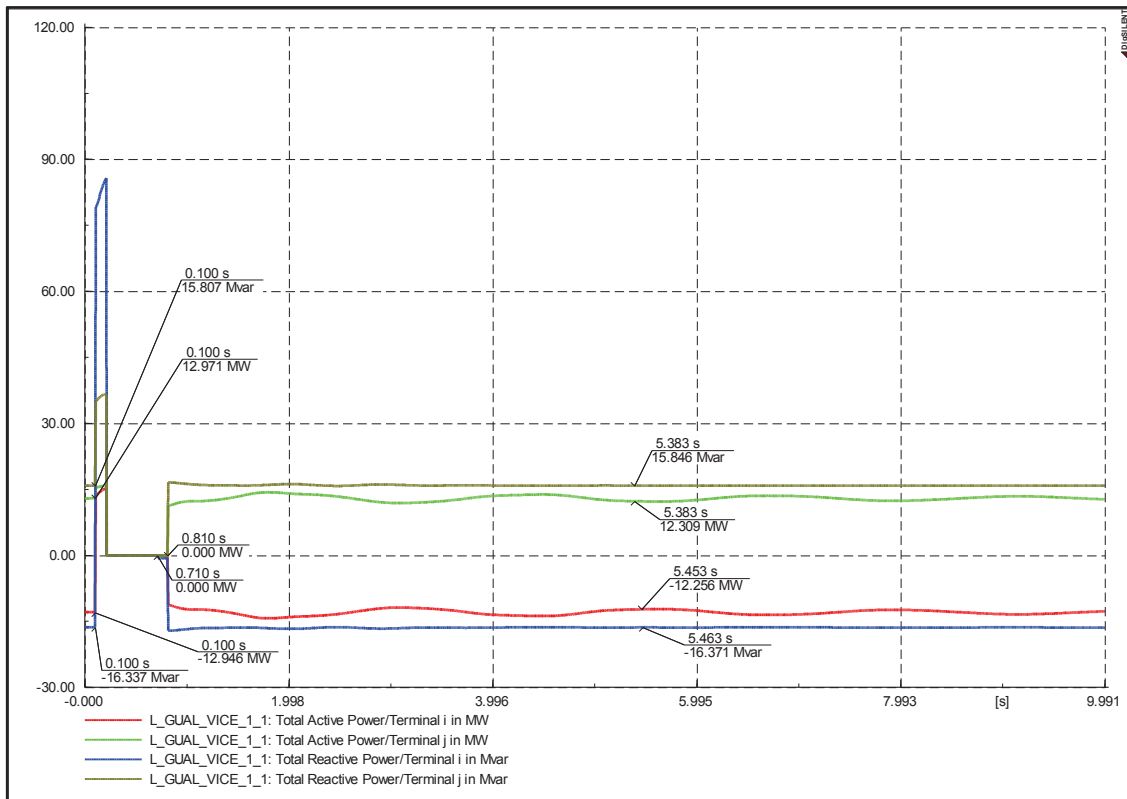


**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



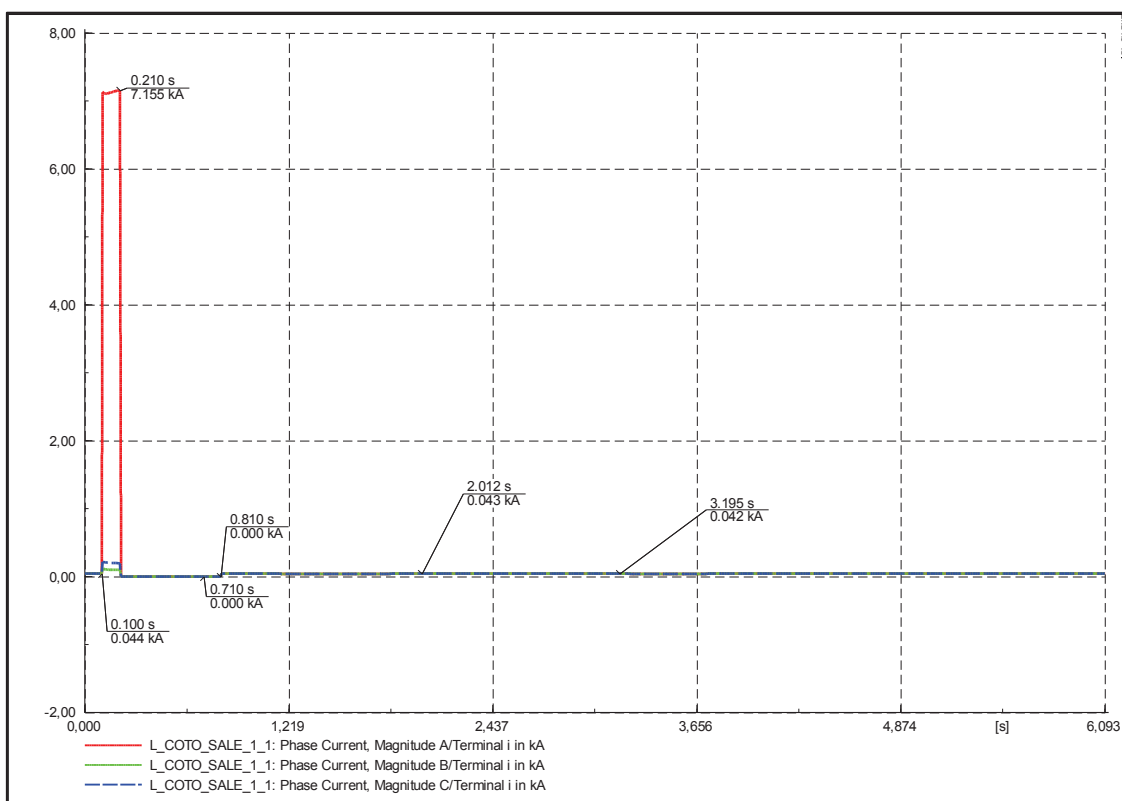
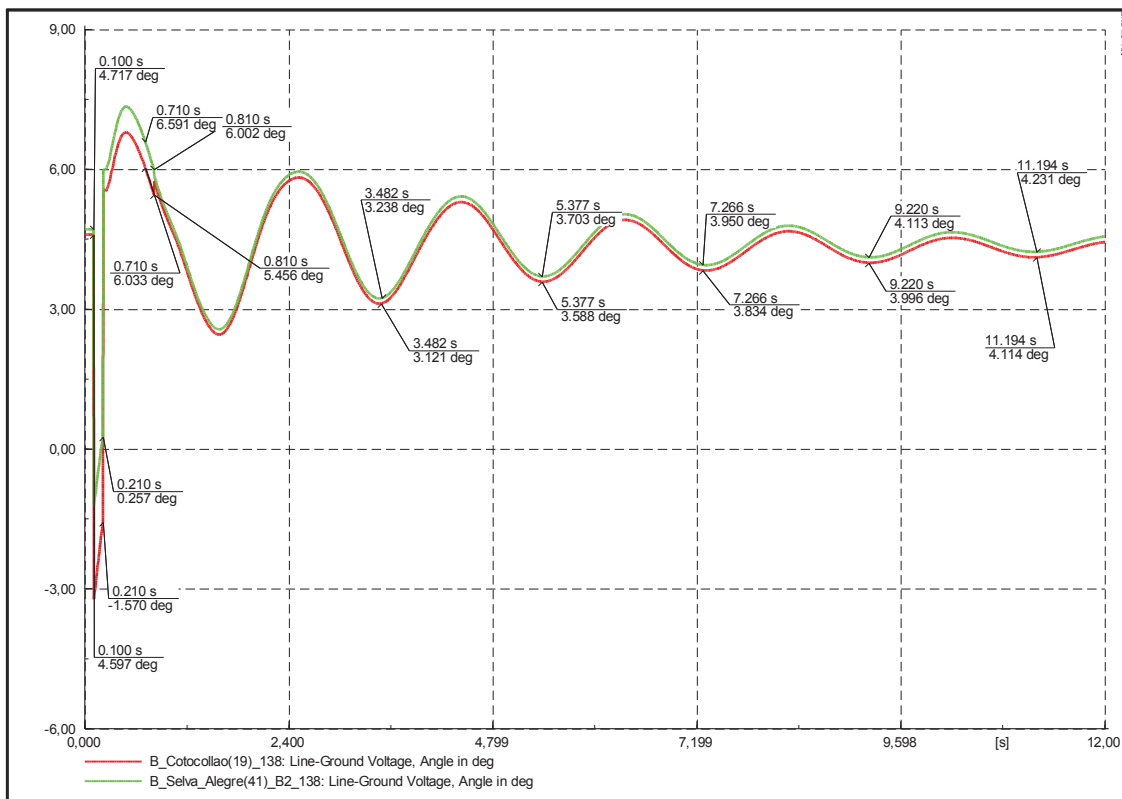


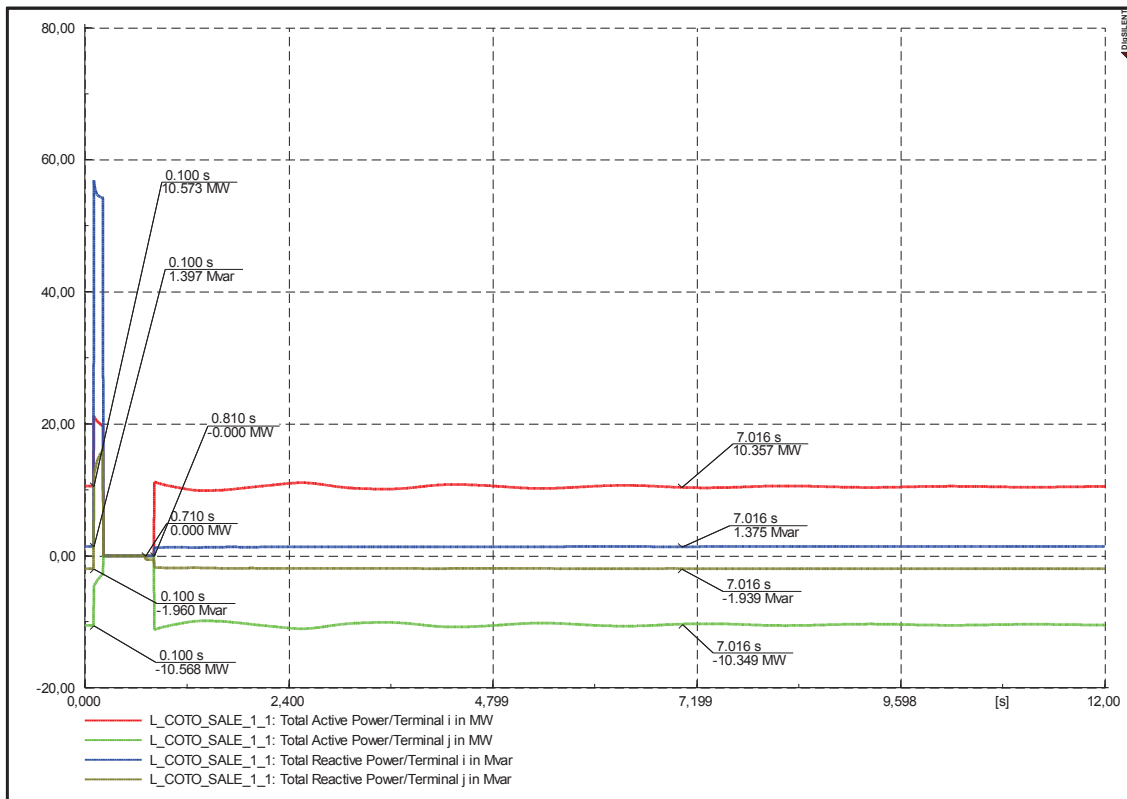
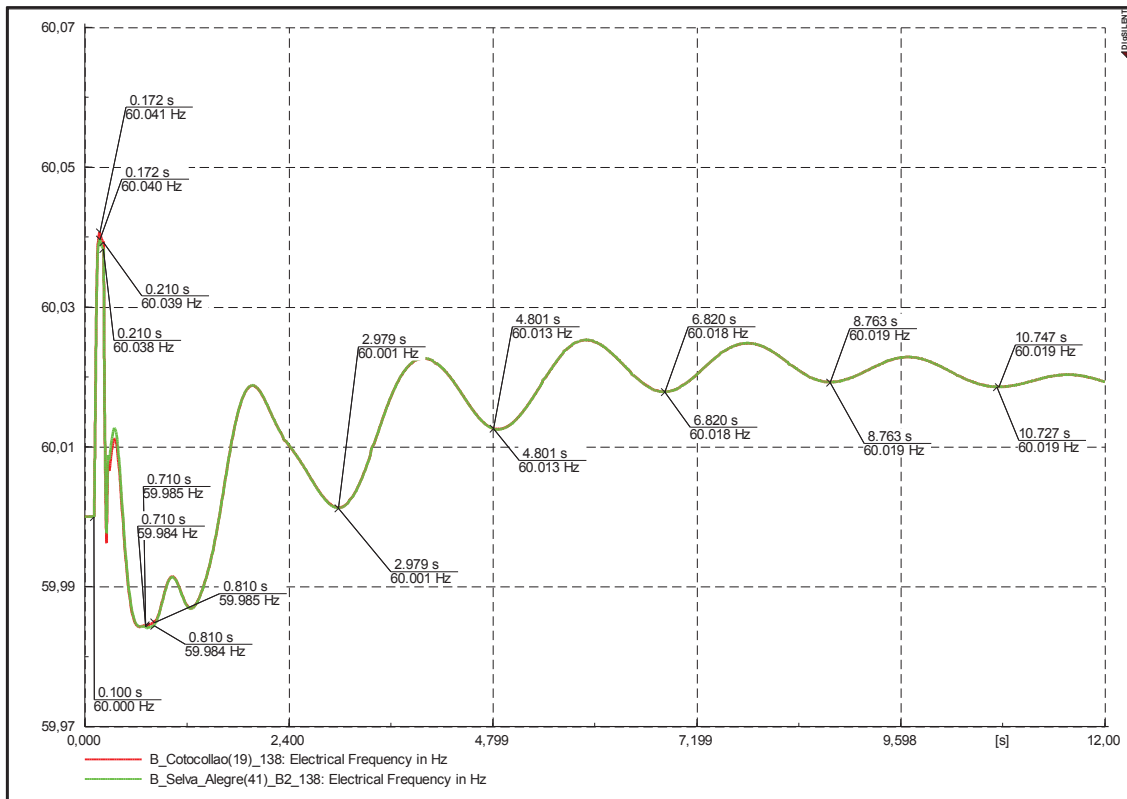


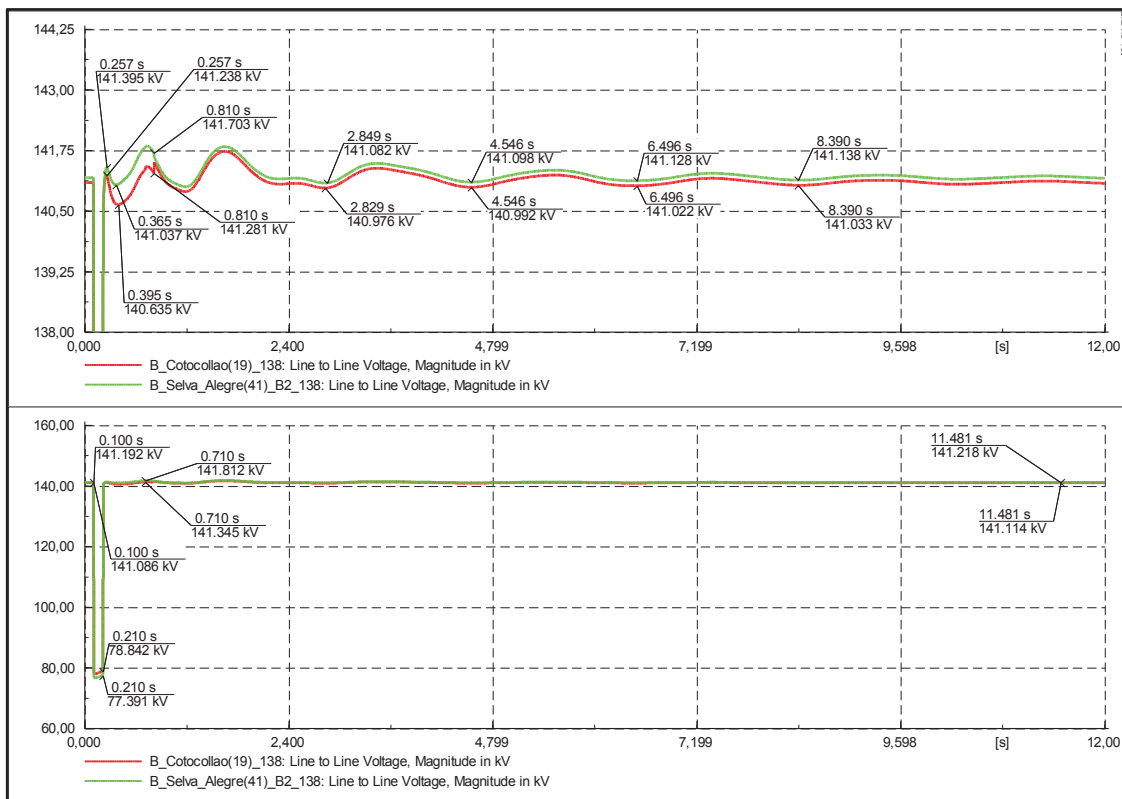


Línea Selva Alegre – Cotocollao

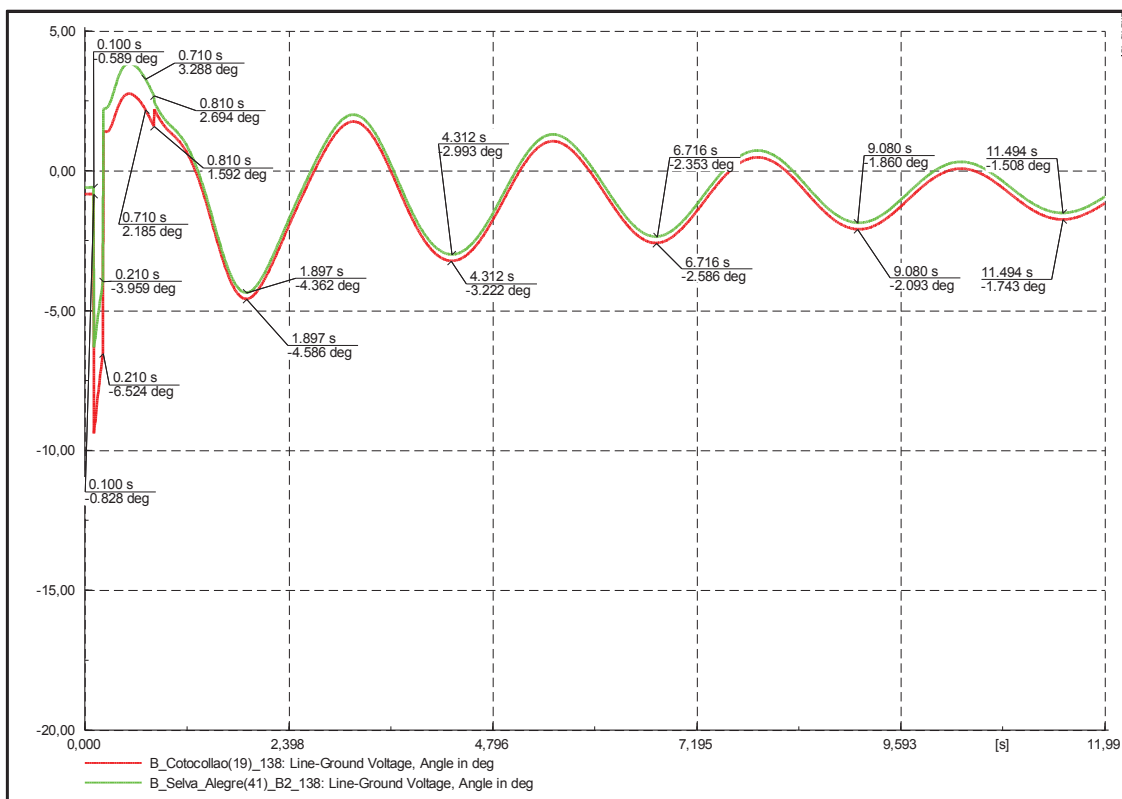
### Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea

