



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería En Electricidad Y Computación**

**“ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS  
PROTECCIONES EN BASE A HERRAMIENTAS  
COMPUTACIONALES APLICABLES A LA  
SUBESTACIÓN ALBORADA 2”**

**TESINA DE SEMINARIO**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

**Presentado por:**

**JUAN JOSÉ CABRERA BASURTO  
GABRIEL ENRIQUE LEON MELÉNDREZ  
ALEX MARCELO SUÁREZ VARGAS**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2013**

# AGRADECIMIENTOS

Le agradecemos Dios por darnos la sabiduría y el valor de emprender nuestro proyecto de tesis, y así poder culminar una valiosa etapa en nuestras vidas.

A nuestros padres quienes hicieron posible que esto sea una realidad, dándonos el apoyo y la fuerza para poder seguir adelante.

A todos los profesores que nos prepararon y dotaron de conocimientos para ser profesionales de ética y moral.

A todos los compañeros y amigos que estuvieron siempre ahí, apoyándonos a salir adelante, a todos Muchas Gracias.

## DEDICATORIA

Dedico este proyecto a Dios quien ha sido mi guía y la iluminación en mi camino. A mi papá quien ha sido mi tutor más grande, mi mentor. A mi mami quien es y siempre será lo más grande en mi vida, gracias por darme todo, este proyecto es para ti. A Eduardo y Paul quienes han sido mis pilares en todo momento. A mis amigos quienes son parte importante de mi vida. En especial a ti Génesis, gracias por darme el apoyo que siempre necesite, por darme tu amor y tu tiempo, por los consejos y la experiencia impartida y sobre todo por lo vivido a tu lado muchas gracias.

Alex Suárez Vargas

## DEDICATORIA

Le dedico primeramente mi trabajo a Dios, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando a punto de caer he estado; por ello, con toda la humildad que de mi corazón puede emanar. De igual forma, a mis Padres, a quien le debo toda mi vida, les agradezco el cariño y su comprensión, a ustedes quienes han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante buscando siempre el mejor camino. A mis maestros, gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

Juan José Cabrera Basurto.

## DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios quién supo guiarme, darme fuerzas para seguir adelante y al mismo tiempo no desmayar en las adversidades que se me han presentado. A mi hermana por ser mi ejemplo a seguir, la misma que con sus consejos supo mostrarme el camino a seguir. A mi madre por su apoyo incondicional, consejos, amor y su eterna ayuda en los momentos difíciles, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. A mis compañeros y amigos los mismos que han estado siempre ahí motivándome siendo uno de los pilares fundamentales de mi vida.

Gabriel León Meléndrez

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

Ing. Juan Saavedra  
PROFESOR DEL SEMINARIO  
DE GRADUACIÓN

---

Ing. Gustavo Bermúdez  
PROFESOR DELEGADO  
POR LA UNIDAD ACADÉMICA

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

-----

Juan José Cabrera Basurto

-----

Gabriel León Meléndrez

-----

Alex Marcelo Suárez Vargas

## RESUMEN

El presente informe se refiere a la Coordinación de las Protecciones de una Subestación de Distribución en Base a Herramientas Computacionales. Para lo cual se vio necesario comprender todo lo referente a una Subestación de Distribución, desde los equipos utilizados en ella, hasta los elementos y unidades de protección que hacen posible que la distribución sea más eficiente y con la calidad necesaria hasta llegar a los usuarios finales. Para esto nos hemos visto en la necesidad de realizar estudios y análisis a lo largo de la alimentadora que distribuye la energía, mediante software y programas computacionales que hacen posible que la Coordinación sea más rápida y eficiente, dándonos ahorro de tiempo lo que retribuye al ahorro económico.

El primer estudio que se realiza es el Análisis de Flujos de Carga, esto se lo hace mediante el Software Power World, en el podemos observar los voltajes y corrientes nominales y las capacidades transmitidas a lo largo de la



alimentadora, para así tener una idea clara de los equipos de protección que se van a utilizar en la Subestación, y que capacidad tendrán al momento de hacer la Coordinación.

El siguiente estudio comprende el Análisis de Cortocircuito, también realizados en Power World, pero en este caso enfocado a las fallas posibles que pueden ocurrir en el sistema de distribución, en su magnitud y ángulo, también el tipo de falla que es y en el punto en el cual se realice el estudio.

Luego obtenidos los resultados en los análisis realizados, se procede hacer la protección de la Subestación de Distribución, esto comprendido en el Capítulo 4 de este informe. En este capítulo se realizan los ajustes de los relés cuya función principal es la de proteger el Transformador de Poder.

Se prosigue hacer la Coordinación de las Protecciones, teniendo los ajustes de los elementos de protección como base, y se proceden hacer las curvas de tiempo vs corriente para cada elemento de protección, desde el fusible de 69 KV, el relé TPU2000R, Reconectador, fusible de 13.8 KV hasta la curva de daño del Transformador. Todo esto gracias al software CYMTCC.

Por último se procede a mostrar los resultados de las gráficas obtenidas por el programa y se analiza los resultados acerca de la Coordinación realizada. Se proceden hacer las Conclusiones y Recomendaciones finales. Los estudios realizados en este proyecto comprenden, hasta tres ramales o ramificaciones desde el inicio de la alimentadora trifásica (troncal).

Los estudios comprendidos en este informe son en base a implementaciones y estándares dados por la Empresa Reguladora de Servicios Eléctrico en este caso la Empresa Eléctrica.

# ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	II
DEDICATORIA .....	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	VI
DECLARACIÓN EXPRESA .....	VII
RESUMEN.....	VIII
INDICE GENERAL.....	XI
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS .....	XV
INTRODUCCIÓN .....	XVIII
CAPITULO 1 .....	1
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	1
1.1    INTRODUCCIÓN .....	1
1.2    DATOS GENERALES .....	3
CAPÍTULO 2.....	22
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA .....	22
2.1. INTRODUCCIÓN .....	22
2.3. DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS.....	24
2.4    RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	27

2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	31
CAPÍTULO 3.....	33
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO .....	33
3.1. INTRODUCCIÓN.....	33
3.2. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	34
3.3. DATOS DEL SISTEMA .....	35
3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO .....	35
3.4. DATOS DE CONDUCTORES.....	37
3.5. DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA .....	38
3.6. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	38
3.7. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	41
CAPÍTULO 4.....	43
PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN .....	43
4.1. ESQUEMAS DE PROTECCIONES. ....	44
4.2 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	47
4.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	60
CAPITULO 5.....	63
PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....	63
5.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	63
5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES. ....	64