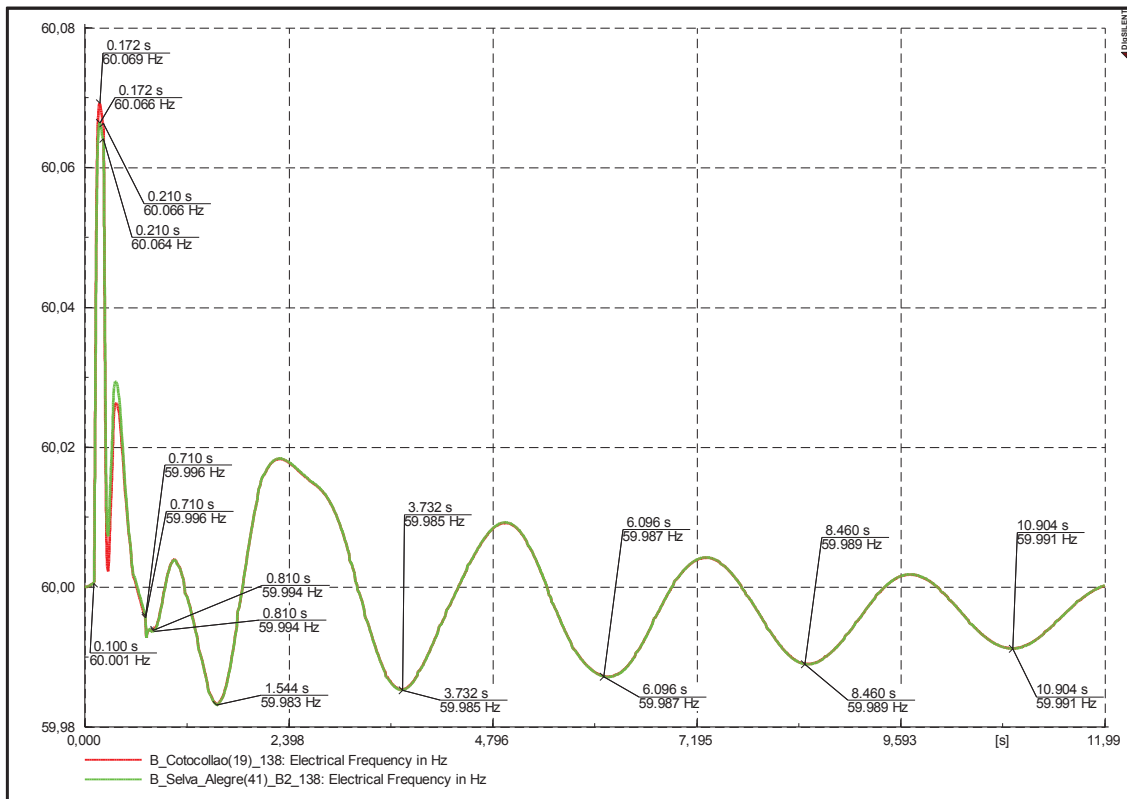
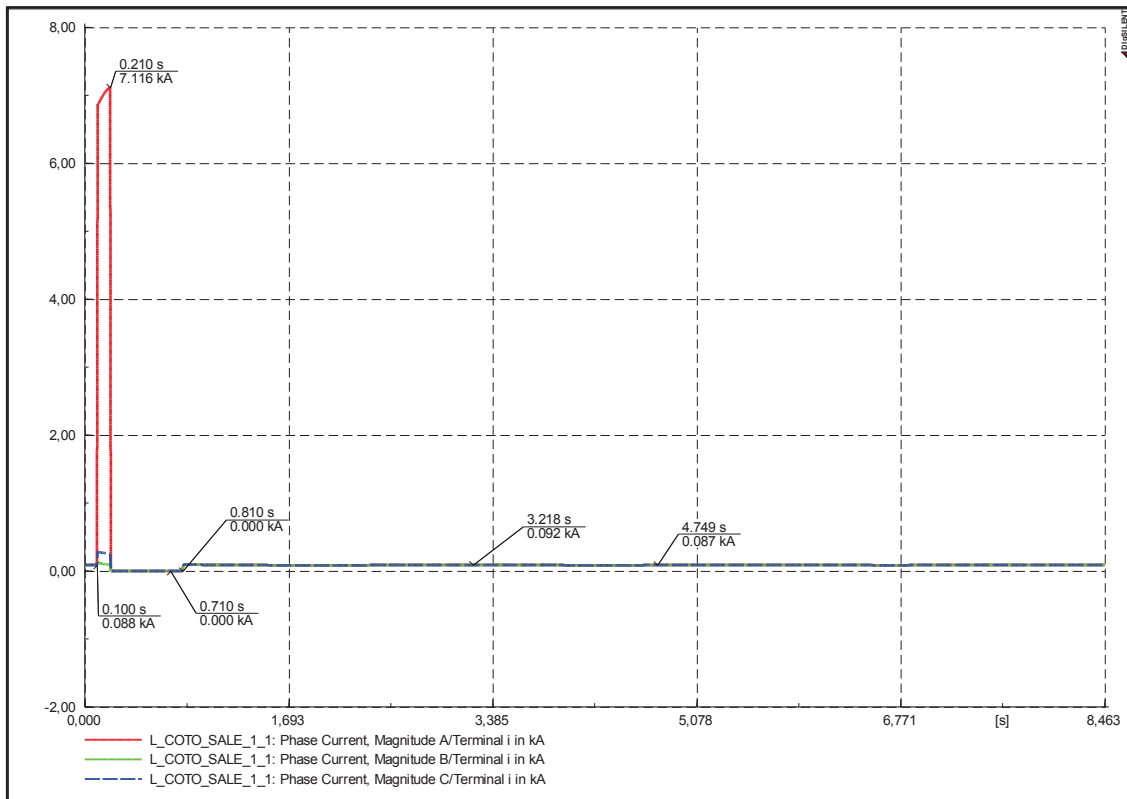


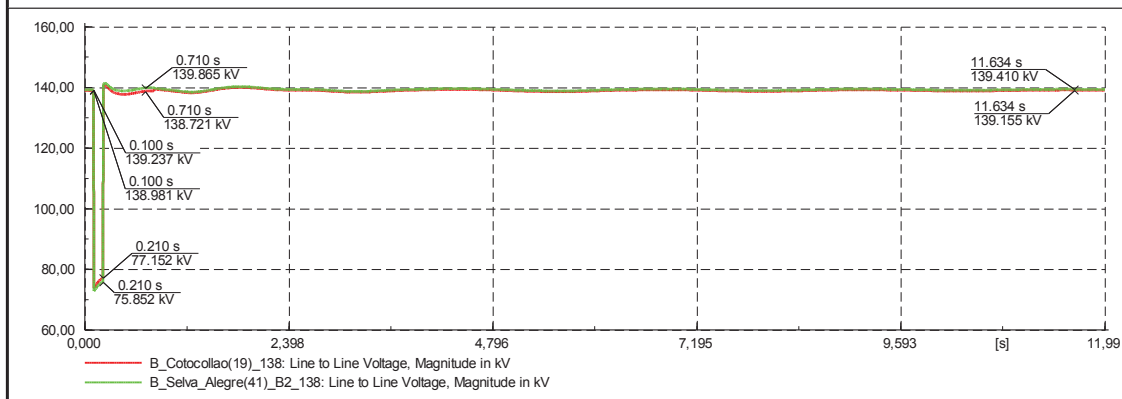
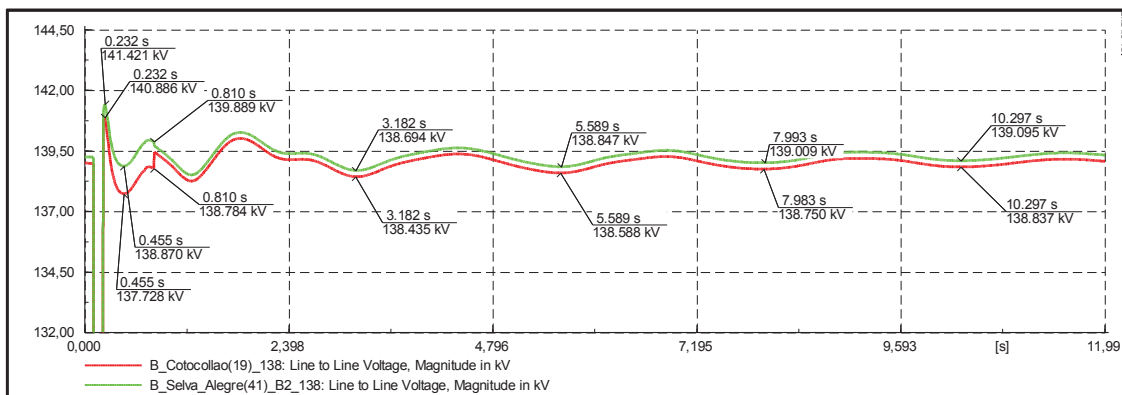
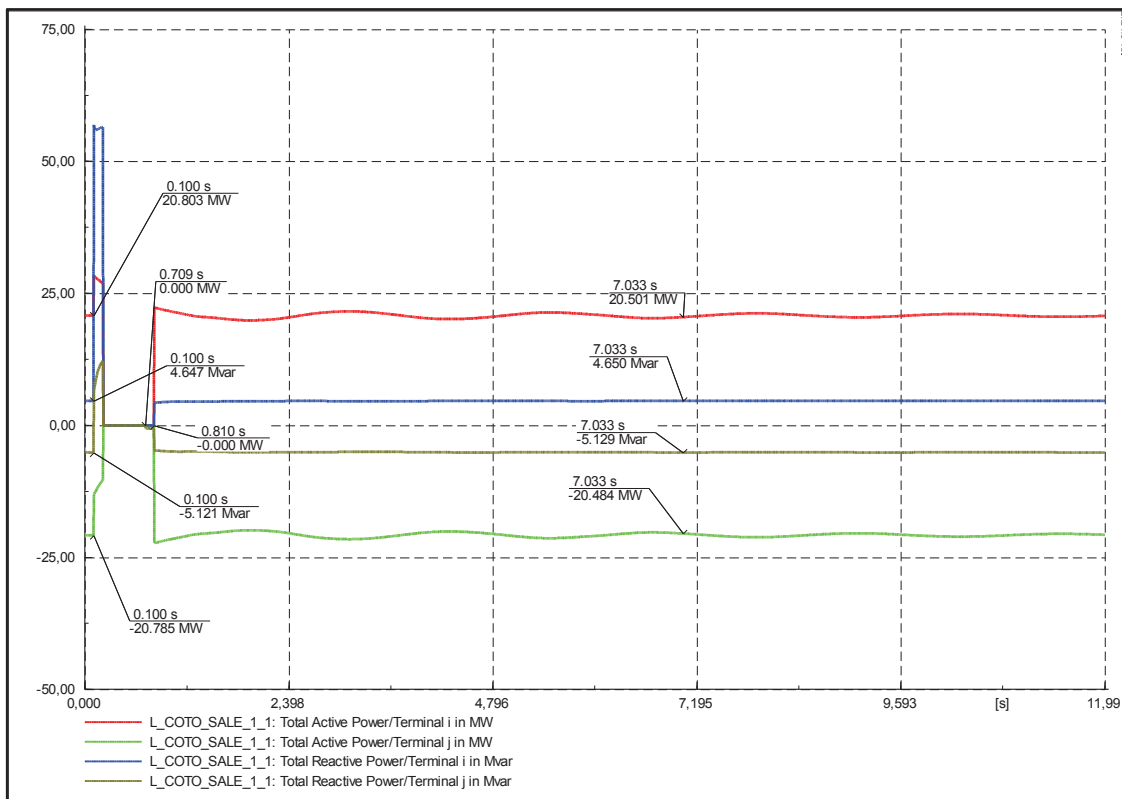




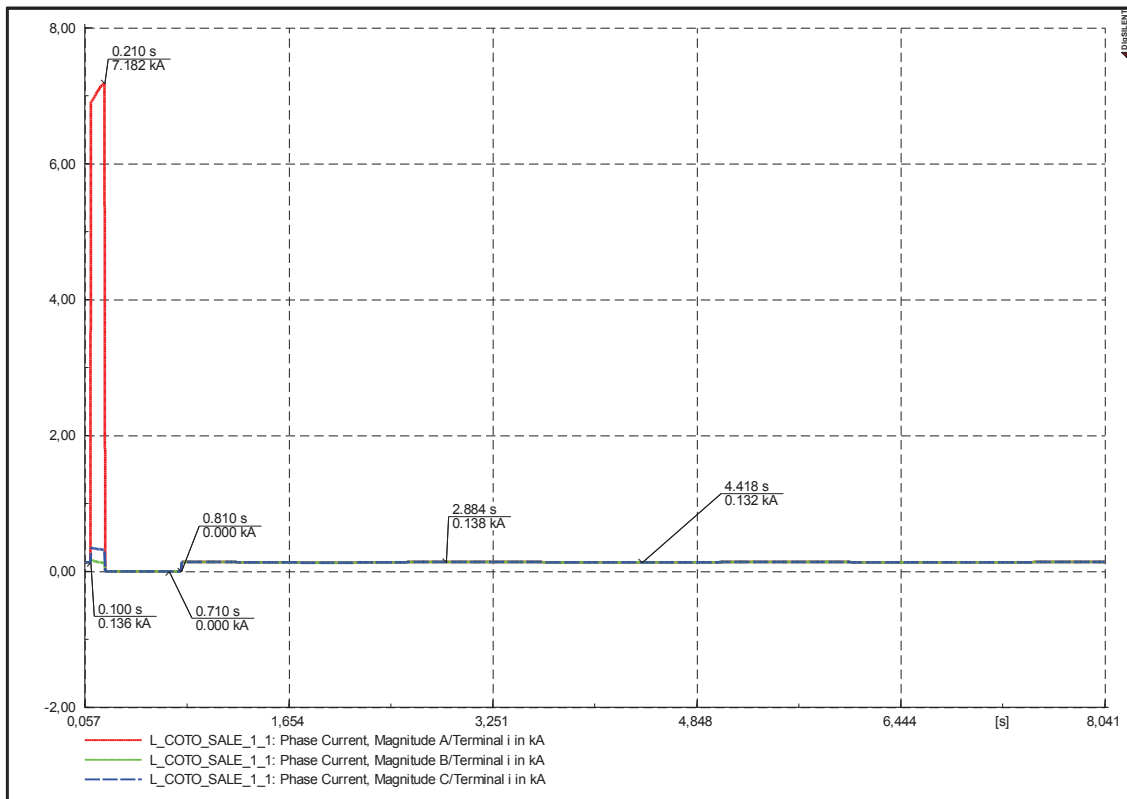
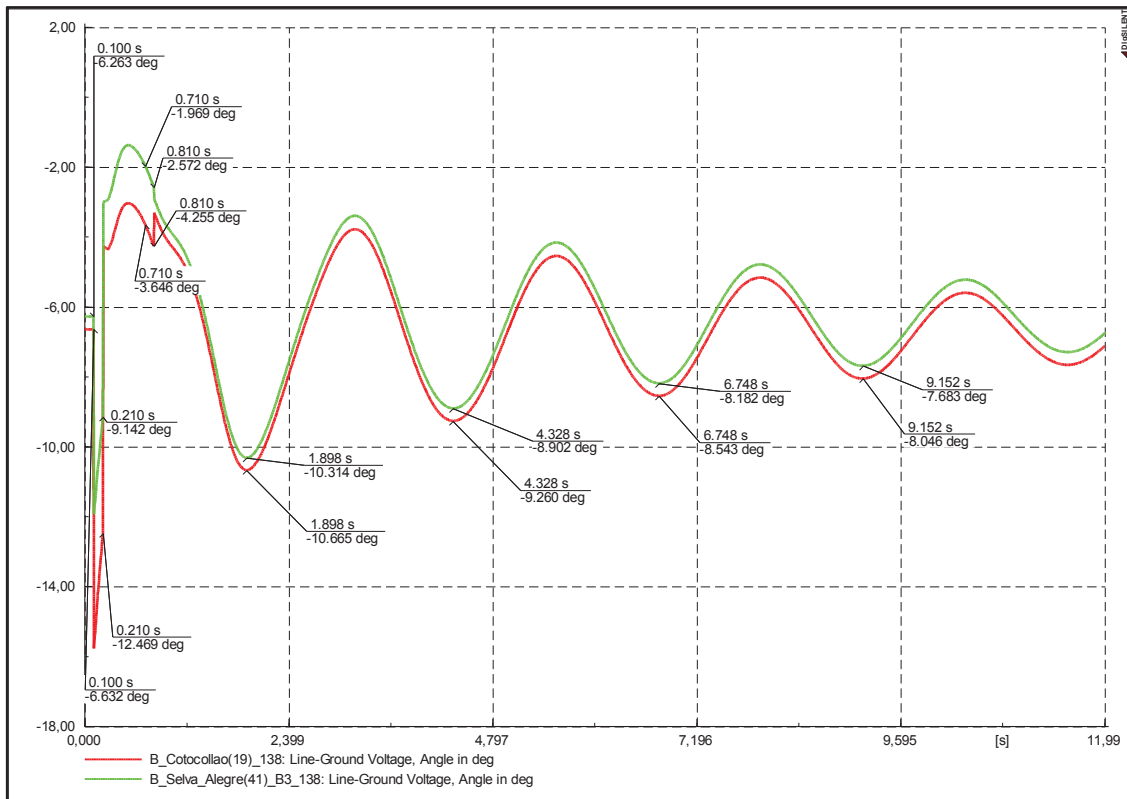
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

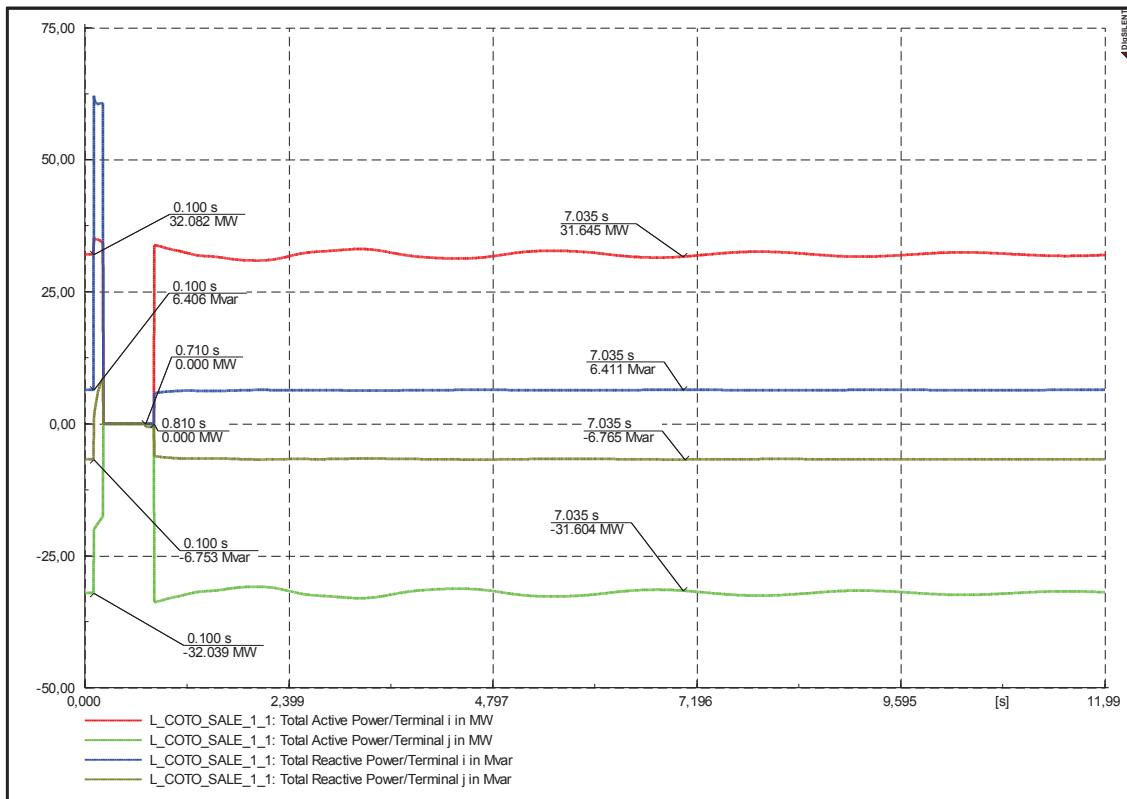
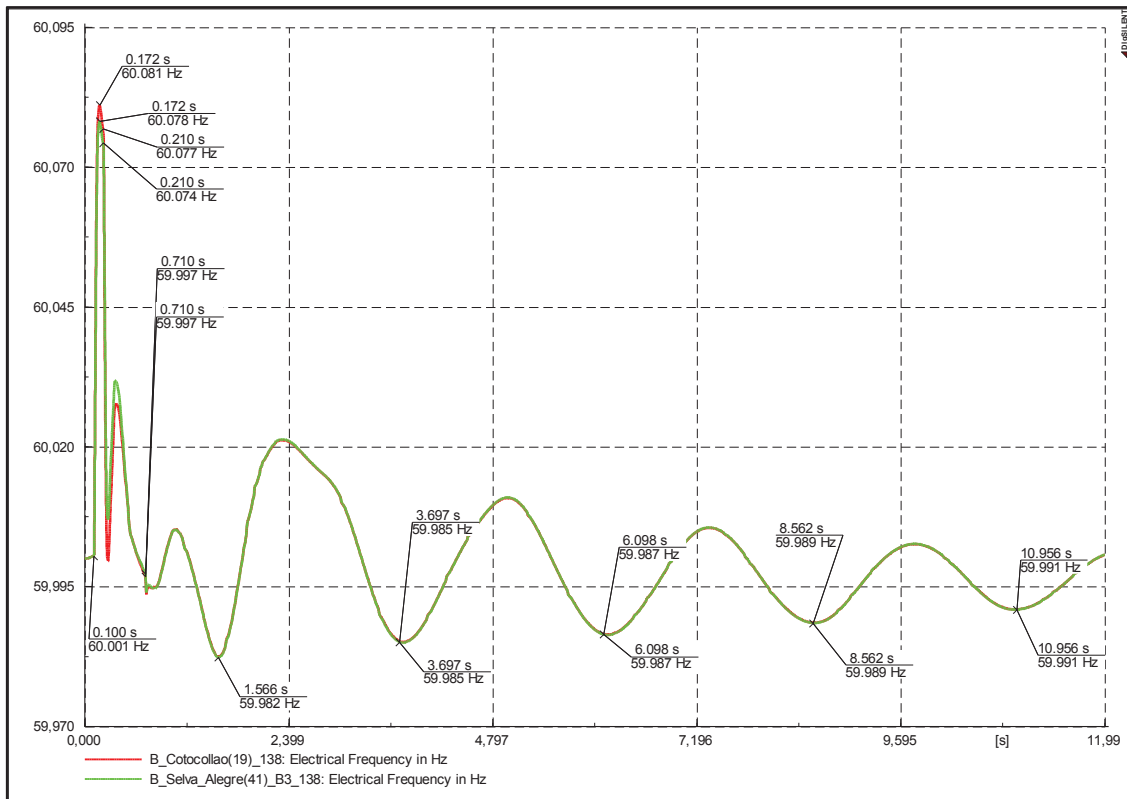




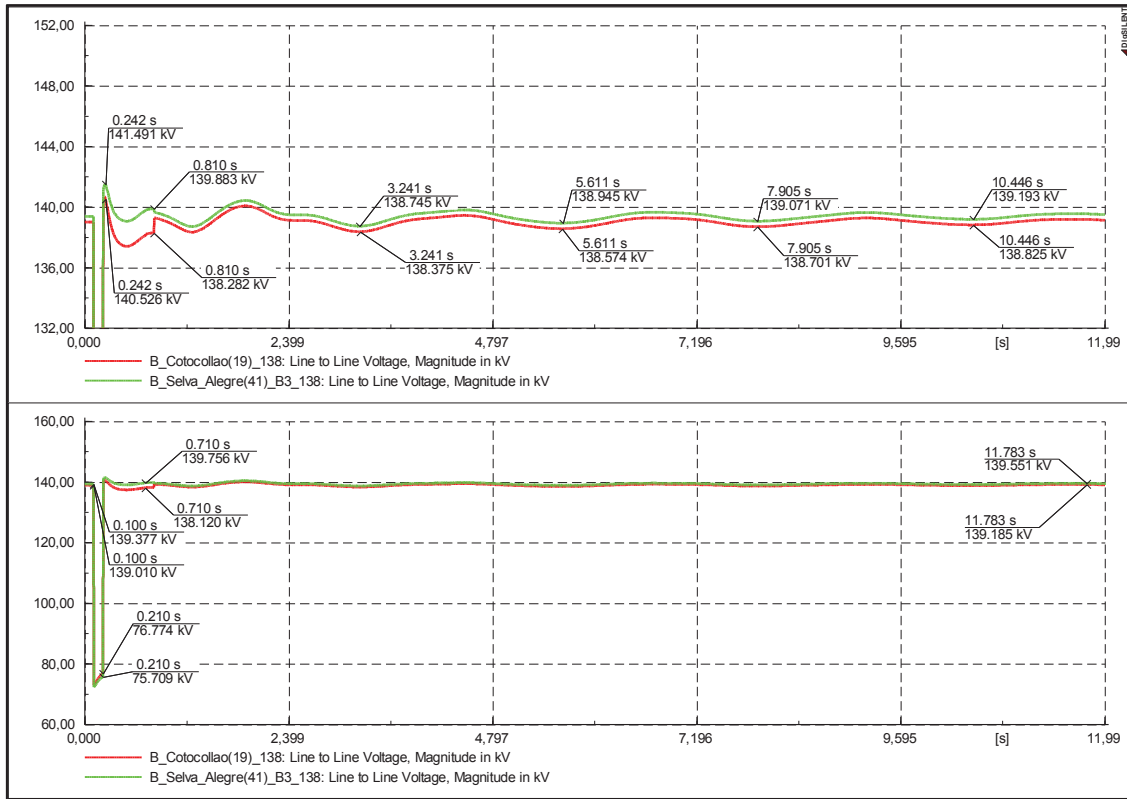


**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

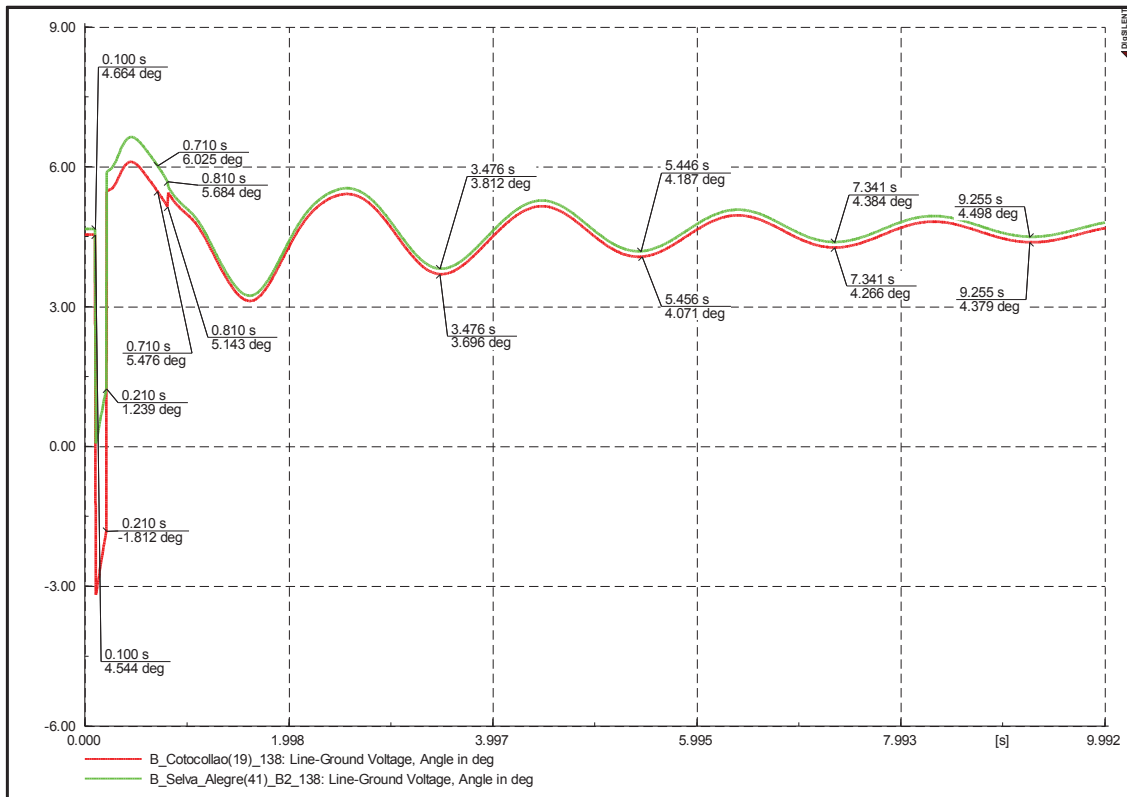


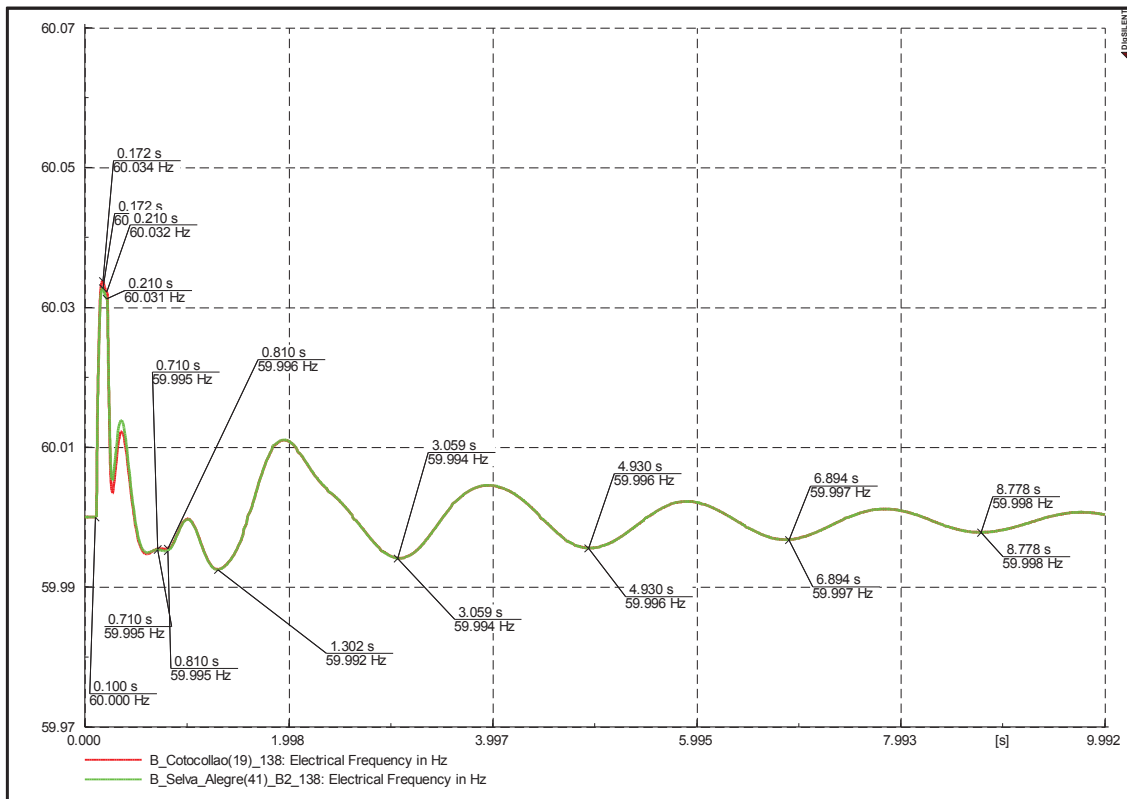
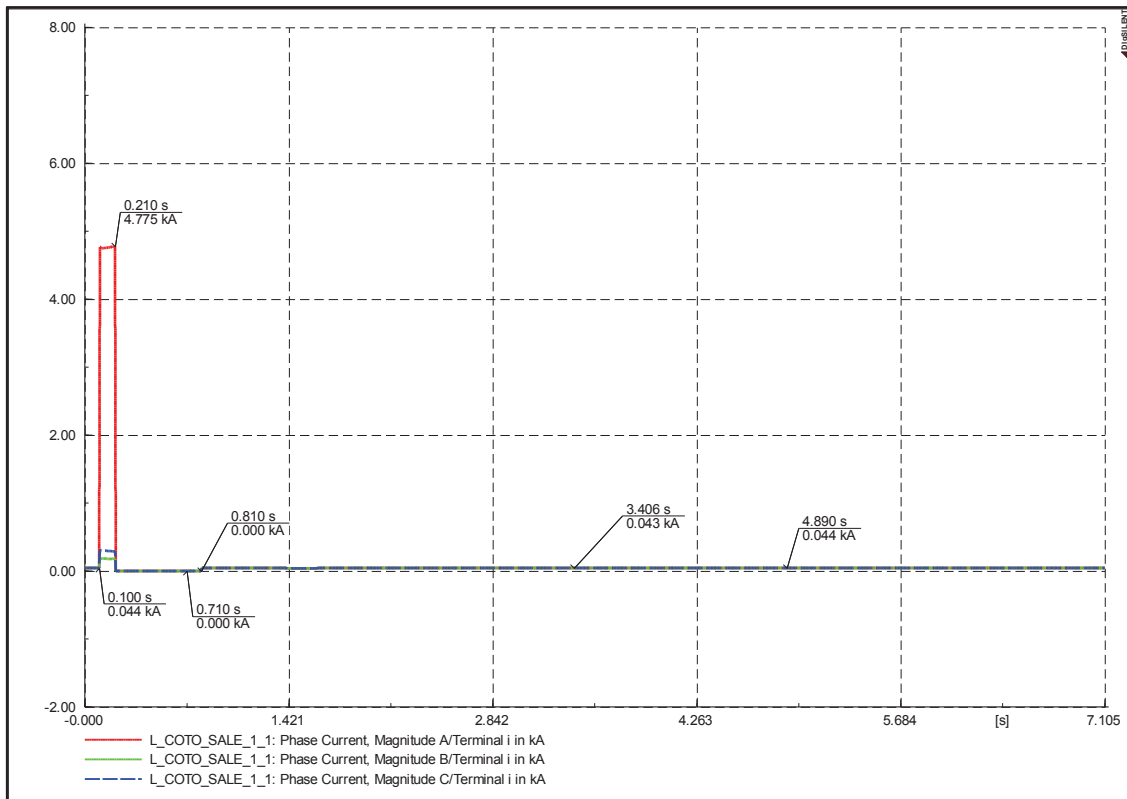


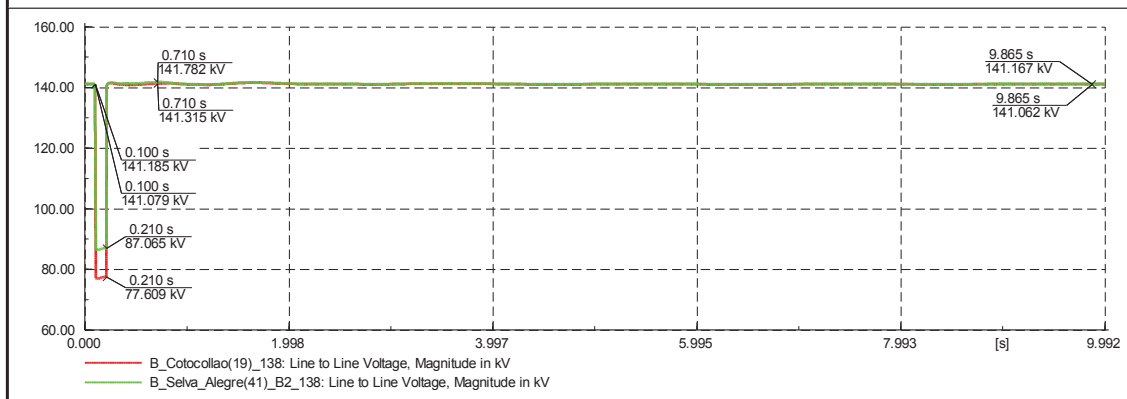
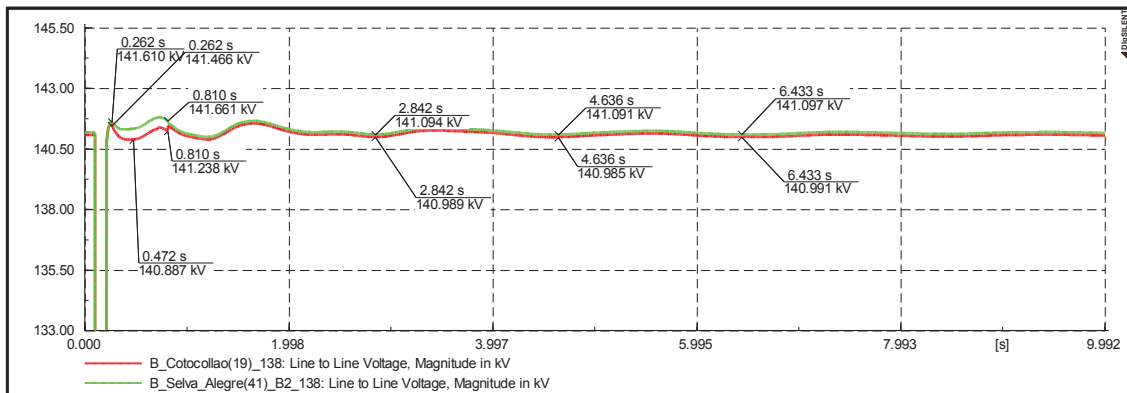
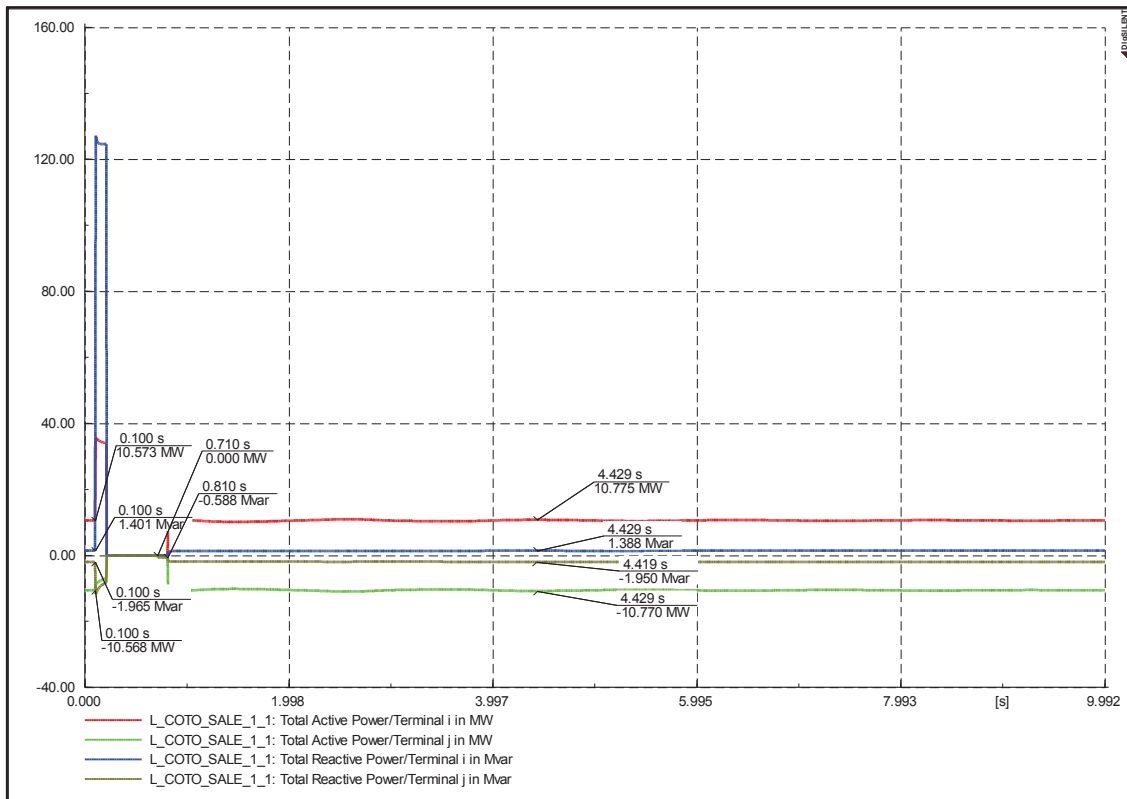




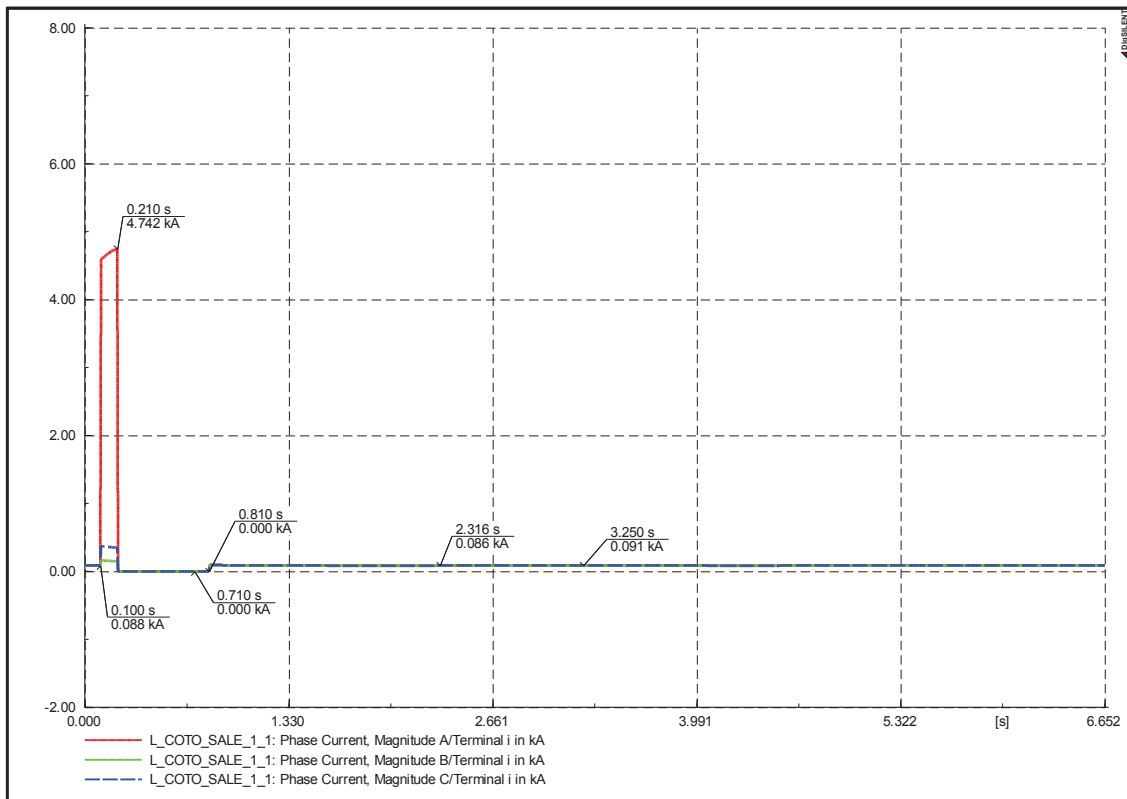
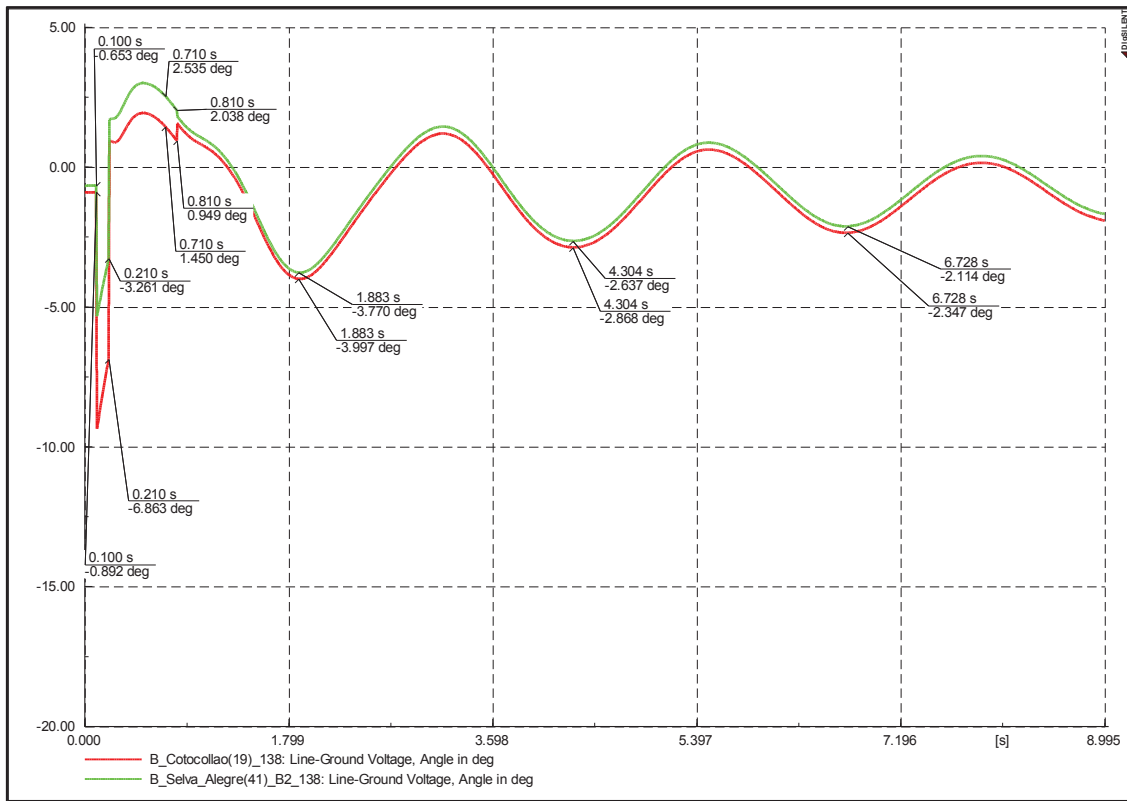
**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