5.3 CARACTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES MAGNÉTICOS. ....	66
5.4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	68
CAPITULO 6.....	69
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	69
6.1 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN.....	69
6.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	86
BIBLIOGRAFIA.....	91
ANEXOS .....	93

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica “Subestación Alborada II y su TAP.....	1
Figura 1.2 Seccionador tripolar motorizado con cuchillas de tierra.....	4
Figura 1.3 Pararrayos .....	6
Figura 1.4 Aislador Tipo Estación .....	7
Figura 1.5 Breaker Gcb 69 Kv Tanque Muerto .....	8
Figura 1.6 Transformador De Poder 18/24 MVA.....	9
Figura 1.7 Seccionador Tripolar 15 Kv 1200 <sup>a</sup> .....	11
Figura 1.8 Seccionador Tripolar 15 Kv 600a.....	12
Figura 1.9 Alimentadora Comegua .....	12
Figura 1.10 Reconectores de 15 Kv.....	13
Figura 1.11 Seccionador Monopolar 15 Kv.....	15
Figura 1.12 Transformador De Potencial .....	16
Figura 1.13 Medidor Alimentadoras 1 y 2 .....	17
Figura 1.14 Medidor Alimentadoras 3 y 4 .....	17
Figura 1.15 Rele de baja Frecuencia .....	18
Figura 1.16 Funciones del Relé Tpu200r.....	19
Figura 1.17 Rele de Protección para Transformador (Tpu) .....	20
Figura 2.1 Diagrama Unifilar – Caso Base.....	26
Figura 4.1 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección.....	45

Figura 4.2 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección.....	46
Figura 4.3 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección.....	46
Figura 4.4 Característica de disparo de la protección diferencial.....	47
Figura 4.5 Esquema de Protección Diferencial .....	49
Figura 4.6 Característica de disparo de la Protección Diferencial.....	54
Figura 4.7 Tabla de ajuste para Relé de Sobrecorriente 50 y 51 .....	55
Figura 4.8 Características de los Re-conectores .....	59
Figura 6.1 Coordinación rama 1.....	71
Figura 6.2 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 .....	72
Figura 6.3 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 1 .....	73
Figura 6.4 Coordinación rama 2.....	75
Figura 6.5 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 .....	76
Figura 6.6 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 2 .....	77
Figura 6.7 Coordinación rama 3.....	79
Figura 6.8 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3 .....	80
Figura 6.9 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 3 .....	81

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Orellana .....	3
Tabla 2. Características Técnicas – Seccionador .....	5
Tabla 3. Características Técnicas – Pararrayos .....	6
Tabla 4. Características Técnicas – Breaker GCB 69 Kv Tanque Muerto .....	8
Tabla 5. Características Técnicas – Transformador de Poder 18/24 MVA .....	9
Tabla 6. Características Técnicas – Conductores.....	10
Tabla 7. Características Técnicas – Seccionador de Aire Principal y de Transferencia .....	11
Tabla 8. Características Técnicas – Reconectores de 15 Kv.....	13
Tabla 9. Características Técnicas – Seccionador Monopolar 15 Kv .....	14
Tabla 10. Características Técnicas – Transformadores de Potencial .....	15
Tabla 11. Datos de Carga Máxima .....	24
Tabla 12. Datos de Carga Mínima .....	25
Tabla 13. Datos de Transformador de Poder.....	25
Tabla 14. Datos de Líneas .....	25
Tabla 15. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga.....	28
Tabla 16. Niveles de Voltaje en Barras – Mínima Carga .....	28
Tabla 17. Consumo en Barras Máxima – Carga.....	29
Tabla 18. Consumo en Barras Mínima– Carga.....	29



Tabla 19. Carga en Conductores y Transformadores a Máxima Carga.....	30
Tabla 20. Carga en Conductores y Transformadores a Mínima Carga.....	30
Tabla 21. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 69 Kv .....	35
Tabla 22. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 69 Kv .....	36
Tabla 23. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 13,8 Kv .....	36
Tabla 24. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv .....	36
Tabla 25. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra 69 Kv .....	36
Tabla 26. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra de 13,8 Kv .....	36
Tabla 27. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 69 Kv .....	37
Tabla 28. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv .....	37
Tabla 29. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas -- Máxima Carga .....	38
Tabla 30. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra- Máxima Carga .....	39
Tabla 31. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas - Mínima Carga .....	39
Tabla 32. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra - Mínima Carga .....	40

Tabla 33. Tabla Comparativa de Corrientes de Falla para máxima y mínima generación en amperios.....	40
Tabla 34. Corrientes de Falla Máximas y Mínimas Permisibles.....	41
Tabla 35. Valor de Puesta en Trabajo (Pickup) .....	48
Tabla 36. Resumen de los porcentajes de las restricciones .....	54

# INTRODUCCIÓN

En el Ecuador como en el mundo la energía eléctrica es de vital importancia, debido a que no solo usuarios particulares y residencias la utilizan, sino también hospitales y centros de salud, es por esto que la distribución de la energía eléctrica debe ser de una manera muy eficiente, y con la calidad deseada por los usuarios, inclusive debe llegar a puntos críticos como hospitales en donde la energía eléctrica no debe faltar nunca. Para usuarios comerciales e industriales, la falta de energía eléctrica podría representar cantidades hasta millonarias de dinero.

Es por esto que se realiza la Coordinación de las Protecciones en una Subestación de Distribución, debido a que las Subestaciones son las principales fuentes de distribución de energía y por lo tanto deben ser protegidas a daños y fallas que ocurren debido a eventos inesperados.

La protección de los equipos en una Subestación se la realiza, para que los equipos no tengan daños severos al momento de presentarse una falla. Las

protecciones deben actuar de tal manera que pueda evitar estos daños y así impedir las grandes parálisis de energía al momento de ocurrir una falla.

Se debe contar con personal técnico capacitado, que pueda operar y reparar los daños ocasionados por las fallas pero también se debe tener no solo un buen sistema de protección, sino una excelente coordinación.

El presente trabajo es acerca de cómo se debe realizar una buena Coordinación de las Protecciones, haciendo los estudios y cálculos correctos mediante software y conocimientos adquiridos en las materias anteriores.

# CAPÍTULO 1

## DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

### 1.1 INTRODUCCIÓN

La Subestación Alborada II fue construida en el año 2011 en un predio ubicado en la IX etapa de la ciudadela Alborada, sobre la Avenida Isidro Ayora. Este predio es de medidas aproximadas de 20 x 30 m, y colinda hacia el norte y oeste con edificaciones comerciales y residenciales, hacia el sur, con una vía peatonal pública, y hacia el este, con la Av. Isidro Ayora. La ubicación geográfica de la subestación se la muestra en la Figura 1.1.



Figura 1. 1 Ubicación geográfica "Subestación Alborada II y su TA

Al interior del predio, hacia el fondo, se encuentra la casa de control que mide aproximadamente 13.20 x 4.20 m, que contiene sala de tableros, y cuarto de baterías.

En las áreas exteriores al cuarto, en el predio se encuentra la infraestructura eléctrica propia de la subestación, como es: equipos de maniobra a 69 Kv, transformador de potencia de 18/24 MVA, y patio de maniobras de equipos de 13.8 Kv.

La Subestación es reductora de distribución, con barraje aéreo a la intemperie, está alimentada por la Línea de Subtransmisión Orellana y Cristavid como interconexión a nivel de 69 Kv; las características de la barra de 69 Kv es de una sola entrada en el lado de alta del transformador de 18/24 MVA OA /FA y en el lado de baja tensión una configuración de barras principal y de transferencia a nivel de 13.8 Kv.

Del transformador se generarán cuatro alimentadoras trifásicas de distribución de 13.8 Kv de las cuales solo una se encuentra en funcionamiento y es la alimentadora Comegua la misma que parte desde la bahía de maniobras de 13.8 Kv, hacia la vía pública, en forma subterránea.

## 1.2 DATOS GENERALES

### 1.2.1 FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN

La Subestación Alborada II se encuentra alimentada por la Subtransmisión descrita a continuación.

- Orellana:

Capacidad	72 MVA
Capacidad suministrada	44 MW
Conductores:	477 MCM AL ACSR

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Orellana

### 1.2.2 PATIO DE 69 KV

El pórtico de 69 Kv consiste de 2 torres verticales, y 2 bandejas horizontales, que conforman un conjunto compacto y resistente a los esfuerzos mecánicos y al peso propio de los dispositivos.

La estructura es tipo celosía, perfectamente ensamblada, 100% apernada para recibir la acometida de 69 Kv.

Los equipos soportados por el pórtico de 69 Kv son:

- 1 seccionador tripolar motorizado, de 69 Kv, con cuchillas de puesta a tierra.
- 1 juego de 3 pararrayos de 60 Kv
- 6 aisladores tipo estación 60 Kv
- 1 Breaker automático GCB 69 Kv, tipo tanque muerto.

### **1.2.2.1. SECCIONADOR TRIPOLAR MOTORIZADO CON CUCHILLAS DE TIERRA**

Para el seccionamiento de la barra principal a 69 Kv, se encuentra un Seccionador tripolar motorizado con cuchillas de tierra para operación manual en grupo, montaje horizontal, apertura vertical, cuya operación es la intemperie y de ruptura en aire lenta debido a que es manipulada por un operador.

Este equipo en la subestación se encuentra puesto a tierra y tiene los respectivos inter-bloqueos mecánicos y, además tiene sus propios: aisladores, conectores, terminales de entrada y salida.

El Seccionador deberá interrumpir la corriente en vacío de la línea y la corriente de magnetización del transformador de poder, esto debido a sobretensiones de origen atmosférico o sobretensiones por fallas en la subestación.



Figura 1. 2 Seccionador tripolar motorizado con cuchillas de tierra



El mecanismo de operación manual está ubicado en la parte inferior del pórtico de llegada de 69 KV. La palanca de operación está adecuadamente aislada de cualquier parte viva. Las características eléctricas principales son:

<b>SELECCIONADOR TRIPOLAR MOTORIZADO CON CUCHILLAS DE TIERRA</b>					
<b>MARCA</b>	<b>TIPO</b>	<b>KV</b>	<b>BIL</b>	<b>Icont</b>	<b>Linst</b>
		Max	(KV)	(A)	(KA)
TURNER	TR-216	72.5	350	600	40

Tabla 2. Características Técnicas – Seccionador

### **1.2.2.2. PARARRAYOS**

Los pararrayos son dispositivos que se encuentran permanentemente conectados al sistema, operan cuando se presentan una sobretensión de determinada magnitud (sobretensiones por descargas atmosféricas o por fallas en los equipos), descargando la corriente a tierra.

La función del pararrayo no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema. En las subestaciones de distribución los pararrayos se usan por lo general acoplados lo más cerca de los transformadores para suprimir las sobretensiones (absorber energía) o descargas tanto internas como atmosféricas que causarían gran daño a los transformadores y demás elementos de la subestación.

PARARRAYOS					
FASE	MARCA	Id max	Vnom	MCOV	# UNIDAD
		(KA)	(KV)	(KV)	APILADA
A	ABB	32	60	48	1
B	ABB	32	60	48	1
C	ABB	32	60	48	1

Tabla 3. Características Técnicas – Pararrayos



Figura 1. 3 Pararrayos

### 1.2.2.3. AISLADOR TIPO ESTACIÓN

La finalidad de los aisladores en una subestación eléctricas es aislar por completo una fase de otra existiendo las separaciones de seguridad de acuerdo a la capacidad por fase y a la cantidad de conductores y equipos que contenga una subestación, por lo general un aislador está asegurado con su correspondiente herraje, también existen terminales los cuales se utilizan en las conexiones, asegurando las instalaciones y previniendo la ocurrencia de fallas y accidentes por las cuales lamentar.

Los aisladores para 69 KV (tipo estación), son los adecuados para montaje en las estructuras de la Subestación y de porcelana.



Figura 1. 4 Aislador Tipo Estación

#### **1.2.2.4. BREAKER GCB 69 KV TANQUE MUERTO**

El interruptor de poder trifásico, para una frecuencia de 60 Hz, para uso en intemperie, en un sistema sólidamente aterrizado con voltaje máximo de línea a línea de 72.5 KV. Está diseñado para cerrar y abrir sus tres polos conjuntamente. El gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) es el medio dieléctrico y de interrupción. El diseño del interruptor es del tipo tanque muerto e incorpora el gas SF<sub>6</sub> como su medio de interrupción.