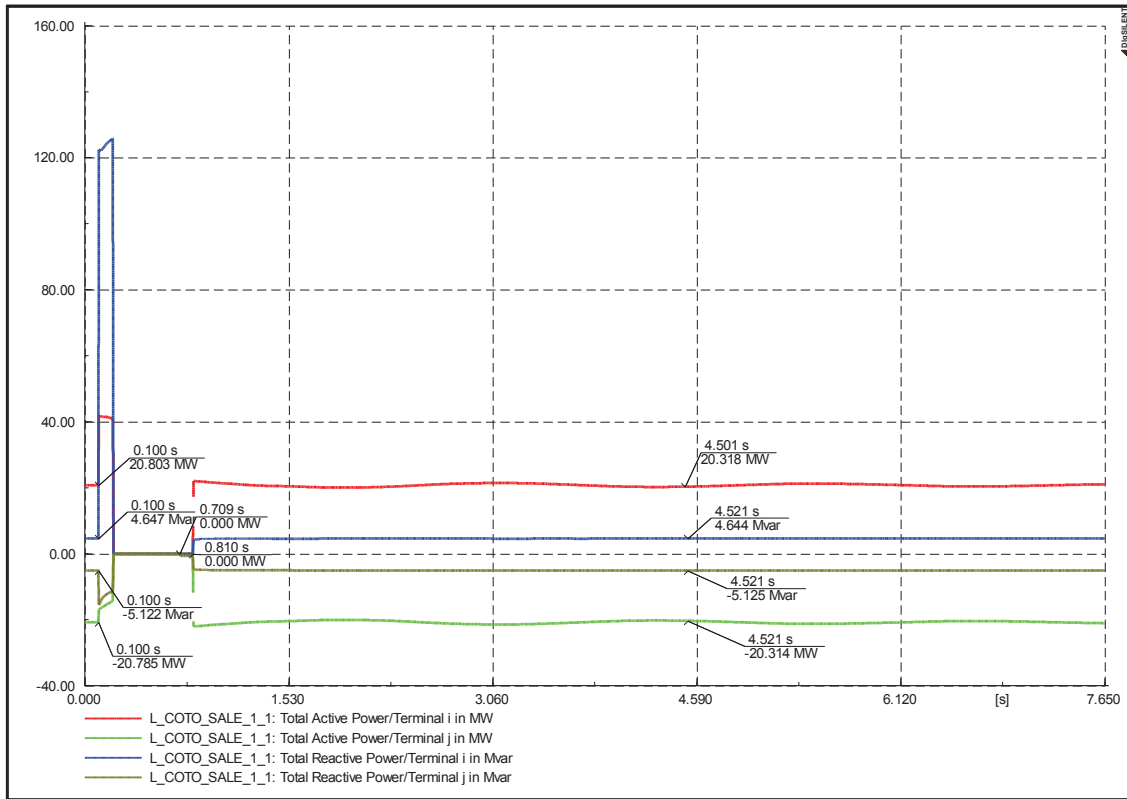
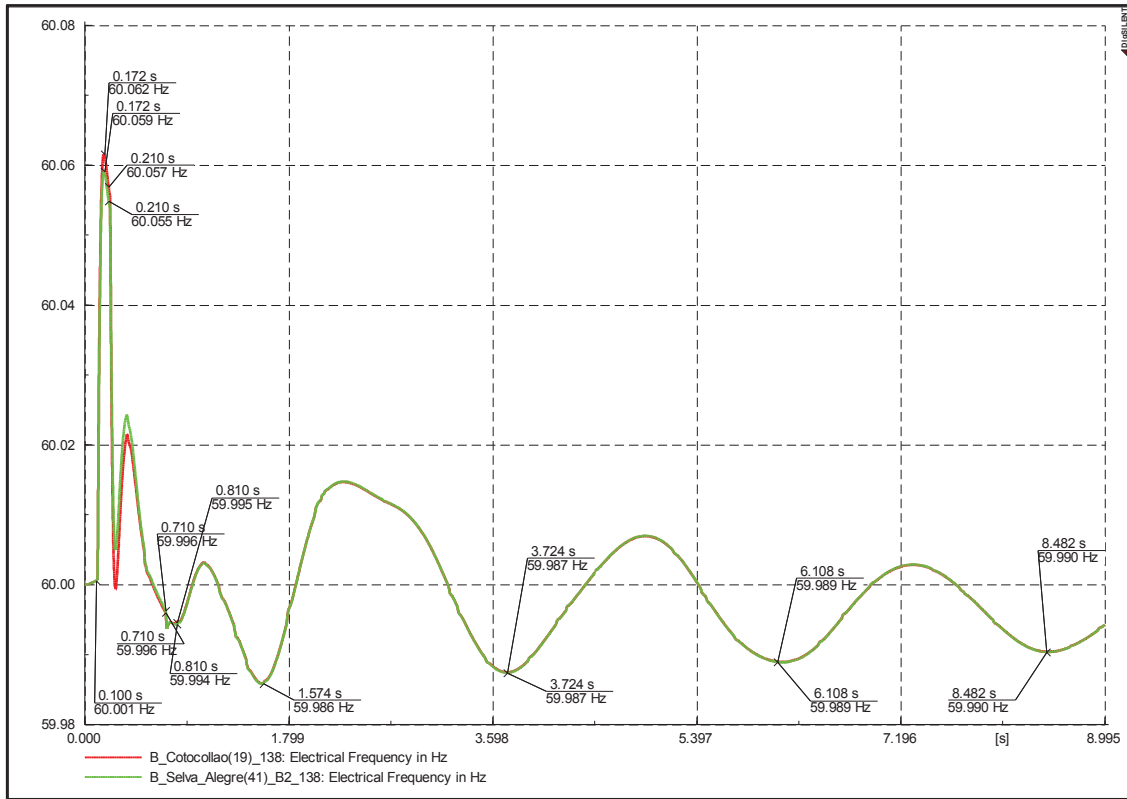


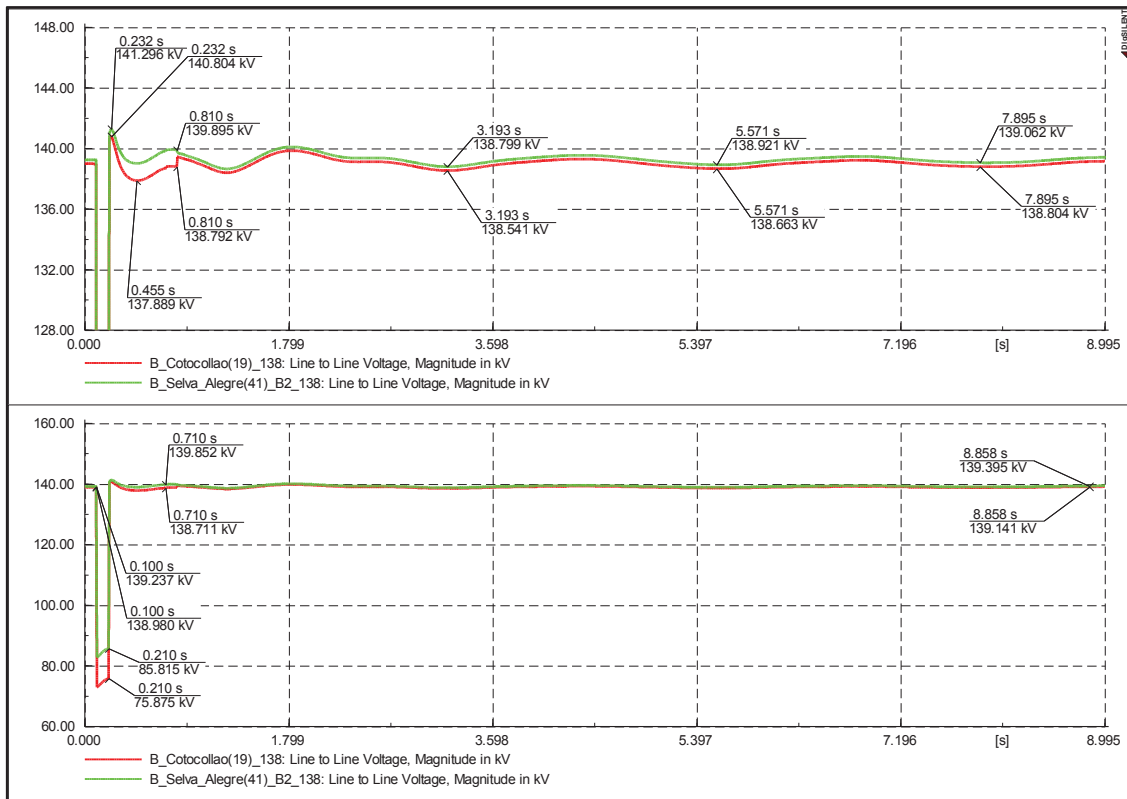




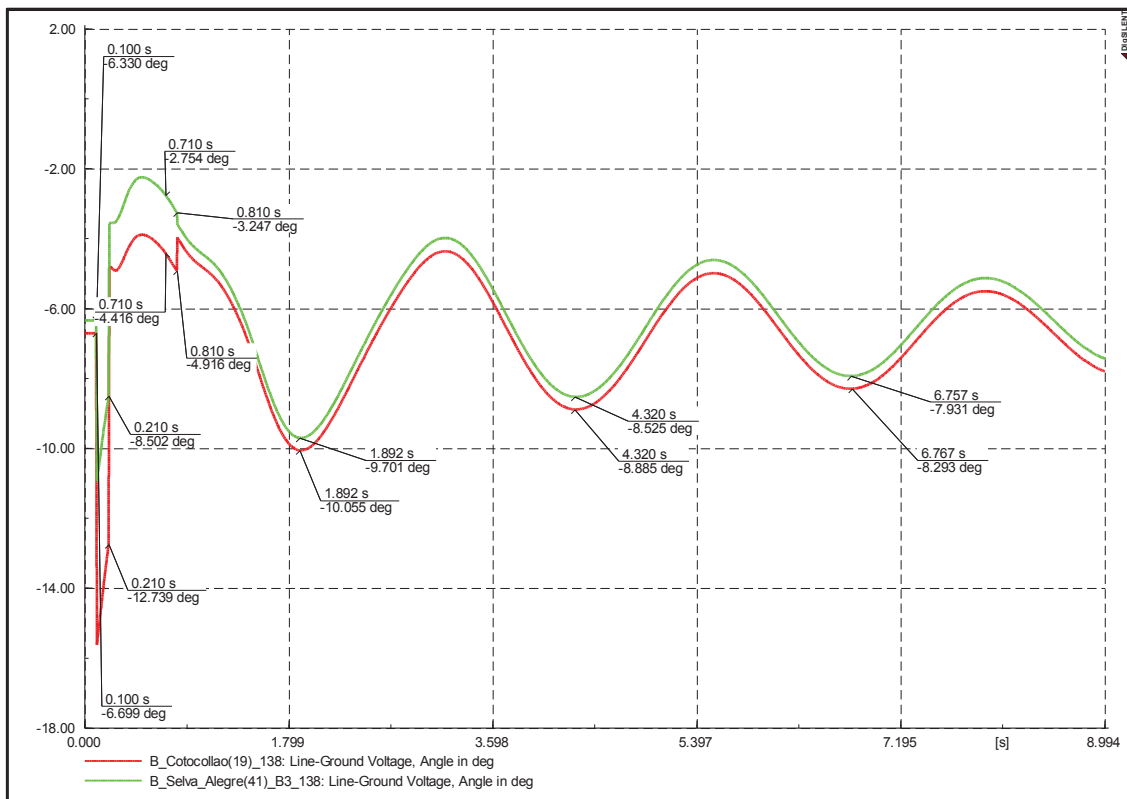
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

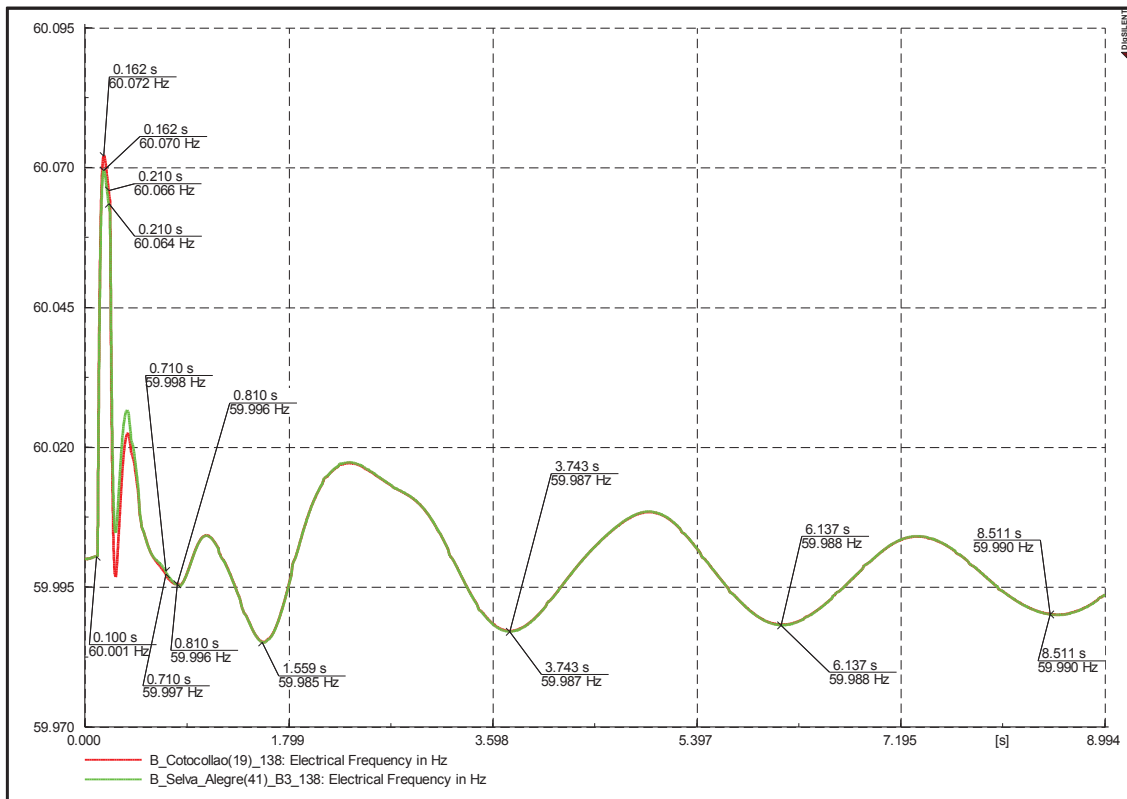
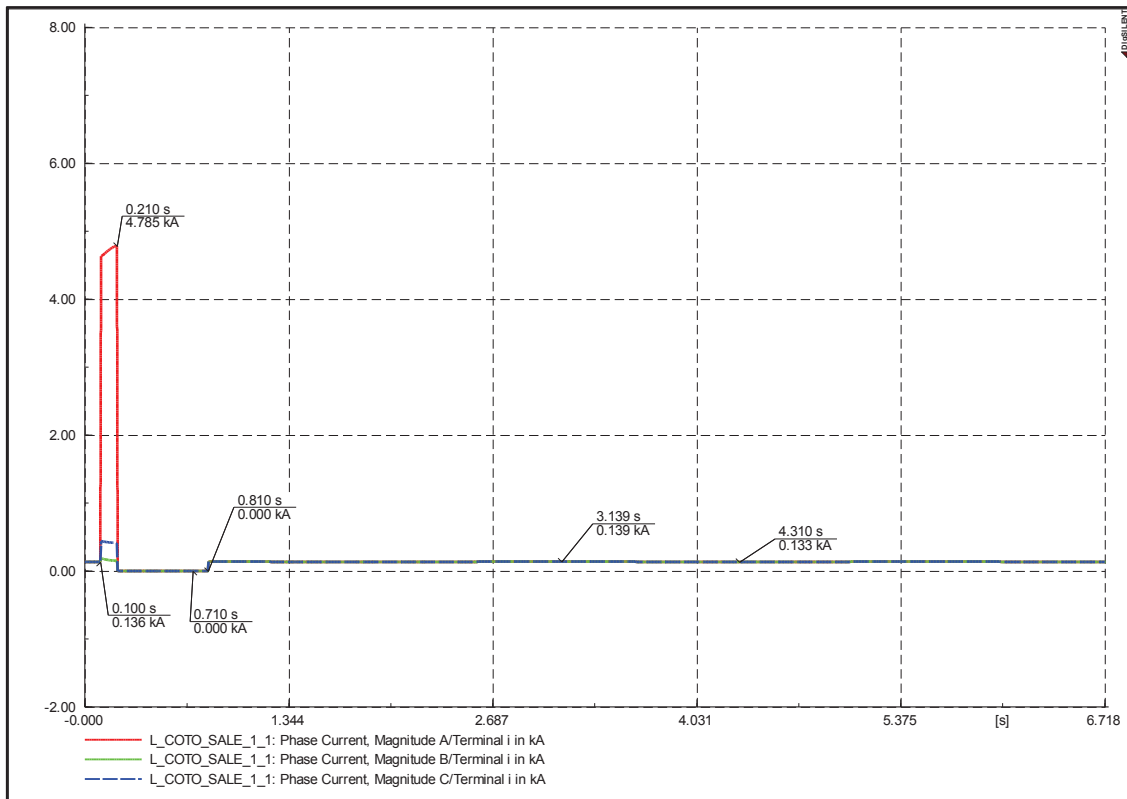


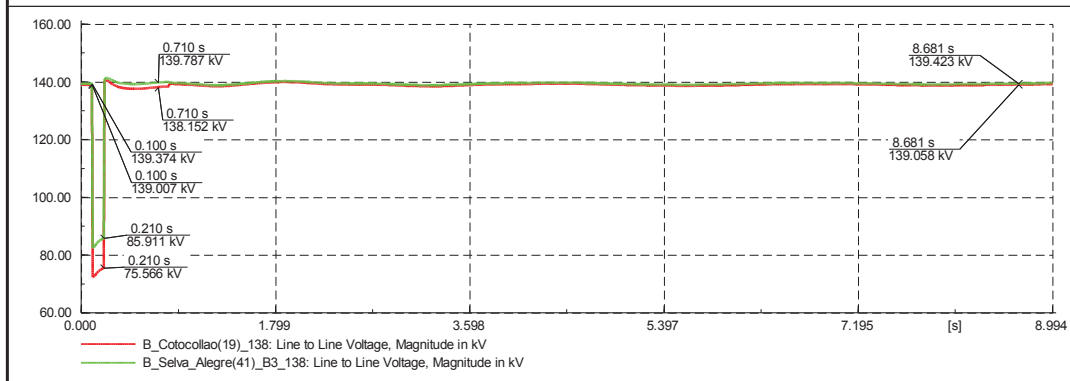
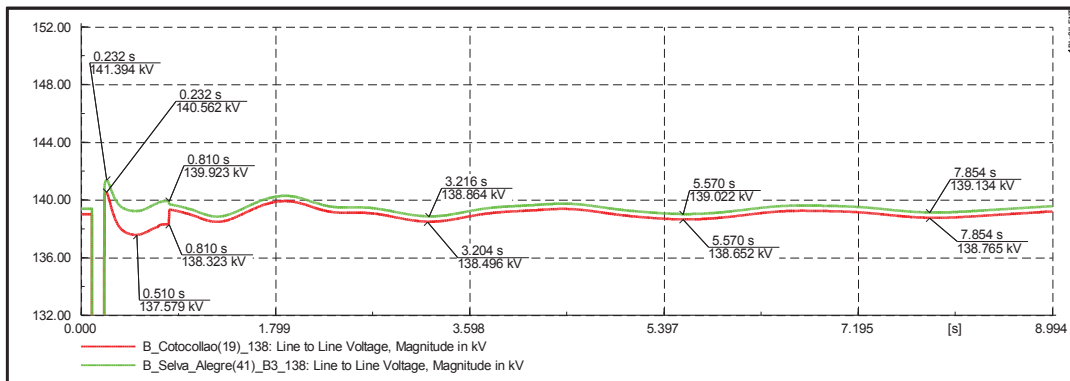
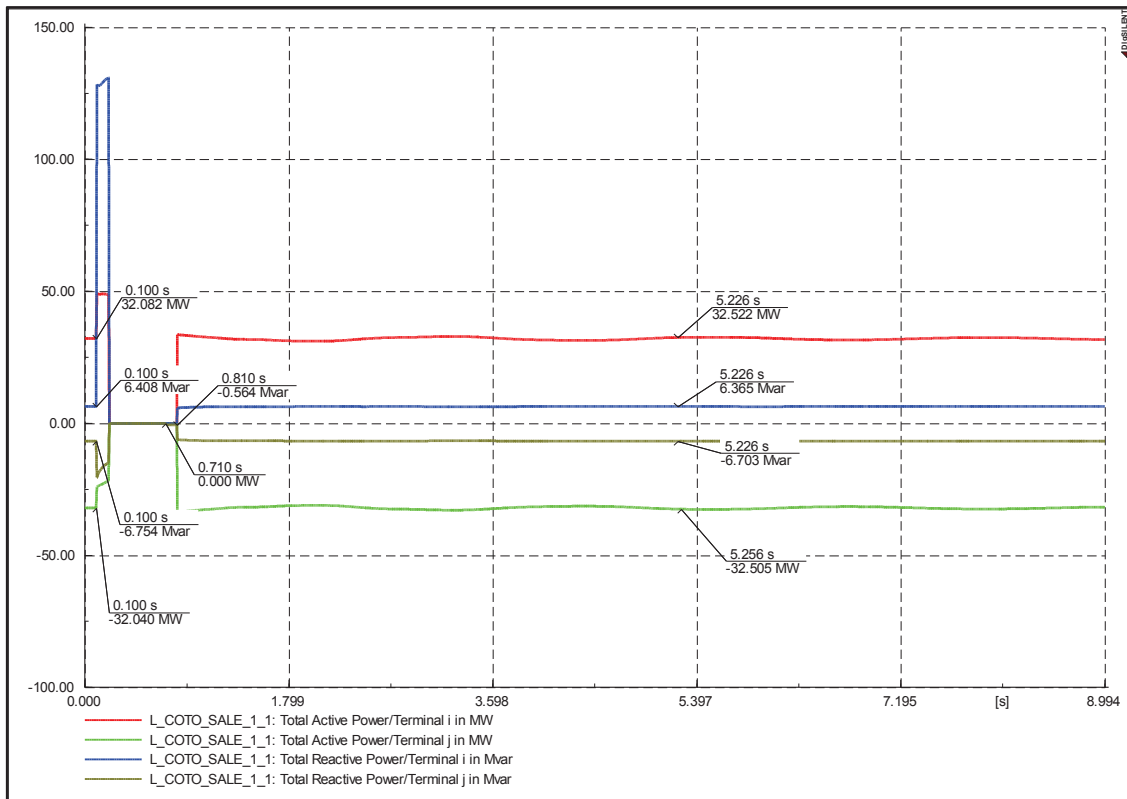




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**



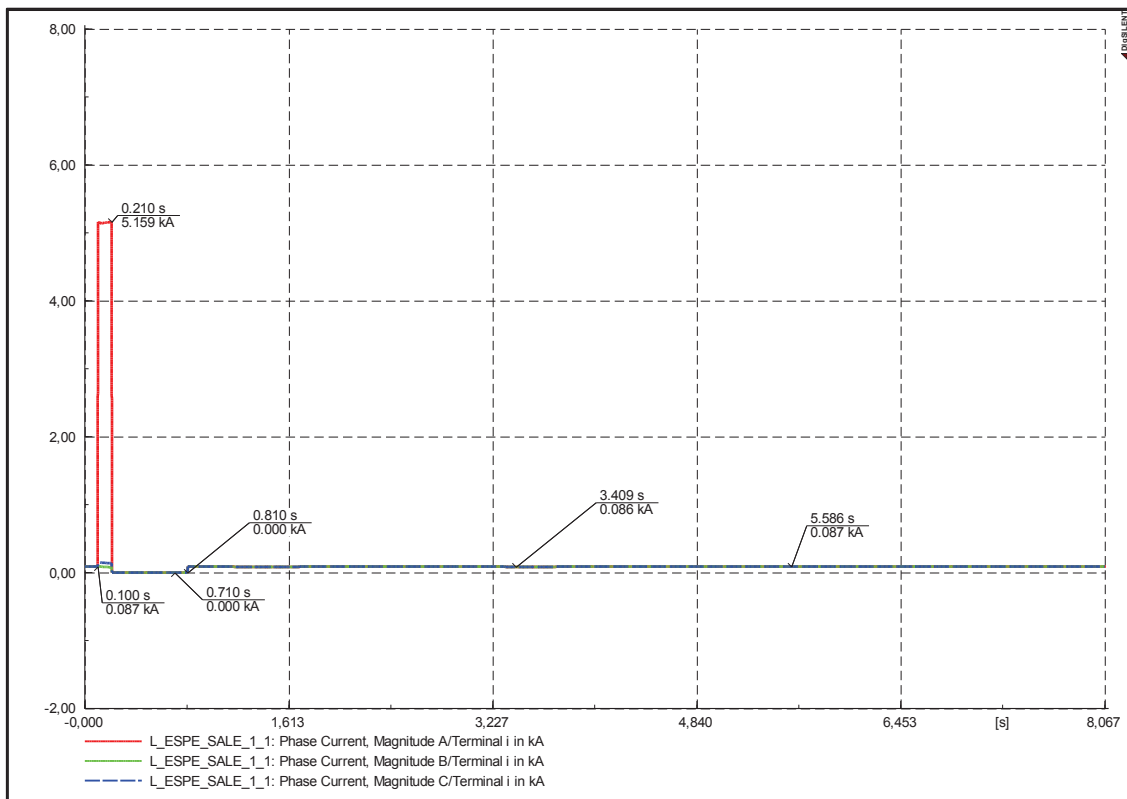
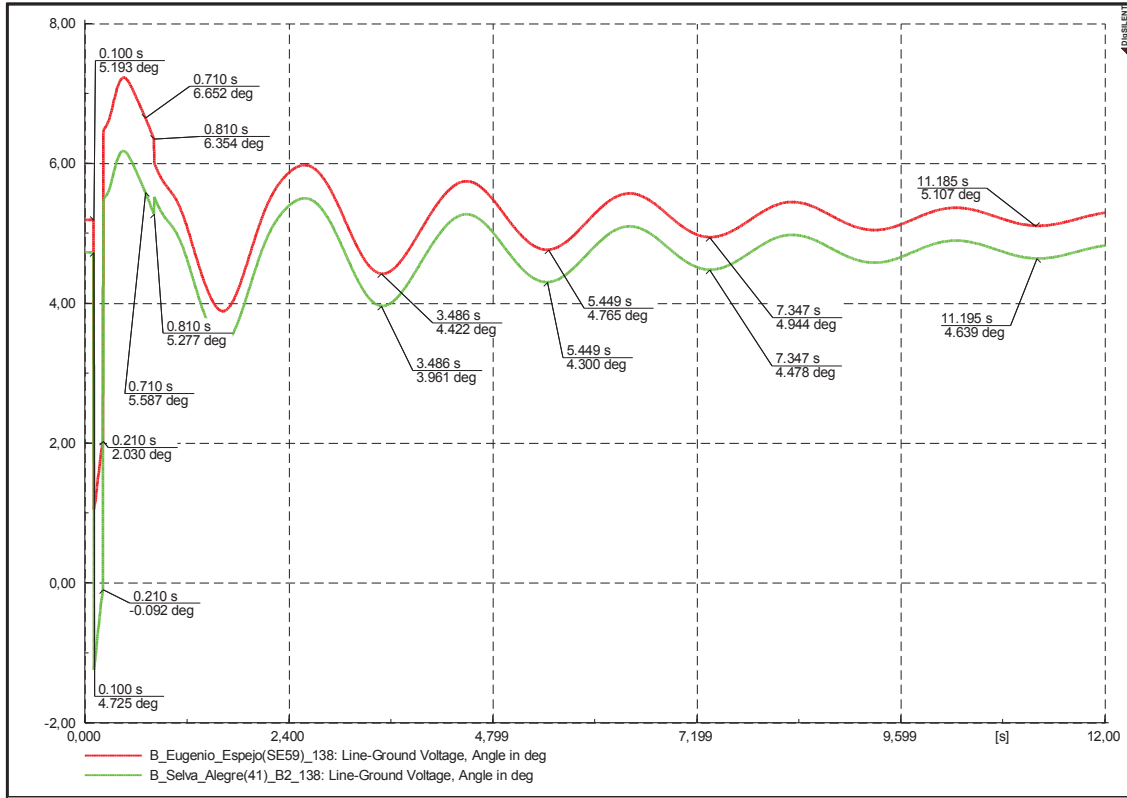


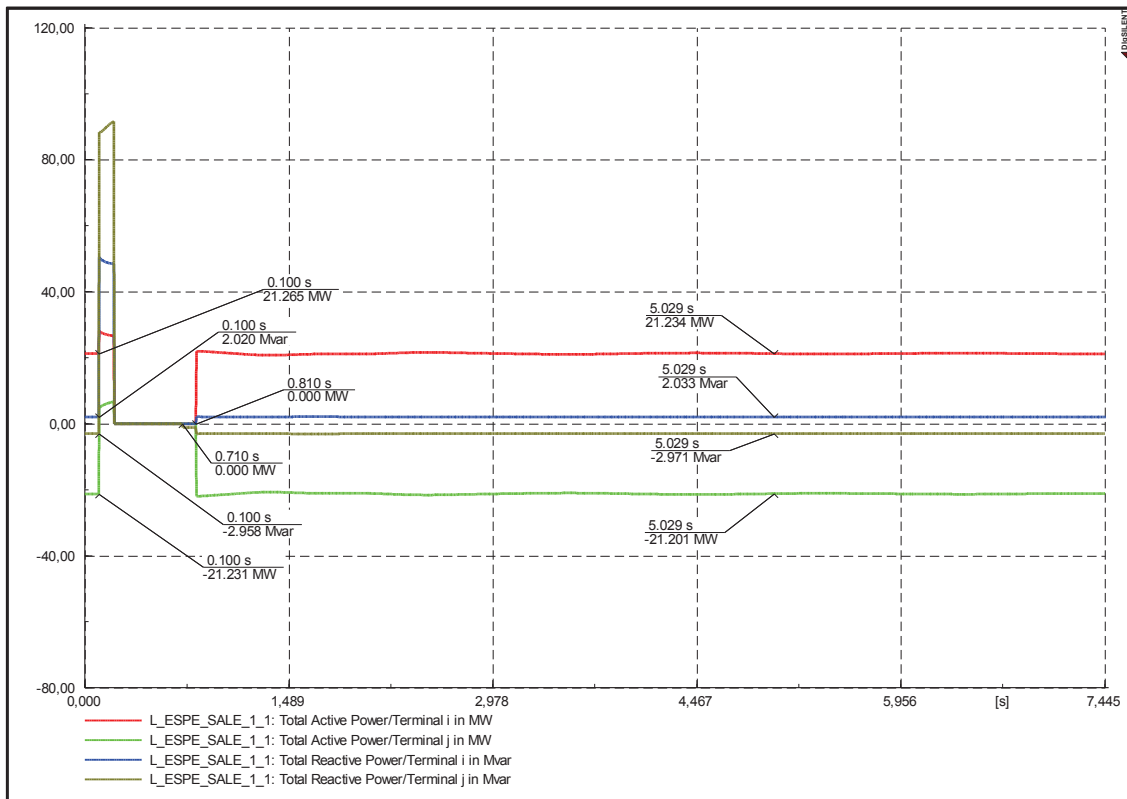
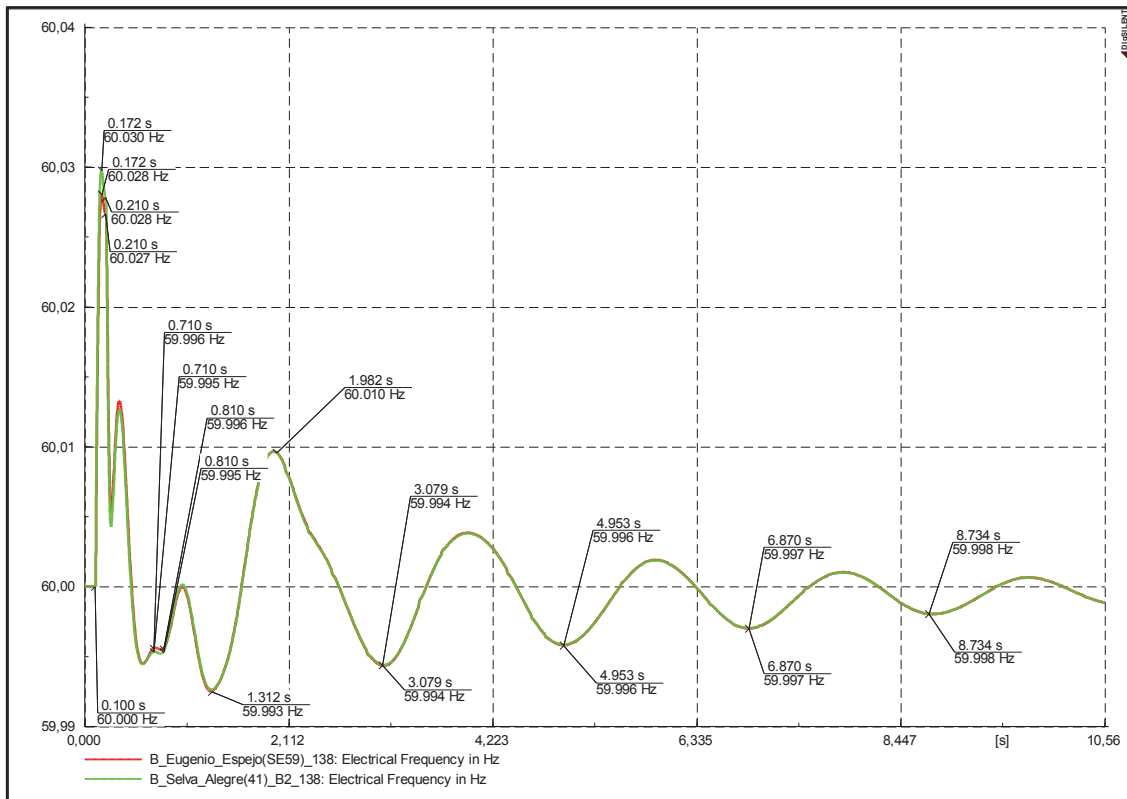


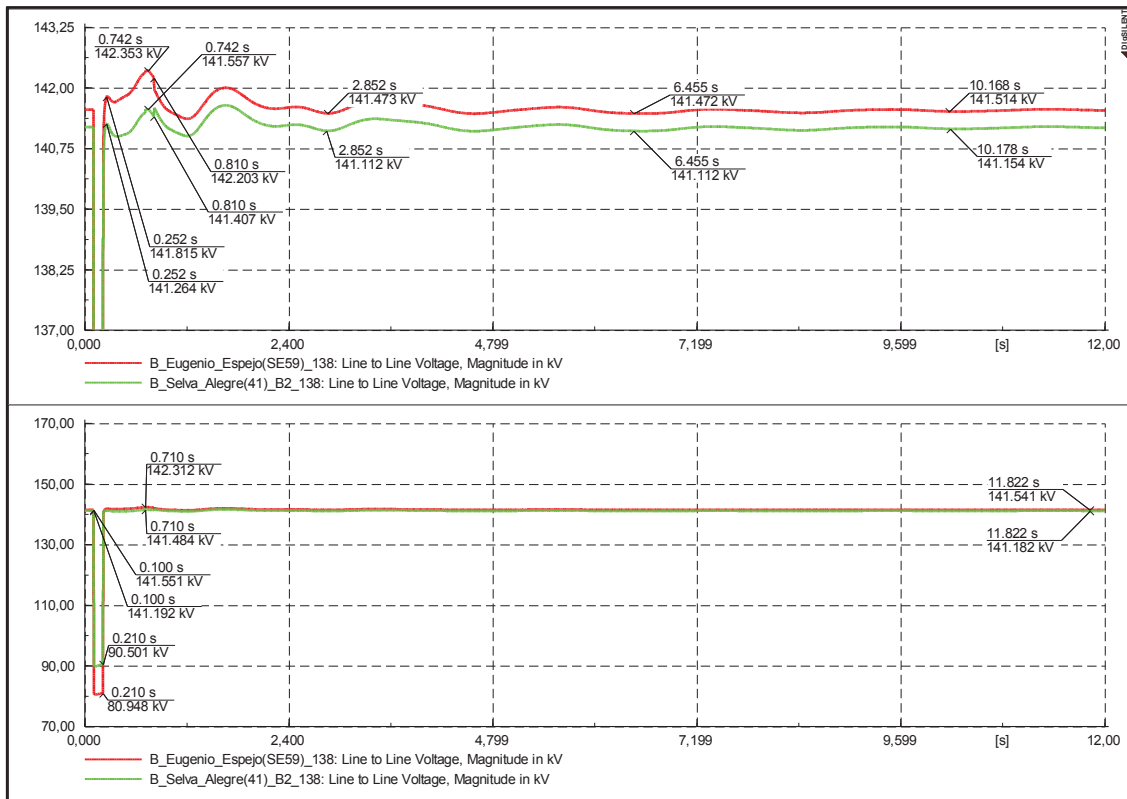
**Línea Selva Alegre – Eugenio Espejo**



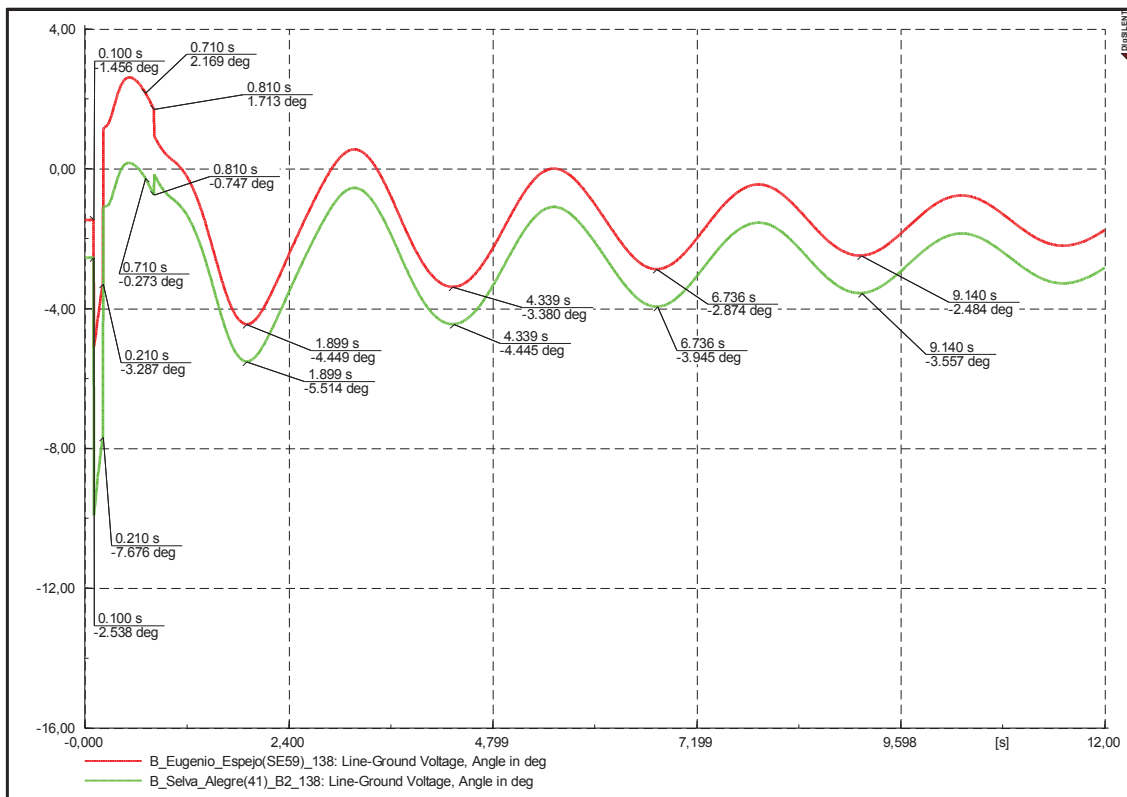
**Demanda mínima y falla al 15% de la longitud de la Línea**

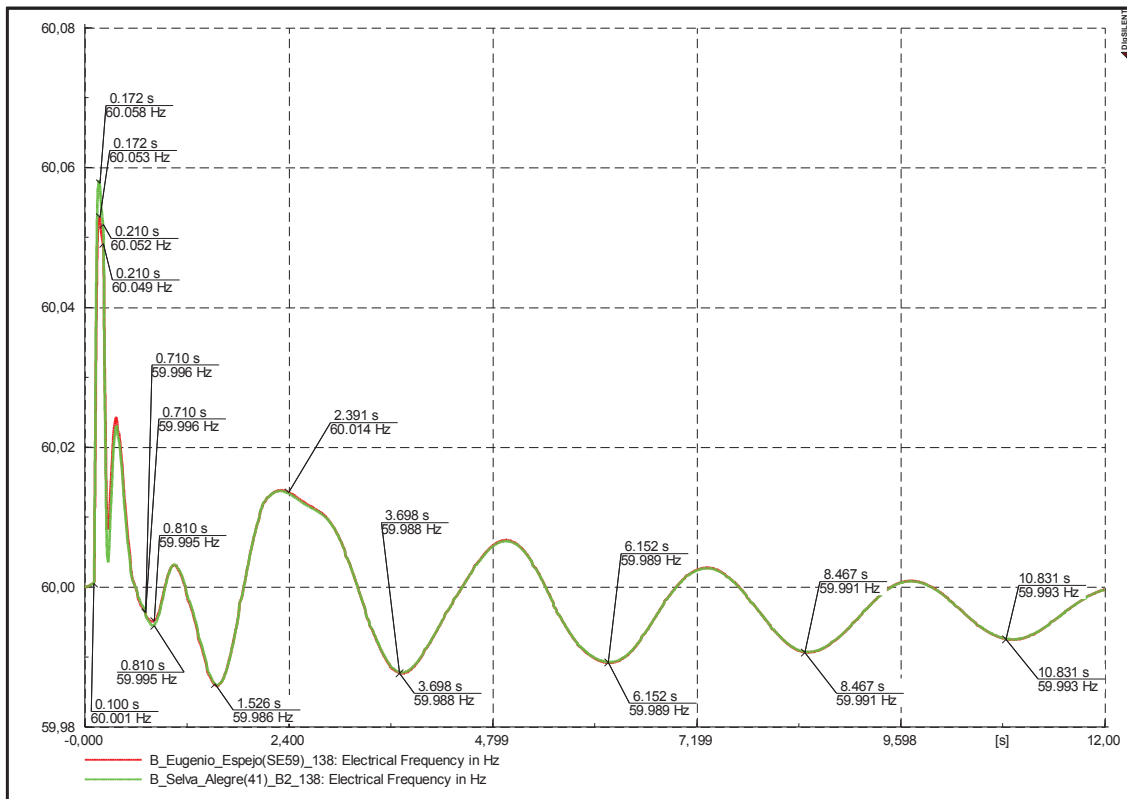
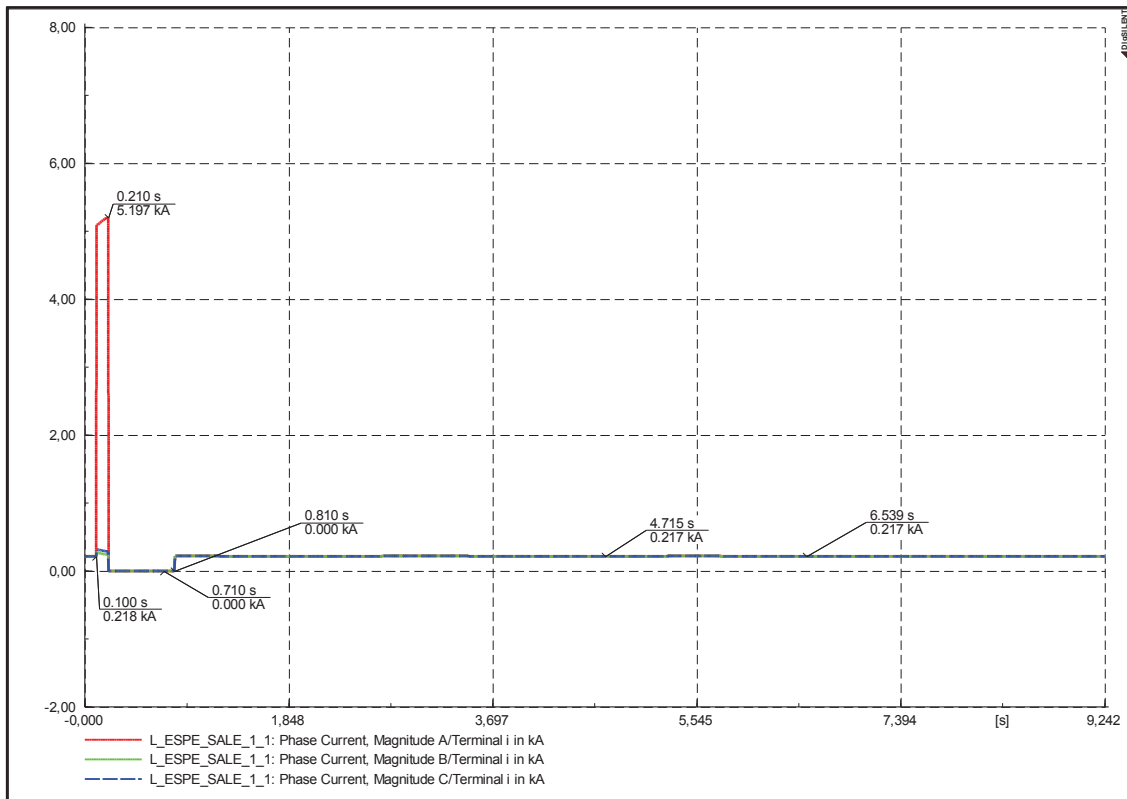