Las características eléctricas principales son:

BREAKER GCB 69 KV TANQUE MUERTO							
MARCA	TIPO	SERIE	BIL	I <sub>cont</sub>	KV	I <sub>interrmax</sub>	AÑO
			(KV)	(A)	max	(kA)	FABR
ALSTOM	DT1-72.5 F1 FK	16135- DT09	350	600	72,5	40	2011

Tabla 4. Características Técnicas – Breaker GCB 69 Kv Tanque Muerto



Figura 1. 5 Breaker Gcb 69 Kv Tanque Muerto

### 1.2.3. TRANSFORMADOR DE PODER 18/24 MVA

El transformador trifásico de poder en una subestación generalmente son de tipo exterior, con conmutador de tensión en vacío, enfriado en aceite mineral, menos inflamable, circulación natural de aire (OA), ventilación forzada (FA) y tanque conservador, para poder entregar en el secundario en funcionamiento normal y continuo la potencia nominal especificada, estando el conmutador en cualquiera de las tomas. Las características eléctricas principales son:

TRANSFORMADOR DE PODER 18/24 MVA								
MARCA	(MVA)	No.	IMPED	VOLUMEN ACEITE	PESO (LBS)	LTC: 32 POS. $\pm 10\%$		ANO
	OA/FA	DE SERIE	Z (%)	(GAL)	TOTAL	MARCA	TIPO	FABR.
SIEMENS	18/24	337482	7,2	2328,25	17967,37	-		2011

Tabla 5. Características Técnicas – Transformador de Poder 18/24 MVA



Figura 1. 6 Transformador De Poder 18/24 MVA

### 1.2.3.1 CONDUCTORES

Para la alimentación eléctrica a la subestación se utilizan conductores cuyas características de funcionamiento cumplan con las necesitadas mediante los cálculos realizados por los ingenieros, a continuación se presentan algunos tipos conductores de acuerdo a la conexión y uso.

<b>CONDUCTORES</b>		
<b>USADO PARA</b>	<b>69 KV</b>	<b>ATERRIZAMIENTO</b>
	4/0 AWG	4/0 AWG
TIPO DE CABLE	Cu DESNUDO	Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	40	25

Tabla 6. Características Técnicas – Conductores

#### **1.2.4. PATIO 13.8 KV**

En el secundario del transformador de poder, se encuentra el patio de maniobras de 13.8 Kv, o Bahía de 13.8 Kv. Esta bahía, se encuentra sobre una superficie de 4 x 8 mts, y contiene los siguientes elementos:

- Barraje principal 1000 MCM
- Barraje de transferencia 500 MCM
- Seccionador tripolar 15 Kv para conexión de entrada a barras
- 4 Reconectores automáticos
- 4 Seccionadores tripolares de transferencia
- 6 switches desconectores monopolares, por reconector
- 1 Juego de 3 transformadores de corriente y 3 de potencial

##### **1.2.4.1. BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA**

Los barrajes principales y de transferencia, son de cable desnudo de cobre, 1000 MCM y 500 MCM respectivamente, con una configuración trifásica de doble transversal cada una. Cada barraje se encuentra aislado de la

estructura a través de cadena de aisladores de suspensión tipo disco, y sujetado con grapa terminal.

#### 1.2.4.2. SECCIONADOR PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

Los seccionadores tripolares de 15 Kv se consideran como dispositivos para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o para darles mantenimiento. Las características eléctricas son presentadas a continuación:

SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA					
CANTIDAD	MARCA	KV	BIL	Icont	Iinst
		max	(KV)	(A)	(kA)
1	Cleveland	15	110	1200	61
4	Cleveland	15	110	600	40

Tabla 7. Características Técnicas – Seccionador de Aire Principal y de Transferencia



Figura 1. 7 Seccionador Tripolar 15 Kv 1200<sup>a</sup>



Figura 1. 8 Seccionador Tripolar 15 Kv 600a

#### 1.2.4.3. ALIMENTADORAS

De la subestación nacen 4 alimentadoras a 13.8 Kv, de las cuales solo se encuentra en funcionamiento 1 y esta es la alimentadora COMEGUA que se describirá brevemente para su correcto estudio.



Figura 1. 9 Alimentadora Comegua



### 1.2.4.3.1 RECONECTADORES DE 15 Kv

Por medio de los reconectadores ubicados en cada alimentadora se permite conectar y desconectar circuitos de corriente alterna de la red de distribución eléctrica desde la subestación hacia la carga. Estos reconectadores tienen las capacidades de desconexión, cierre, visualización de valores de protección, historial de fallas, mediciones de líneas, alarmas y datos históricos. Los reconectadores que se utilizarán en cada alimentadora dependerán de algunas características técnicas como se detalla a continuación.

RECONECTADORES DE 15 Kv								
Año 2011	#	MEDIO			KV	BIL	Icont	I.inter-max
ALIMENTADORA	SERIE	AISLANTE	MARCA	TIPO	nom	(KV)	(A)	(KA)
<b>COMEGUA</b>	CP571240483	Vacío	Cooper	VWVE27	24.9	110	560	12
<b>Alimentadora 2</b>	CP571240456	Vacío	Cooper	VWVE27	24.9	110	560	12
<b>Alimentadora 3</b>	CP571240484	Vacío	Cooper	VWVE27	24.9	110	560	12
<b>Alimentadora 4</b>	CP571240467	Vacío	Cooper	VWVE27	24.9	110	560	12

Tabla 8. Características Técnicas – Reconectadores de 15 Kv



Figura 1. 10 Reconectores de 15 Kv

### 1.2.4.3.2 SECCIONADOR MONOPOLAR 15 Kv

También conocido como cuchillas seccionadoras, estas se encuentran instaladas en los pórticos del patio de 13.8 Kv y sirven para conectar o desconectar las alimentadoras, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o mantenimiento de los equipos de reconexión de las alimentadoras.

Una característica de las cuchillas es que no pueden abrir un circuito de corriente.

Las especificaciones de las cuchillas ubicadas en las fases se detallan a continuación:

SECCIONADOR MONOPOLAR 15 KV									
ALIMENTADORA	BIL	Icont	Iinst	ENTRADA DE ALIMENTADORA			SALIDA DE ALIMENTADORA		
	(KV)	(A)	(KA)	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
<b>COMEGUA</b>	110	600	40	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER
<b>Alimentadora 2</b>	110	600	40	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER
<b>Alimentadora 3</b>	110	600	40	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER
<b>Alimentadora 4</b>	110	600	40	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER	COOPER

Tabla 9. Características Técnicas – Seccionador Monopolar 15 Kv



Figura 1. 11 Seccionador Monopolar 15 Kv

### 1.2.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Generalmente los PT's tienen una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos conectados a su secundario. En esta subestación se utilizarán 3 unidades de transformadores de potencial. A continuación se darán a conocer las características técnicas de los equipos de medición de voltaje por fase.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL				
FASE	MARCA	RELACIÓN	BIL (KV)	BURDEN (VA)
A	GE	8400/120	110	1200
B	GE	8400/120	110	1200
C	GE	8400/120	110	1200

Tabla 10. Características Técnicas – Transformadores de Potencial



Figura 1. 12 Transformador De Potencial

## **1.2.6. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL**

De acuerdo al tipo de subestación y a los equipos que en ella se vayan a instalar dependen los tipos de control y protección, puesto que hoy en día se trata de minimizar equipos de protección ya que un solo equipo de protección y control cumple con varias funciones. A continuación se presentan los dispositivos de protección y control que se encuentran en la Subestación Alborada II.

### **1.2.6.1 MEDIDOR POLIFUNCIONAL**

Utilizada para el control de redes eléctricas, entradas de servicios y subestaciones, son medidores de energía tipo socket con tecnología muy avanzada y un sistema de medición de alta precisión con amplia gama de funciones.



Figura 1. 13 Medidor Alimentadoras 1 y 2



Figura 1. 14 Medidor Alimentadoras 3 y 4

### 1.2.7.2 RELE DE BAJA FRECUENCIA

Los relés de "under frequency" (baja frecuencia) son relés de barra, es decir, protegen la continuidad del servicio, no al equipo propiamente dicho. Se utilizan para dar una alarma y desconectar carga.

Si la frecuencia cae por debajo de cierto nivel, significa que la barra y el equipo está sobrecargado. Debe, primero, dar una alarma, y luego, desconectar algo de carga para mantenerse en servicio.



Figura 1. 15 Rele de baja Frecuencia

### 1.2.7.3 RELE DE PROTECCION PARA TRANSFORMADOR (TPU)

La Unidad de Protección de Transformadores 2000R (TPU2000R) es un relé basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres devanados [bobinados].

El TPU2000R, disponible para transformadores de corriente (CT's) con secundario de 5 A, 1 A ó 0,1 A, ofrece protección diferencial sensible de alta velocidad para fallas internas de fase y tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente para fallas pasantes. La restricción armónica impide la operación con irrupción [flujo] magnetizante y sobreexcitación.

El TPU2000R contiene numerosas funciones de relé de protección, como se muestra a continuación.

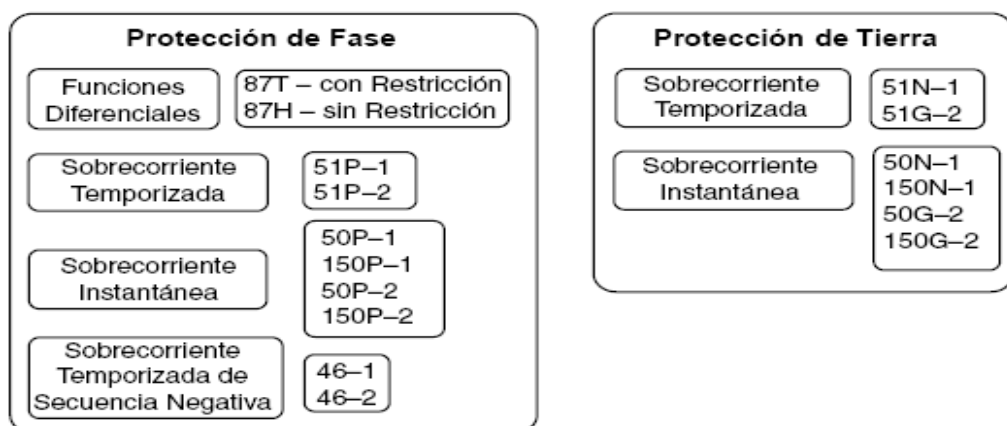


Figura 1. 16 Funciones del Relé Tpu2000r



Figura 1. 17 Rele de Protección para Transformador (Tpu)

### 1.2.8. MALLA DE TIERRA

La malla de tierra tiene por objeto proteger al personal y equipos de las sobretensiones y esfuerzos eléctricos y mecánicos producidos por voltajes de maniobra, falla de aislamiento o descargas atmosféricas, así como también, provocar la circulación de corrientes altas al producirse contactos con partes vivas de energía.

En la Subestación Alborada II la malla está compuesta por varillas Copperweld de 5/8" x 8', interconectadas a través de cable desnudo de cobre 4/0 de 19 hilos.



Los enlaces, conexiones o empalmes de la malla de tierra, están compuestos por conectores de compresión (Varilla - cable, cable - cable, chicote – carcasa, etc), apropiados para cada tipo de empalme o conexión.

## **CAPÍTULO 2**

### **ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA**

#### **2.1. INTRODUCCIÓN**

El estudio de flujo de potencia en un sistema eléctrico se lo realiza para analizar su rendimiento en régimen permanente bajo una variedad de condiciones operativas y estudiar los efectos de los cambios en la configuración de la red y los equipos.

Comúnmente para realizar el estudio de un sistema eléctrico de potencia se lo hace a través de sistemas computacionales. Estos sistemas computacionales nos permiten realizar el cálculo de flujo de potencia determinando así el estado del sistema eléctrico para una carga determinada y la distribución de generación por la red, esto representa una condición en régimen permanente. Pero en la realidad, el flujo de potencia en líneas y el voltaje en nodos están cambiando constantemente porque las cargas también están cambiando.

Para realizar los cálculos de flujo de potencia en la Subestación Alborada II se utilizará como herramienta computacional el Simulador PowerWorld 12.

## **2.2. CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO**

### **2.2.1. FLEXIBILIDAD OPERACIONAL**

El sistema podrá funcionar alimentado por la Empresa Eléctrica sin ninguna restricción ante cualquier evento.

### **2.2.2. NIVELES DE CONFIABILIDAD**

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de Residencias y Locales Comerciales de gran demanda en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento un del Sistema.

### **2.2.3. NIVELES DE SOBRECARGA**

No se aceptan sobrecarga en los Elementos de Distribución del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA.

#### 2.2.4. REGULACIÓN DE VOLTAJE

Los voltajes a nivel de Barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

### 2.3. DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS

Analizando el Caso Base para Carga Máxima y Mínima, se han tomado los datos del día 4 de Enero del 2013 proporcionados por la Empresa Eléctrica de Guayaquil. Para el estudio se escogió el Mes de Enero debido a que existe el mayor consumo de energía, esto nos lleva a emitir un criterio el cual nos indica que la mayor demanda se da en estas épocas debido a la culminación de las épocas festivas, debido que los residentes de estas zonas regresan a sus actividades, ya que es un sector residencial y comercial el consumo se torna alto en el mes escogido para su análisis.