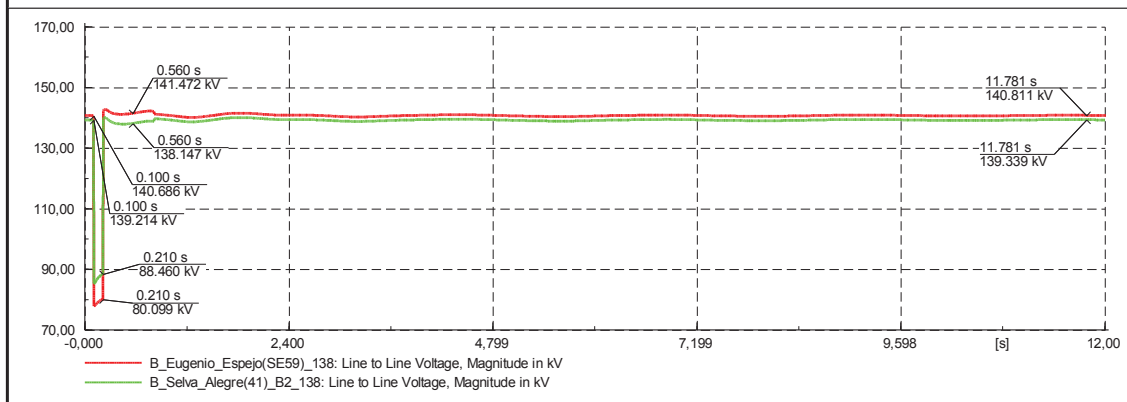
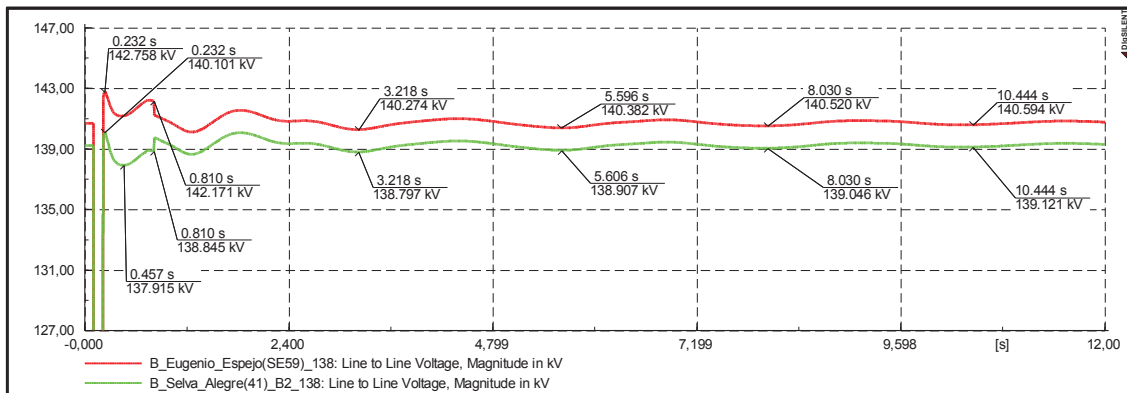
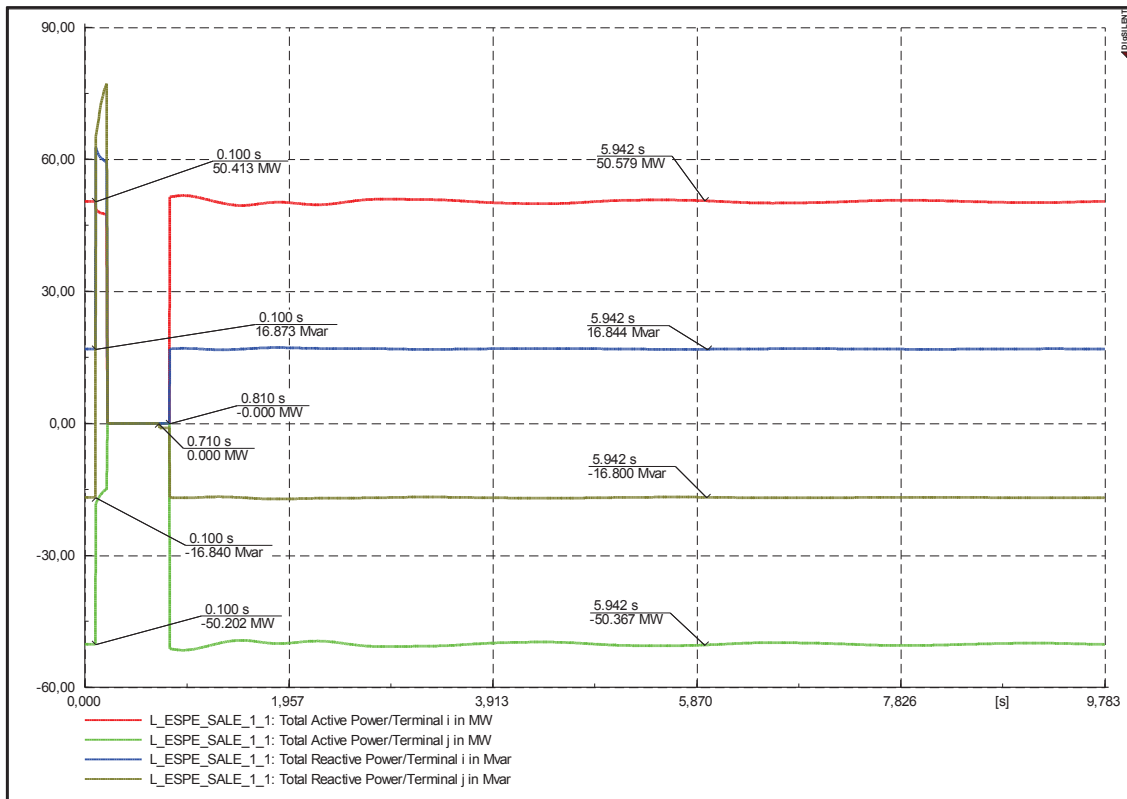




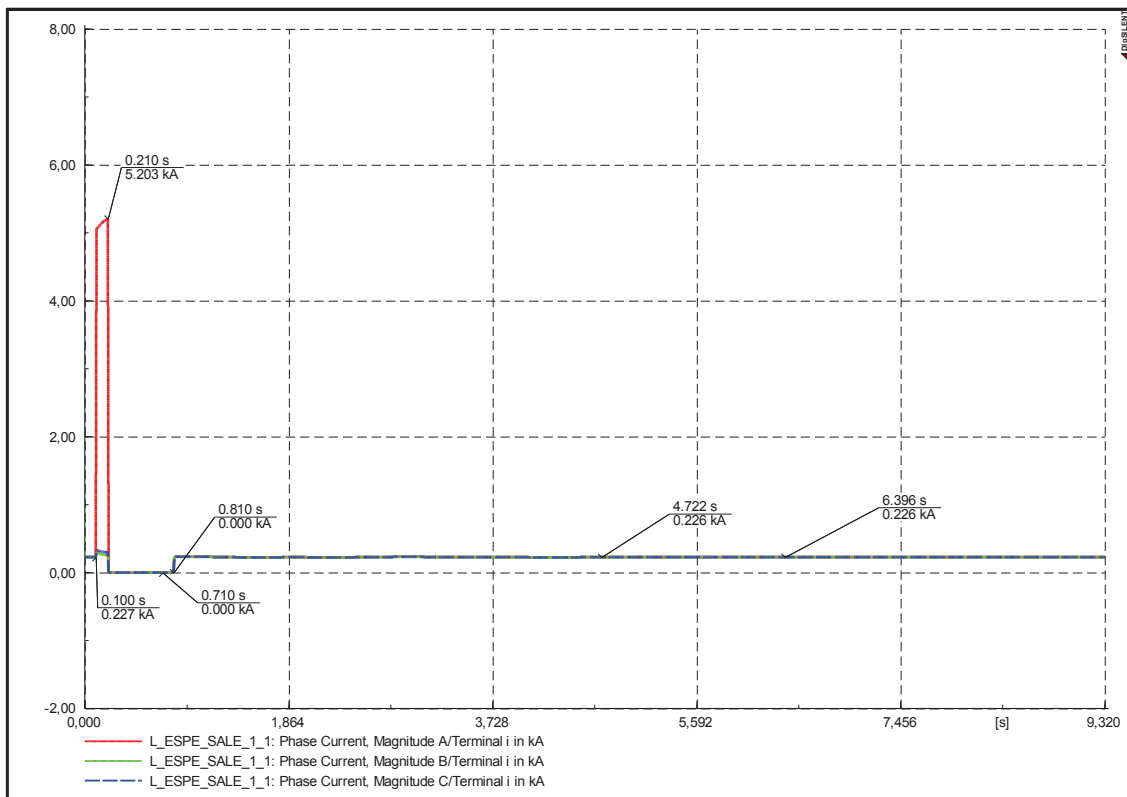
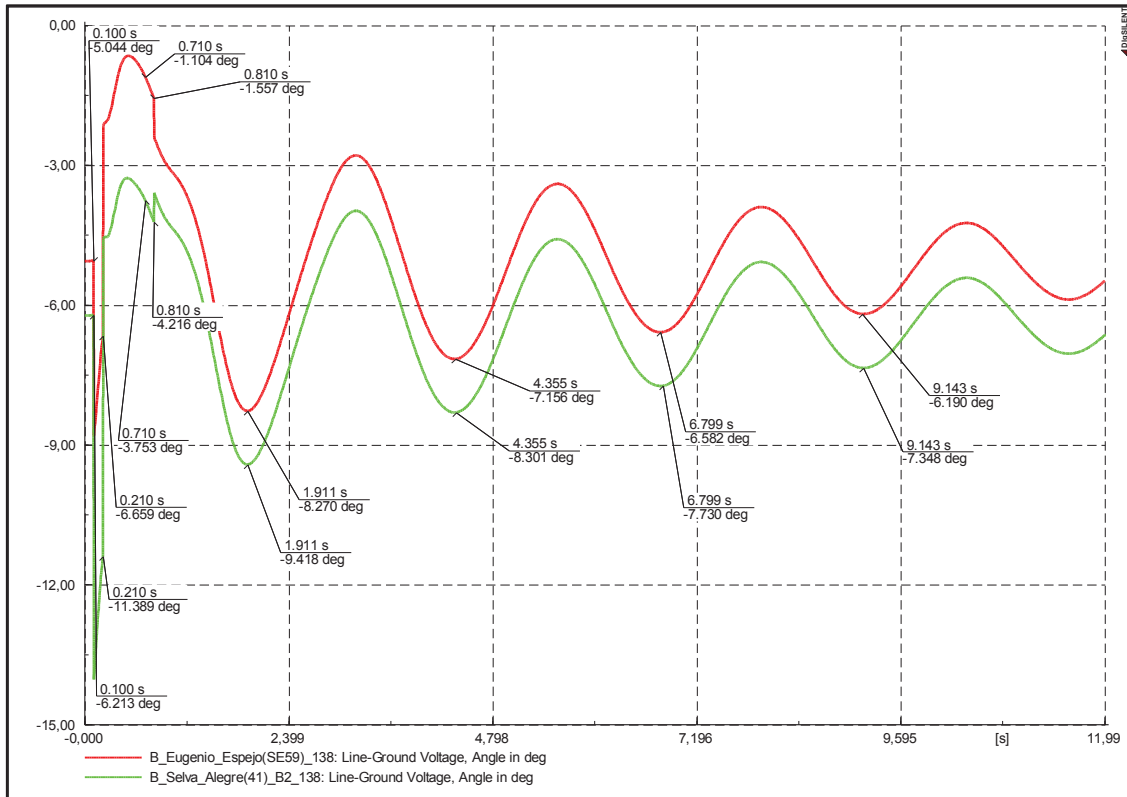
**Demanda media y falla al 15% de la longitud de la Línea**

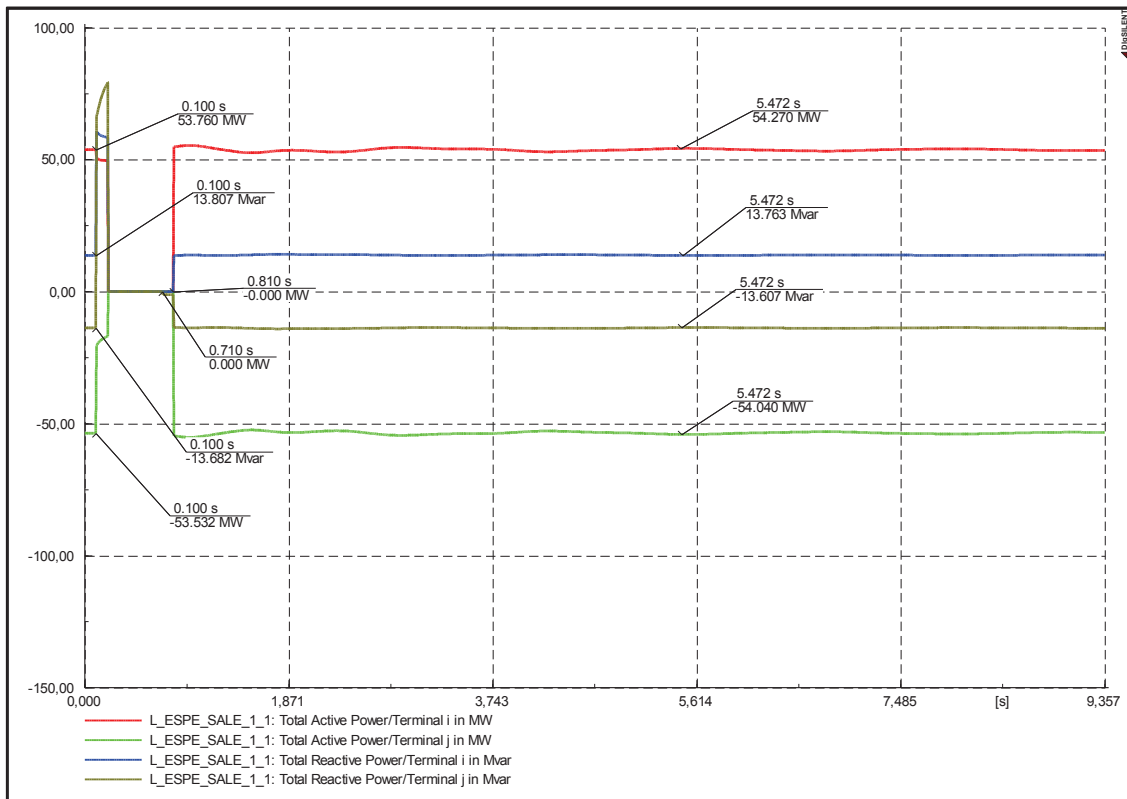
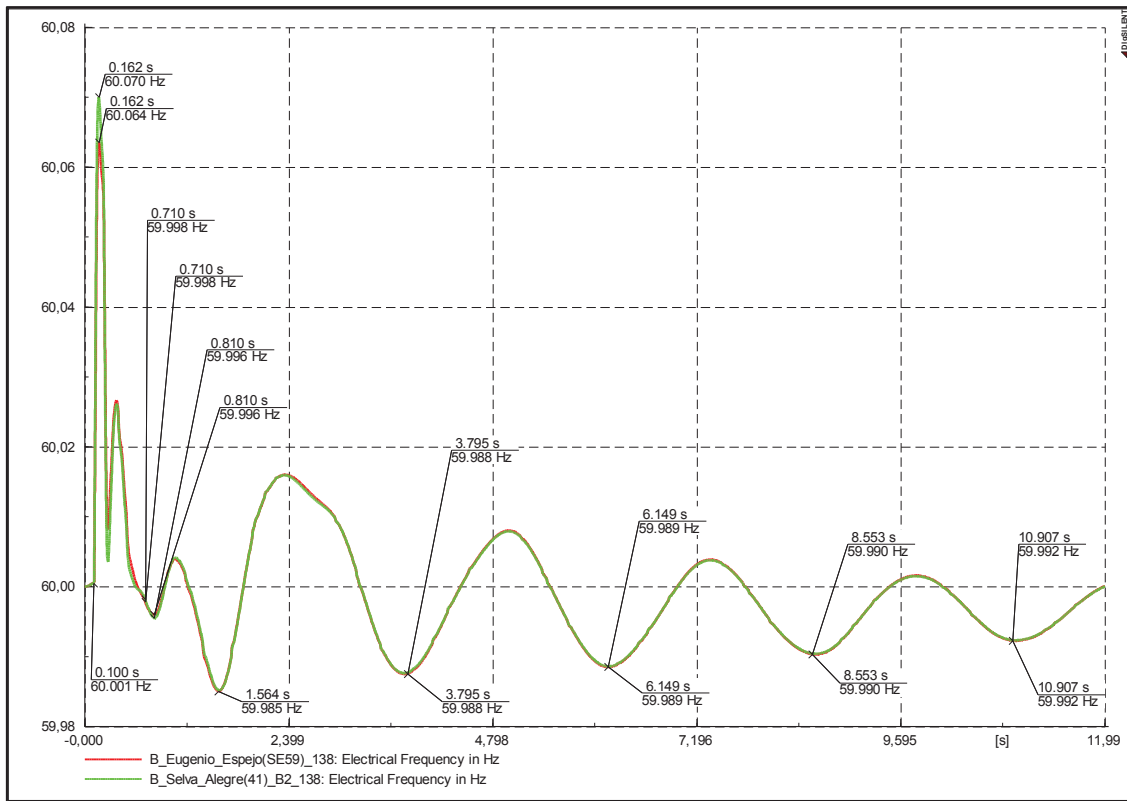