#### 2.3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÁXIMA

##### Máxima carga

Máxima Carga		
	Kw	Kvar
Fuente	6120	1080
Comegua	6110	1060

Tabla 11. Datos de Carga Máxima

## 2.3.2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÍNIMA

### Mínima carga

Mínima Carga		
	Kw	Kvar
Fuente	2200	-180
Comegua	2200	-180

Tabla 12. Datos de Carga Mínima

## 2.3.3 DATOS DE TRANSFORMADOR DE PODER

	Z%	Marca	Capacidad (MVA) OA/FA	V1/V2	Conexión	R a Tierra
Transformador	7,2	SIEMENS	18/24	69/13,8	$\Delta$ - Y aterrizada	0

Tabla 13. Datos de Transformador de Poder

## 2.3.4. DATOS DE LÍNEAS

Líneas		Distancia M	Resistencia			
Desde	Hasta		Ohms		pu	
			r	X	r	x
Línea 69 Kv	Transformador	20	0,00406064	0,00560224	8,52896E-05	0,000118
Transformador	Reconectador	7	0,002656472	0,002417688	0,001394913	0,00127
Reconectador	Salida de s/e	35	0,004305	0,0091266	0,002260555	0,004792
Salida de s/e	Derivación troncal	786	0,112919904	0,209855712	0,059294216	0,110195
Derivación troncal	Capacitores	173	0,024853872	0,046189616	0,013050762	0,024254
Banco capacitores	1er punto	416	0,059764224	0,111068672	0,03138218	0,058322
1er punto	Poste esquinero	66	0,009481824	0,017621472	0,004978904	0,009253
Poste esquinero	2do punto	25	0,0035916	0,0066748	0,001885948	0,003505
Poste esquinero	3er punto	89	0,012786096	0,023762288	0,006713976	0,012478

Tabla 14. Datos de Líneas

Con los datos mostrados en las tablas 11, 12, 13, 14, se realizó el diagrama unifilar de la Subestación Alborada II, en el programa POWER WORLD versión 12, la simulación es mostrada a continuación.

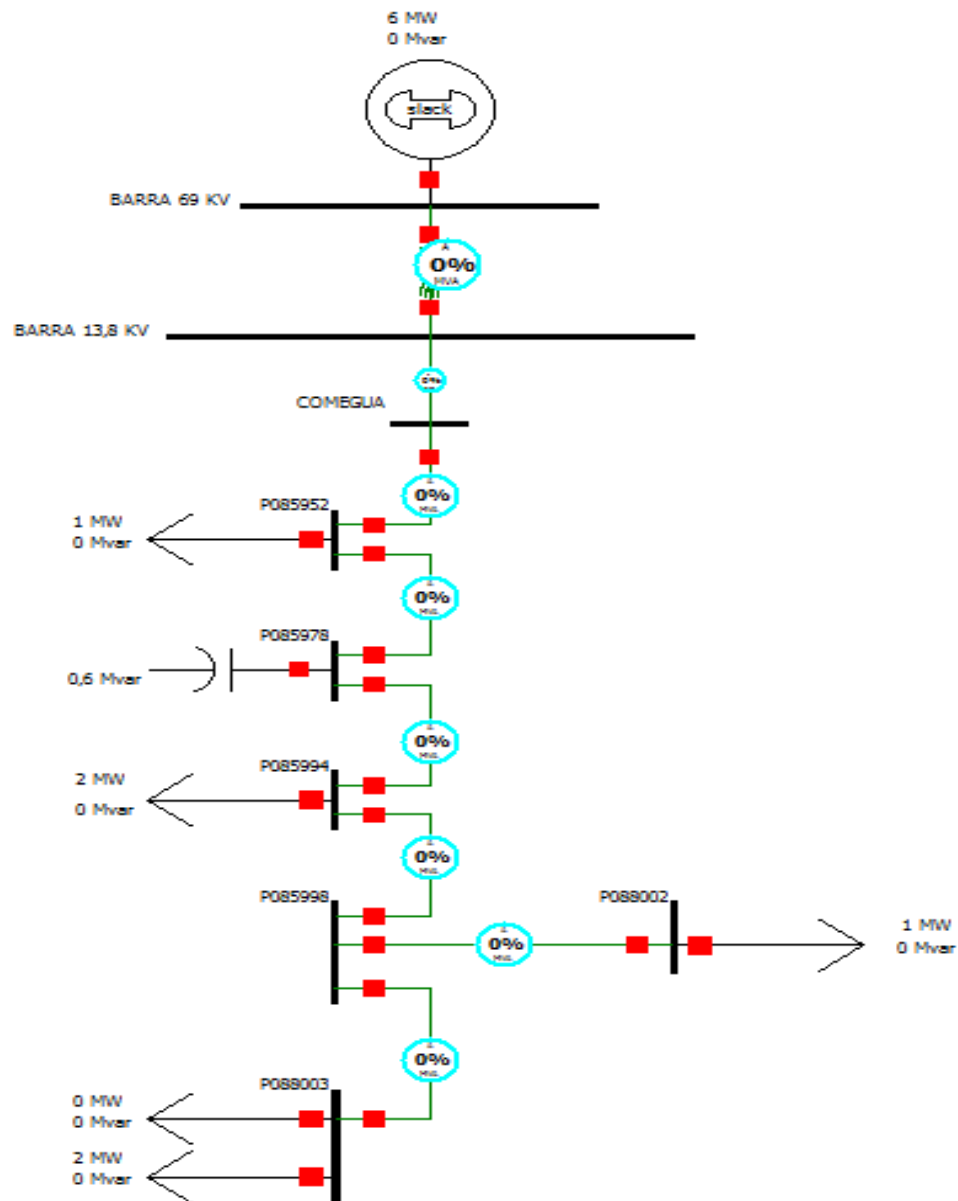


Figura 2.1 Diagrama Unifilar – Caso Base

## **2.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA**

Los resultados de Flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras.
- Consumo de la Subestación Alborada II
- Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- Ajustes de taps de los Transformadores.

### **2.4.1. CASOS BASE**

En el anexo 2 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:

### 2.4.1.1. NIVELES DE VOLTAJE

Niveles de Voltaje				
Barra	Nom (Kv)	Volt (pu)	Volt (Kv)	Angulo(Grados)
BARRA 69 KV	69	1	69	0
BARRA 13,8 KV	13,8	0,99922	13,789	-0,25
COMEGUA	13,8	0,99912	13,788	-0,25
P085952	13,8	0,99419	13,72	-0,62
P085978	13,8	0,99366	13,712	-0,67
P085994	13,8	0,99202	13,69	-0,8
P085998	13,8	0,99181	13,687	-0,81
P088003	13,8	0,99176	13,686	-0,81
P088002	13,8	0,99172	13,686	-0,82

Tabla 15. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga

Niveles de Voltaje				
Barra	Nom (Kv)	Volt (pu)	Volt (Kv)	Angulo(Grados)
BARRA 69 KV	69	1	69	0
BARRA 13,8 KV	13,8	1,00013	13,802	-0,08
COMEGUA	13,8	1,00013	13,802	-0,08
P085952	13,8	0,99911	13,788	-0,22
P085978	13,8	0,99907	13,787	-0,24
P085994	13,8	0,99864	13,781	-0,27
P085998	13,8	0,99858	13,78	-0,27
P088003	13,8	0,99857	13,78	-0,27
P088002	13,8	0,99856	13,78	-0,27

Tabla 16. Niveles de Voltaje en Barras – Mínima Carga



### 2.4.1.2. CONSUMO

Datos de Consumo				
Barras	Cargas MW	Cargas MVAR	Cargas MVA	Corriente (Amp)
P085952	0,77	0,54	0,85	34,43
P085978	0	-0,58	-0,1	-4,35
P085994	2,01	0,18	1,99	83,3
P085998	0	0	-0,05	-1,89
P088003	0,75	0,5	0,90	38,07
P088002	2,30	0,51	2,36	99,46
<b>Total</b>	<b>5,83</b>	<b>1,15</b>	<b>5,95</b>	<b>244,02</b>

Tabla 17. Consumo en Barras Máxima – Carga

Datos de Consumo				
Barras	Cargas MW	Cargas MVAR	Cargas MVA	Corriente (Amp)
P085952	1	0,21	0,94	39,16
P085978	0	-0,6	0,05	2,14
P085994	0,2	0	0,19	8,15
P085998	0	0	0	-0,03
P088003	0,6	0,14	0,62	25,8
P088002	0,2	0,07	0,21	8,87
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>-0,18</b>	<b>2,01</b>	<b>84,09</b>

Tabla 18. Consumo en Barras Mínima– Carga

### 2.4.1.3 FACTOR DE POTENCIA

$$fp = \frac{MW}{MVA}$$

$$fp_{m\acute{a}x\ carga} = \frac{5,83\ MW}{5,86\ MVA} = 0,994$$

$$fp_{m\acute{i}n\ carga} = \frac{2\ MW}{2,01\ MVA} = 0,995$$

## 2.4.1.4 CARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES

Capacidades Transmitidas en Transformador y Líneas									
De Barra	A Barra	MW	MVAR	MVA	Lim MVA	% MVA Limit (Max)	MW Perdidas	MVAR Perdidas	I(Amp)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	6,04	1,1	6,14	24	25,58	0	0,027	256,88
Barra 13,8 KV	Comegua	6,04	1,07	6,14	0	0	0,001	0	256,88
Comegua	P085952	6,04	1,07	6,13	12	51,12	0,023	0,043	256,88
P085952	P085978	4,01	0,04	4,01	12	33,38	0,002	0,004	168,55
P085978	P085994	4,01	0,63	4,06	12	33,83	0,005	0,01	170,92
P085994	P085998	3,01	0,64	3,07	12	25,61	0	0,001	129,59
P085998	P088003	2	0,48	2,06	12	17,18	0	0	86,95
P085998	P088002	1	0,16	1,01	12	8,44	0	0	42,73

Tabla 19. Carga en Conductores y Transformadores a Máxima Carga

Capacidades Transmitidas en Transformador y Líneas									
De Barra	A Barra	MW	MVAR	MVA	Lim MVA	% MVA Limit (Max)	MW Perdidas	MVAR Perdidas	I(Amp)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	2	-0,18	2,01	18	11,16	0	0,003	84,05
Barra 13,8 KV	Comegua	2	-0,18	2,01	0	0	0	0	84,02
Comegua	P085952	2	-0,18	2,01	7	28,72	0,002	0,005	84,02
P085952	P085978	1	-0,39	1,07	7	15,33	0	0	44,93
P085978	P085994	1	0,21	1,02	7	14,6	0	0,001	42,79
P085994	P085998	0,8	0,21	0,83	7	11,81	0	0	34,64
P085998	P088003	0,6	0,14	0,62	7	8,8	0	0	25,8
P085998	P088002	0,2	0,07	0,21	7	3,03	0	0	8,87

Tabla 20. Carga en Conductores y Transformadores a Mínima Carga

## 2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

En condiciones normales de funcionamiento tanto para Mínima como para Máxima carga en la Subestación Alborada II, esto es para nuestro caso base, el sistema es alimentado sin inconvenientes por medio de la línea de Subtransmisión Orellana de la Empresa Eléctrica.

Al realizar el estudio de flujo de carga podemos notar que las líneas y transformadores están por debajo de su carga nominal y están capacitados para soportar un aumento de carga o en casos que se produzcan contingencias.

En cuanto a las sobrecargas en los elementos del sistema, podemos notar que para el transformador existe un porcentaje de cargabilidad del 25,58% en máxima carga con capacidad FA y cargabilidad del 11,16% en mínima carga con capacidad OA esto quiere decir que no exceden su capacidad límite encontrándose en un nivel óptimo de funcionamiento, para las líneas de distribución tenemos que la mayor cargabilidad es del 51,12% para máxima carga y que la mayor cargabilidad del 28,72% para mínima carga esto nos indica que también se encuentran en sus límites de funcionamiento teniendo corrientes que no superan los 450 A que sería el límite permisible por el conductor.

Para los voltajes en las barras podemos darnos cuenta que todos se encuentran dentro de los niveles permitidos esto es  $\pm 5\%$  del voltaje nominal,

obteniendo así que el mayor voltaje visto en las barras es de 1,00013 pu, y el menor es de 0,99172 pu, por lo tanto también se nota un óptimo funcionamiento en las barras del sistema. Los resultados del flujo de carga se lo puede observar en el Anexo 2 de forma Gráfica.

Por último el factor de potencia en máxima y mínima carga es de 0,962 y 0,995 respectivamente, encontrándose estos valores dentro del rango permitido por el organismo regulador en este caso la Empresa Eléctrica.

## **CAPÍTULO 3**

### **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

La información acerca de las corrientes en un Sistema Eléctrico en condiciones de falla es necesaria para el desarrollo de sistemas de protección, así como para determinar la capacidad de interrupción de los equipos.