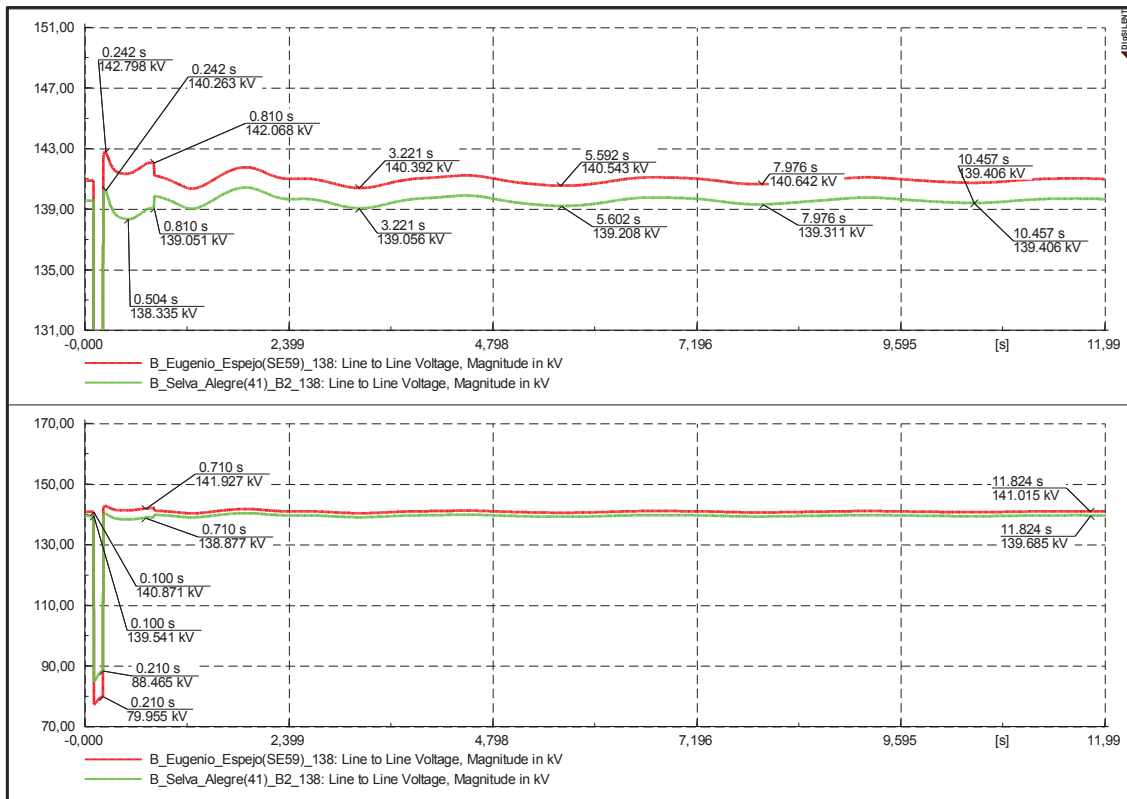




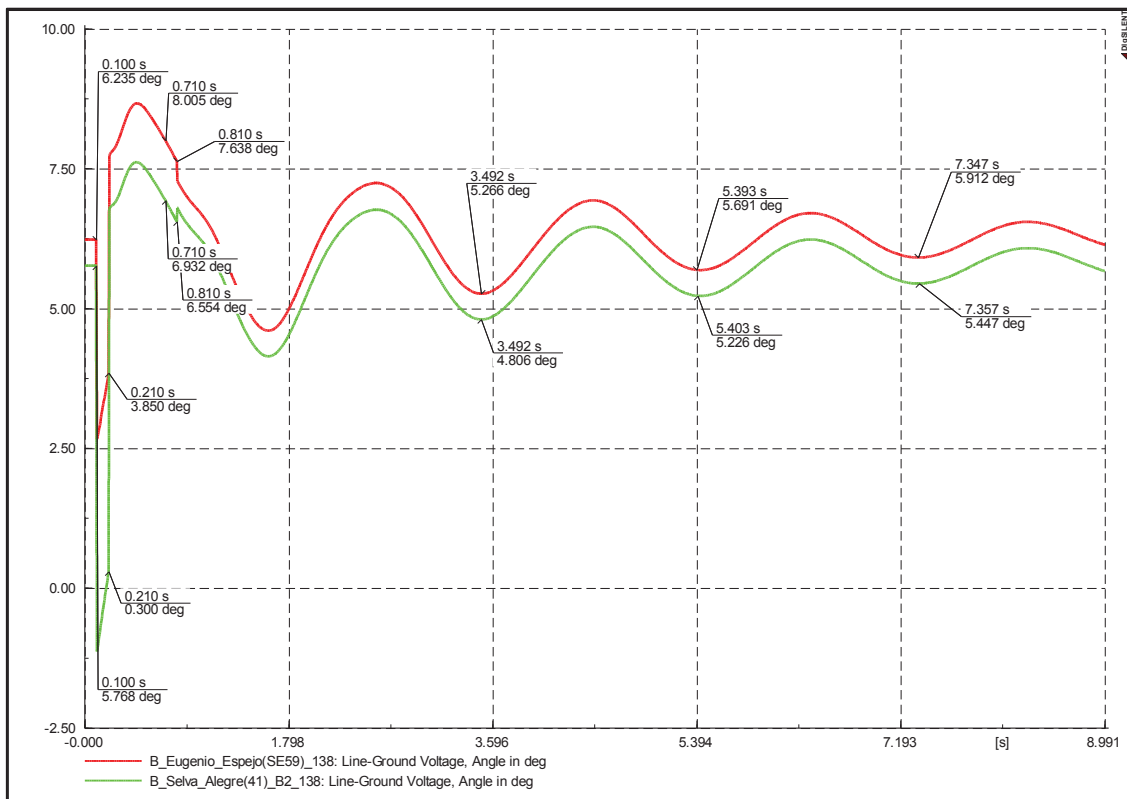
**Demanda máxima y falla al 15% de la longitud de la Línea**



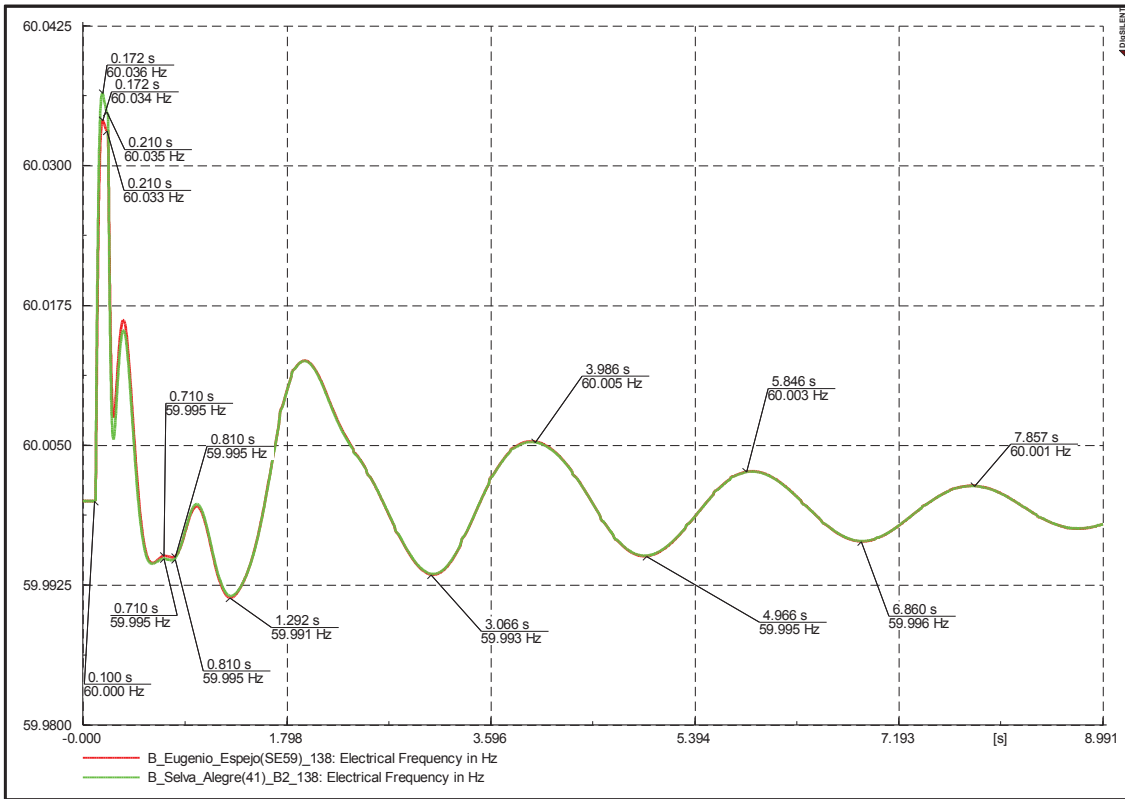
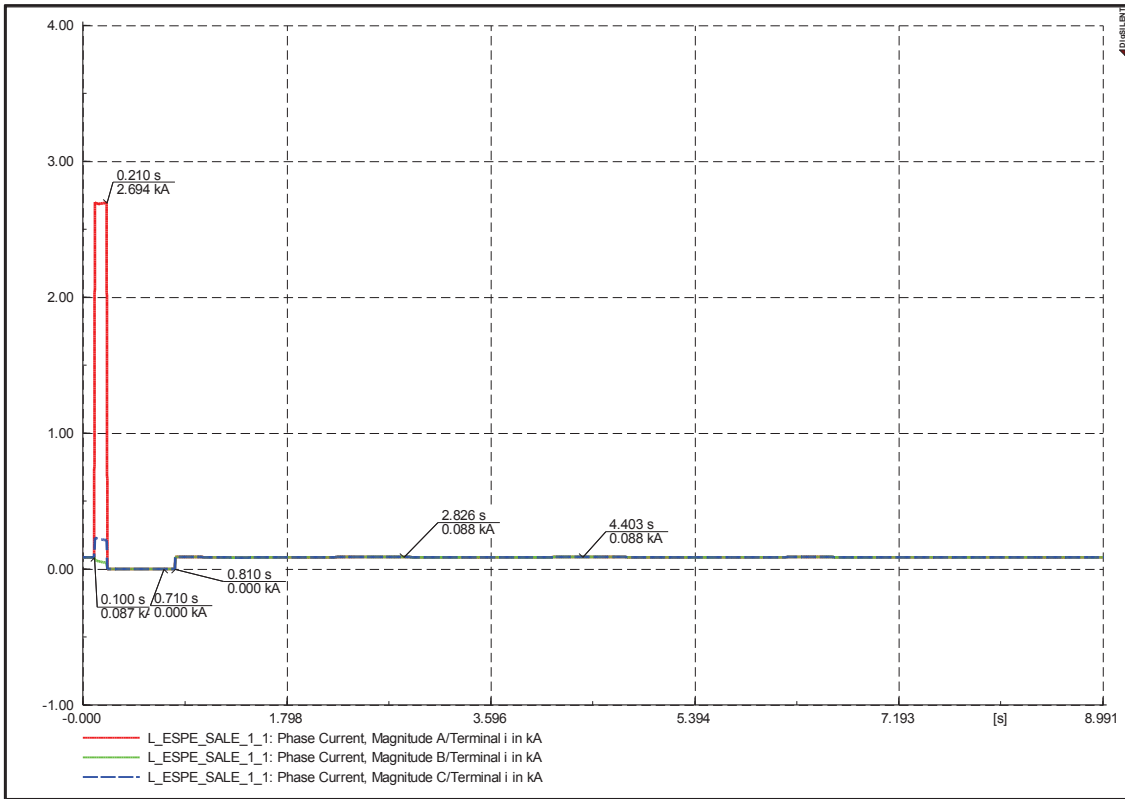


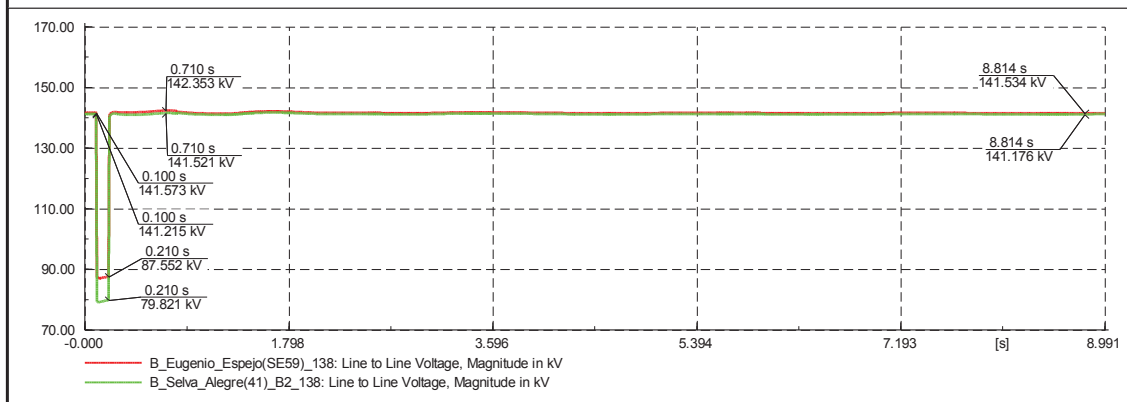
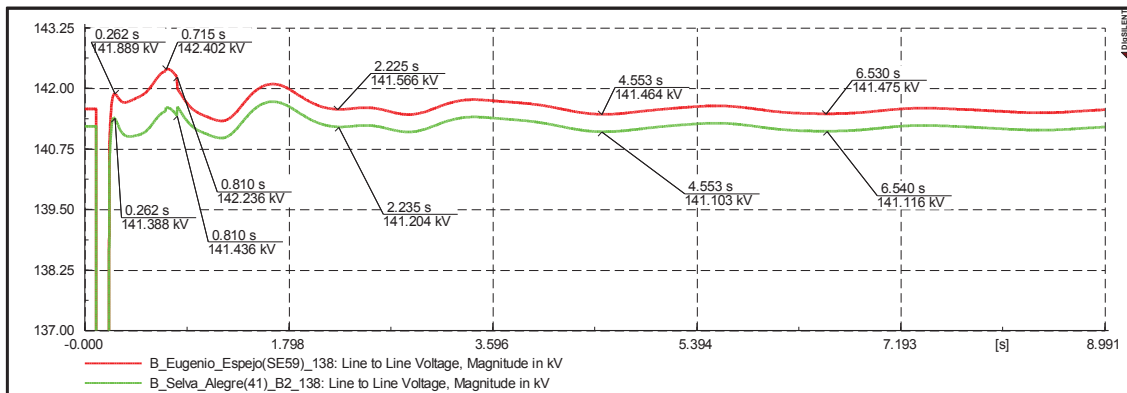
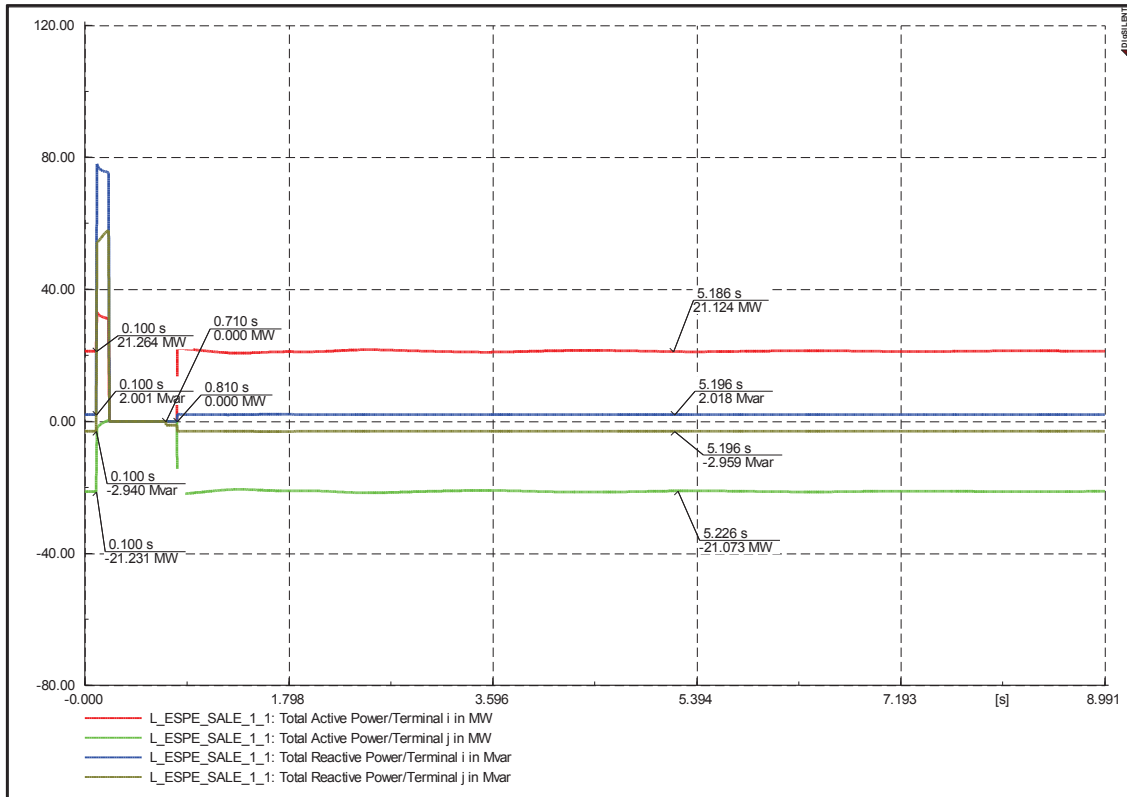


**Demanda mínima y falla al 85% de la longitud de la Línea**

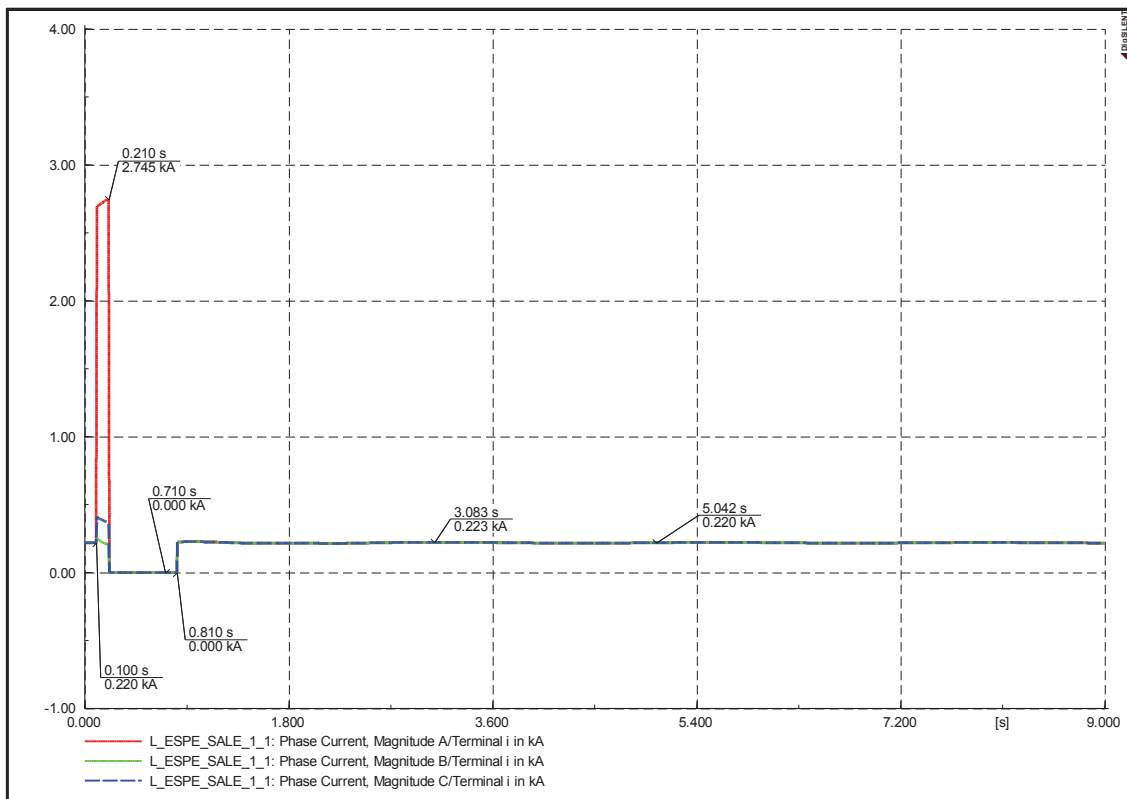
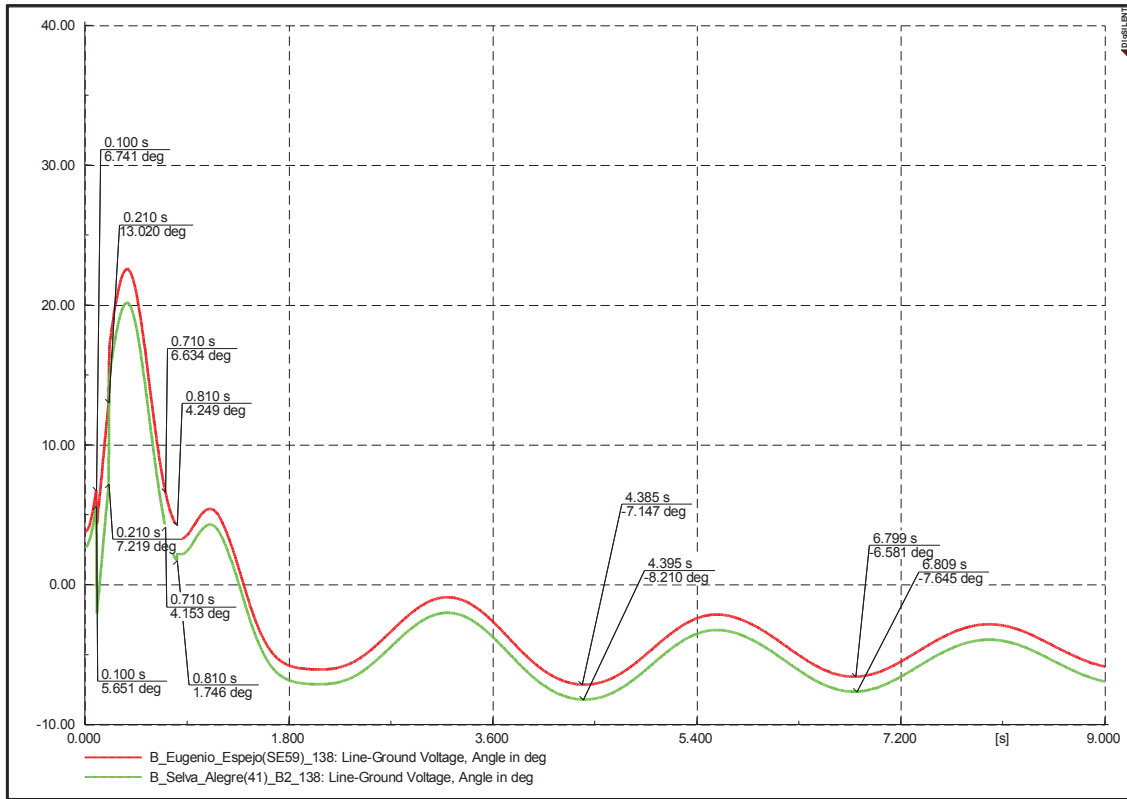


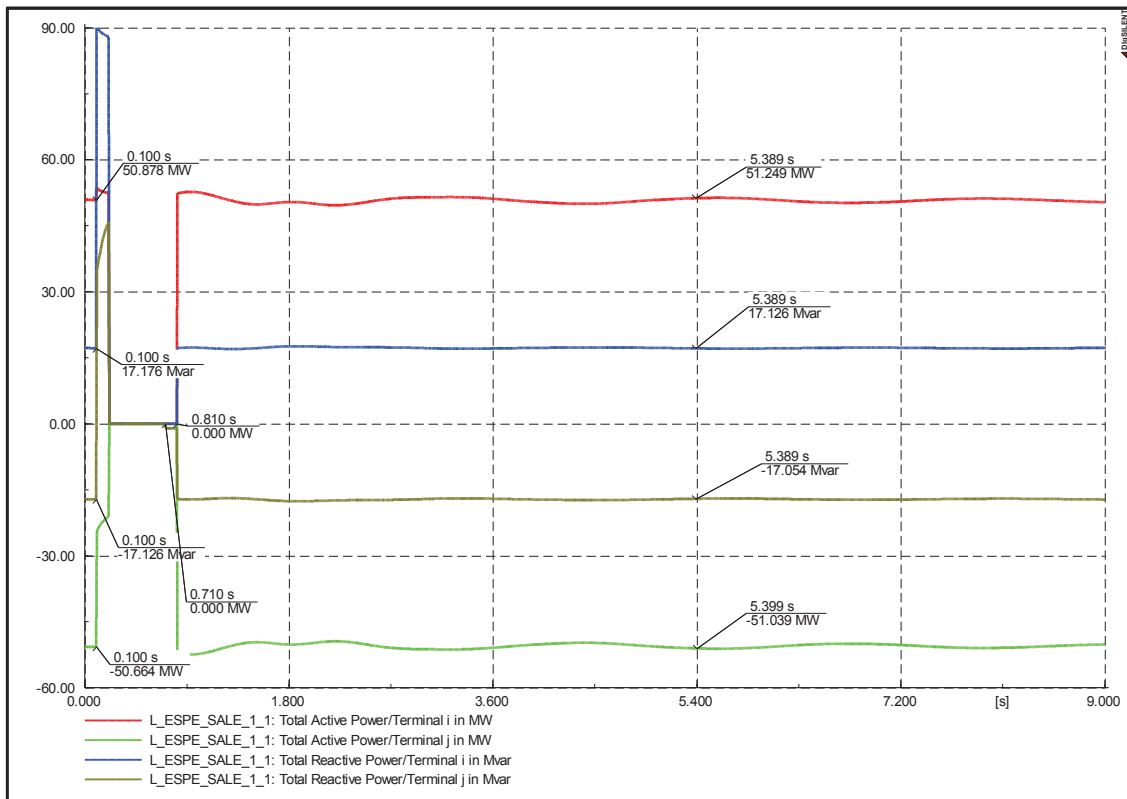
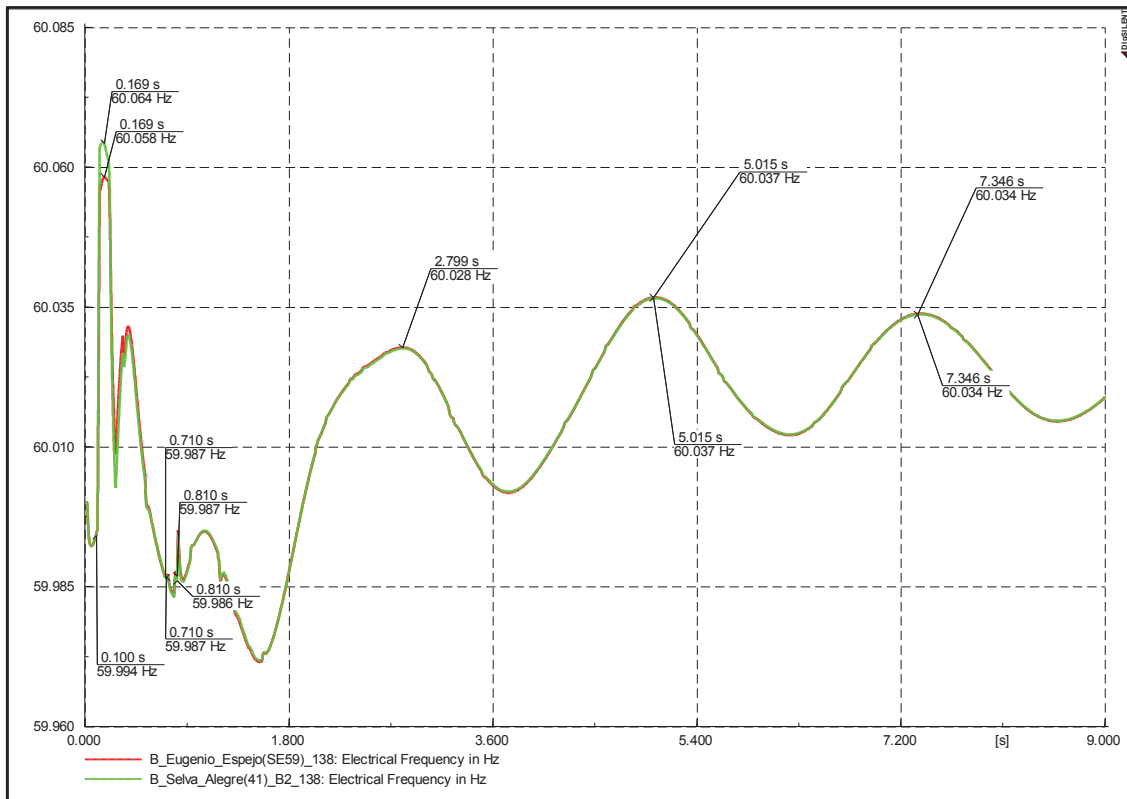


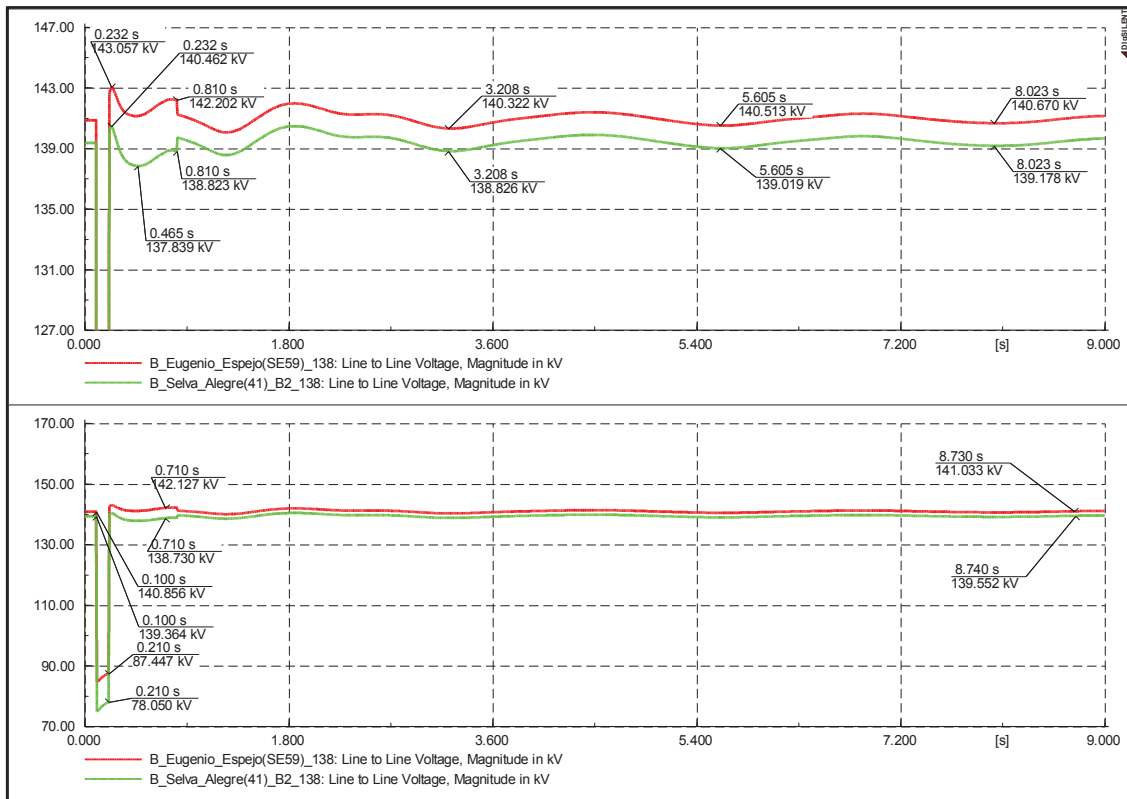




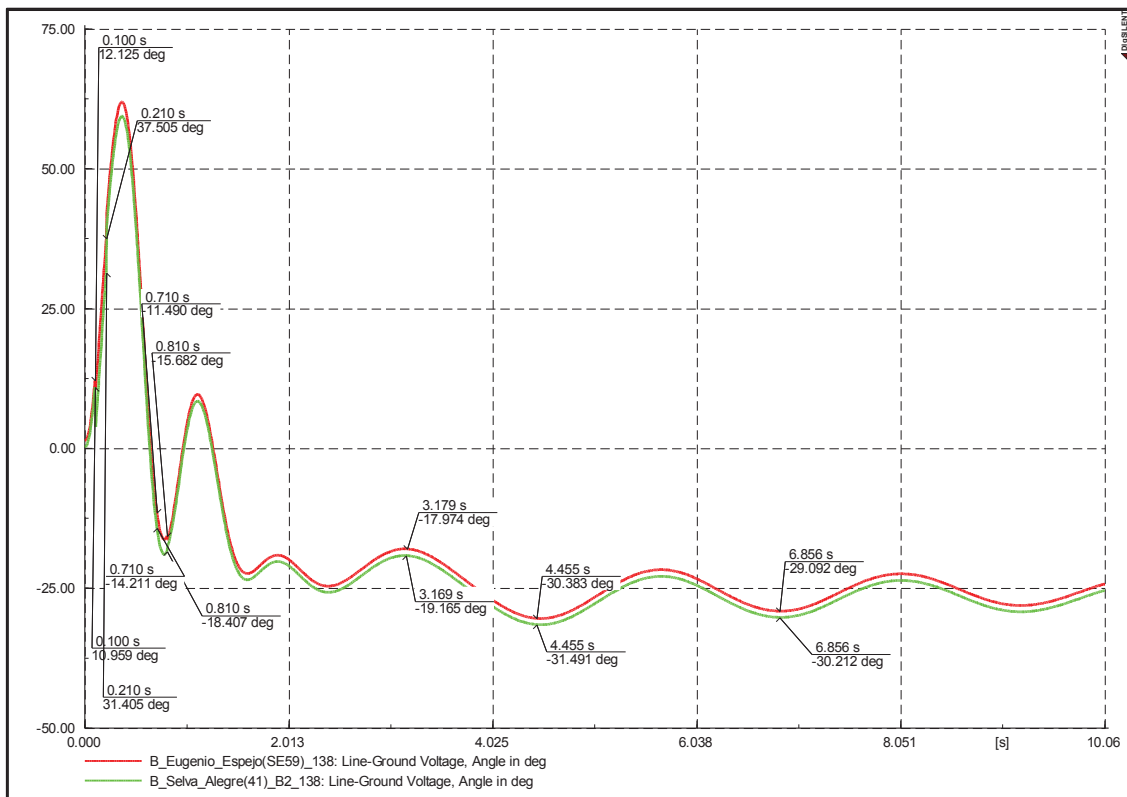
**Demanda media y falla al 85% de la longitud de la Línea**

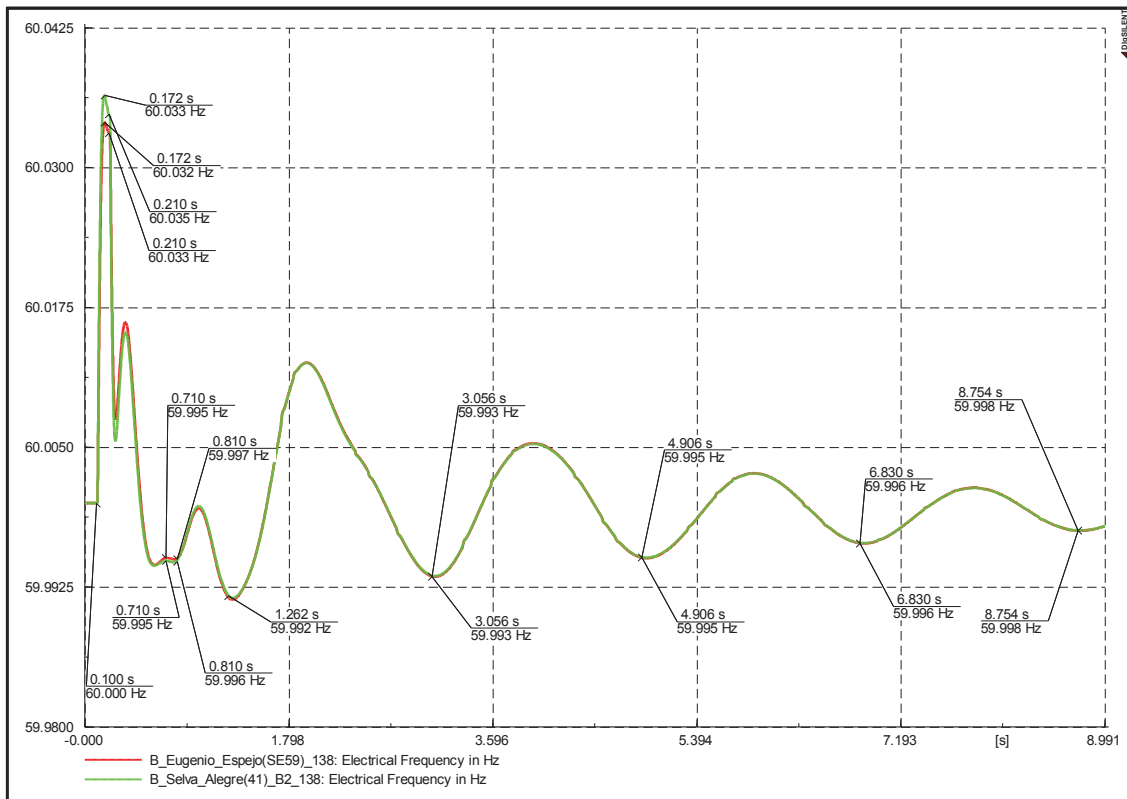
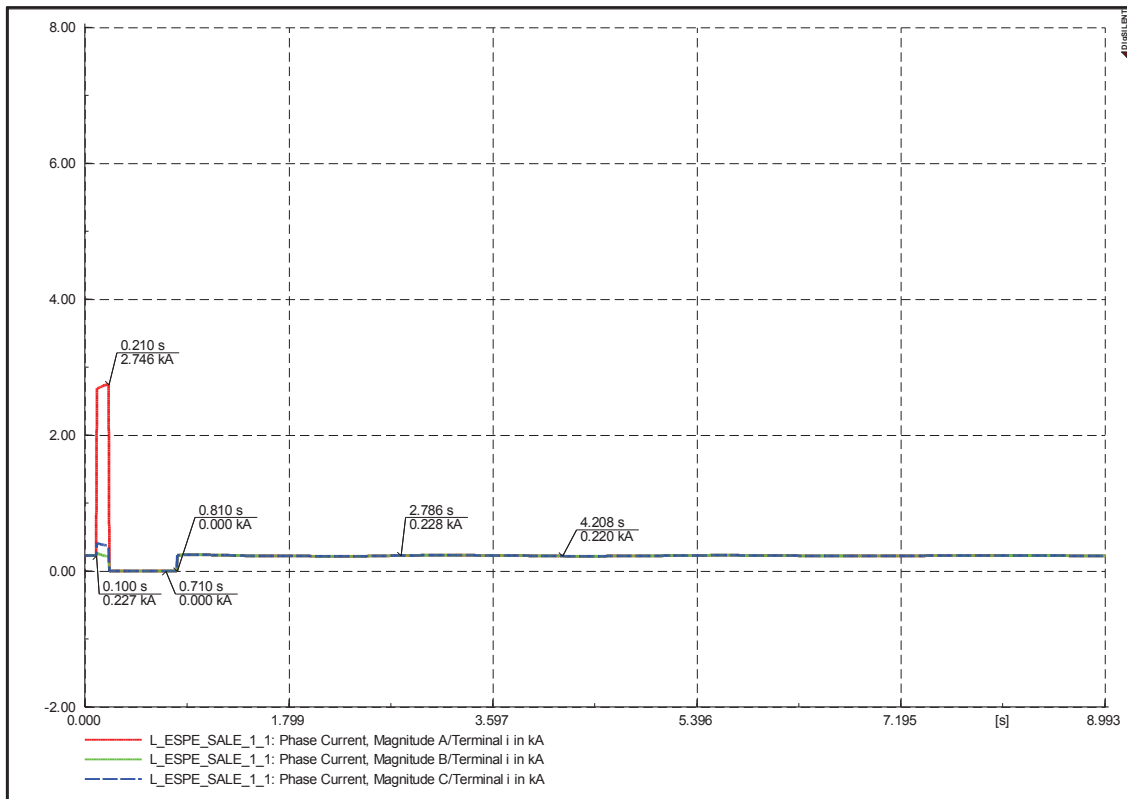


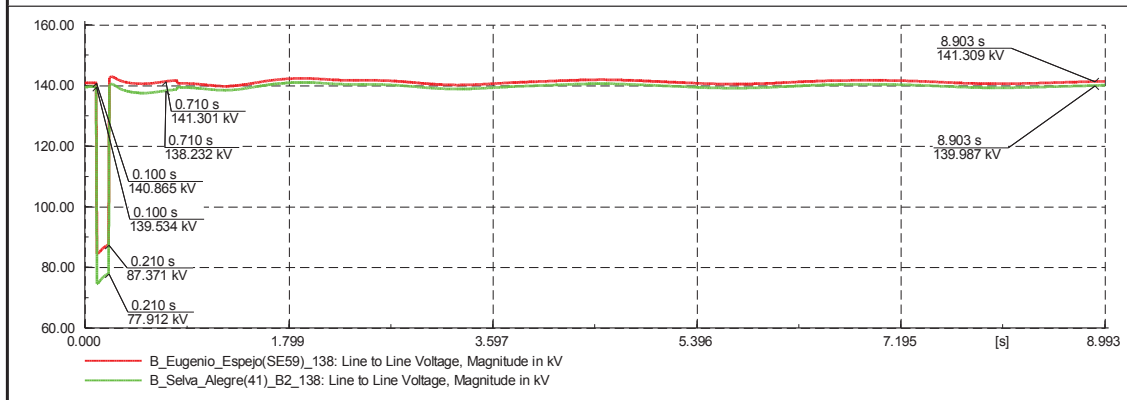
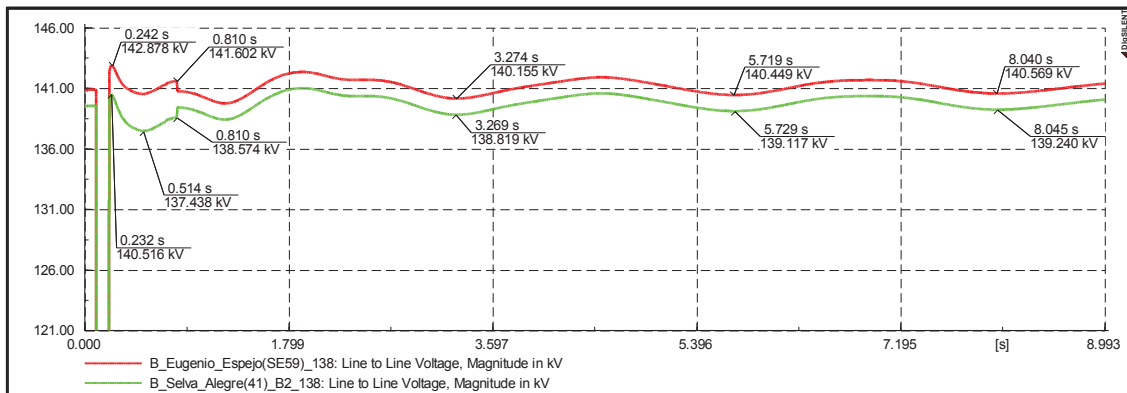
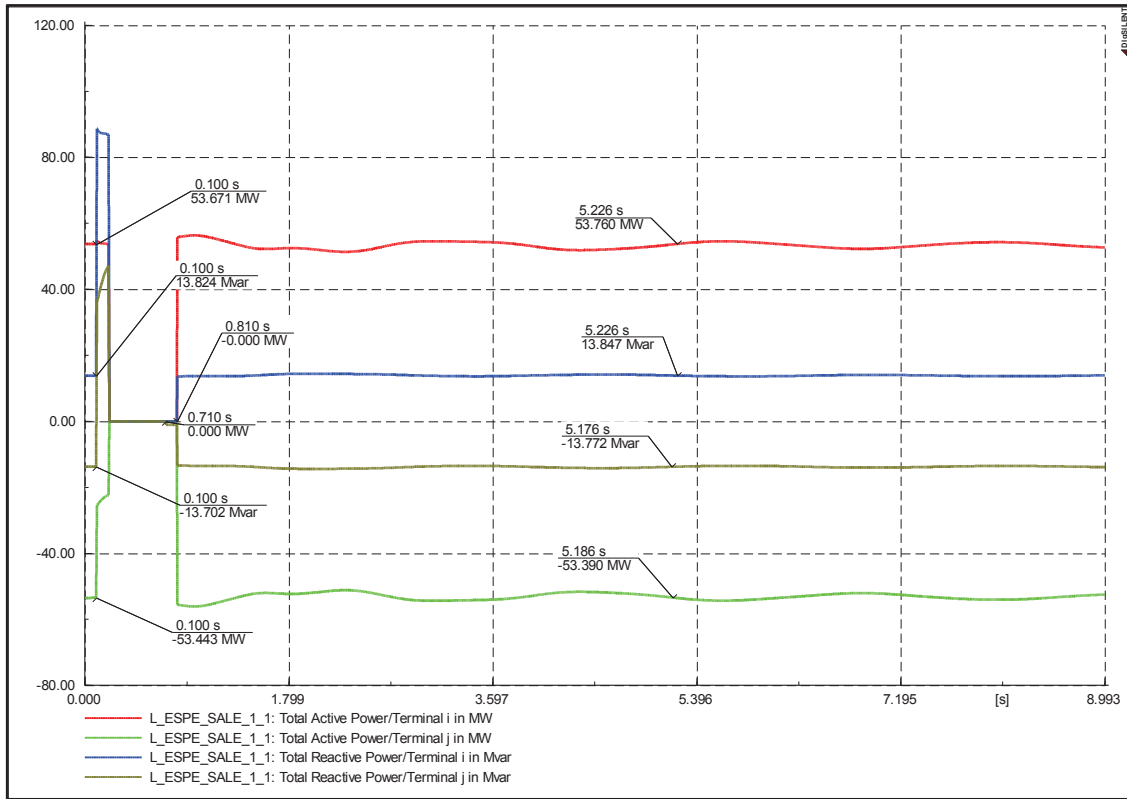




**Demanda máxima y falla al 85% de la longitud de la Línea**







**ANEXO N°4**

**DIAGRAMA UNIFILAR EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**