En el Análisis de Cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes extremadamente altas que podrían dañar los equipos.

- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El sistema de alimentación de la Subestación Alborada II, requiere realizar estudios de Cortocircuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones.

Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla. Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

### **3.2. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO**

Considerando que el Sistema de la Subestación Alborada II, se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a Tierra
- Falla de Línea a Tierra.

La Falla Trifásica a Tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la Falla Trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificará que la Corriente de Falla a Tierra no exceda la corriente trifásica.

### **3.3. DATOS DEL SISTEMA**

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

#### **Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica**

La Empresa Eléctrica nos facilitó los MVA de Cortocircuito y las Impedancias de Thevenin en la Barra de 69 Kv y en la Barra de 13,8 Kv, de la Subestación de Distribución Alborada II. La información ha sido trasladada a la base de 100MVA, 69Kv y 13,8Kv se indica en las siguientes tablas.

#### **3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO**

##### **3.3.1.1. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÁXIMA GENERACIÓN EN BARRA DE 69 Kv**

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Falla (pu)</b>	<b>Ángulo (Grados)</b>	<b>I. Falla (Amp)</b>	<b>MVA de Corto Circuito</b>
Trifásica	5,478	-81,79	4583,54	547,785
Línea a Tierra	3,79	-83,13	3171,57	379,039

Tabla 21. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 69 Kv

### 3.3.1.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÍNIMA GENERACIÓN EN BARRA DE 69 Kv

Tipo de Falla	Falla (pu)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	5,075	-82,36	4246,73	507,533
Línea a Tierra	3,79	-83,36	3059,37	365,630

Tabla 22. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 69 Kv

### 3.3.1.3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÁXIMA GENERACIÓN EN BARRA DE 13.8 Kv

Tipo de Falla	Falla (pu)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	1,418	-83,88	5930,62	141,755
Línea a Tierra	2,024	-84,19	8466,08	202,358

Tabla 23. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 13,8 Kv

### 3.3.1.4. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÍNIMA GENERACIÓN EN BARRA DE 13.8 Kv

Tipo de Falla	Falla (pu)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	1,375	-85,26	5752,81	137,505
Línea a Tierra	2,024	-84,19	8223,56	196,562

Tabla 24. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv

## 3.3.2. IMPEDANCIAS EQUIVALENTES.

### 3.3.2.1. IMPEDANCIAS - MÁXIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud (pu)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (pu)	X/R
ZQQ-1	0,1832161	82,4	1,1538 +J 8,6463	0,0242337 +J 0,1816064	7,49 4
ZQQ-0	0,4265522	84,28	2,0240 +J 20.2070	0,0425120 +J 0,4244284	9,98 4

Tabla 25. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra 69 Kv

Tipo de Falla	Magnitud (pu)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (pu)	X/R
ZQQ-1	0,6415692	85,58	0,0940 +J 1,2182	0,0493509 +J 0,6396683	12,961 6
ZQQ-0	0,4574999	88,92	0,0164 +J 0,8711	0,0086164 +J 0,4574188	53,115 8

Tabla 26. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra de 13,8 Kv



### 3.3.2.2. IMPEDANCIAS - MÍNIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud (pu)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (pu)	X/R
ZQQ-1	0,1970667	82,58	1,2107 +J 9,3039	0,0254299 +J 0,1954190	7,684 6
ZQQ-0	0,4265522	84,28	2,0240 +J 20,2070	0,0425120 +J 0,4244283	9,983 7

Tabla 27. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 69 Kv

Tipo de Falla	Magnitud (pu)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (pu)	X/R
ZQQ-1	0,6554329	85,58	0.0963 +J 1.2445	0.0505471 +J 0.6534809	12.928 2
ZQQ-0	0,4574999	88,92	0,0164 +J 0,8711	0,0086164 +J 0,4574188	53,115 8

Tabla 28. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv

Estas Impedancias se aplicarán para los cálculos de la Corriente de cortocircuito en estado estable, debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

### 3.4. DATOS DE CONDUCTORES

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

### 3.5. DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

### 3.6. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos obtenidos. La falla Trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema.

#### Caso de Análisis

En el ANEXO 3 se adjunta los resultados gráficos de las corridas de Cortocircuito del Caso base, que se resumen a continuación:

#### 3.6.1. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÁXIMA CARGA

##### 3.6.1.1. CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas			
Barras	I. Falla (Amp)	I. Falla (pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69 KV	4583,54	5,478	-81,79
BARRA 13,8 KV	5930,62	1,418	-83,88
Comegua	5919,3	1,415	-83,78
P085952	5064,14	1,21	-80,13
P085978	4909,86	1,174	-79,5
P085994	4574,4	1,093	-78,16
P085998	4524,91	1,082	-77,97
P088003	4506,31	1,077	-77,9
P088002	4458,87	1,066	-77,73

Tabla 29. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas -- Máxima Carga

### 3.6.1.2. CORRIENTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla de Línea a Tierra			
Barras	I. Falla (Amp)	I. Falla (pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69 KV	3171,57	3,79	-83,13
BARRA 13,8 KV	8466,08	2,024	-84,19
Comegua	8450,61	2,02	-84,09
P085952	7226,19	1,727	-80,42
P085978	6766,19	1,717	-79,18
P085994	5860,26	1,401	-76,78
P085998	5737,25	1,371	-76,46
P088003	5691,84	1,36	-76,35
P088002	5578,32	1,333	-76,06

Tabla 30. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra- Máxima Carga

### 3.6.2. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÍNIMA CARGA

#### 3.6.2.1. CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas			
Barras	I. Falla (Amp)	I. Falla (pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69 KV	4246,73	5,075	-82,36
BARRA 13,8 KV	5752,81	1,375	-85,26
Comegua	5742,03	1,372	-85,16
P085952	4925,75	1,177	-81,57
P085978	4779,53	1,142	-80,94
P085994	4460,73	1,066	-79,6
P085998	4413,77	1,055	-79,4
P088003	4396,2	1,051	-79,33
P088002	4351,66	1,04	-79,15

Tabla 31. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas - Mínima Carga

### 3.6.2.2. CORRIENTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla de Línea a Tierra			
Barras	I. Falla (Amp)	I. Falla (pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69 KV	3059,37	3,79	-83,36
BARRA 13,8 KV	8223,56	1,966	-85,49
Comegua	8208,79	1,962	-85,39
P085952	7038,83	1,682	-81,76
P085978	6604,99	1,579	-80,48
P085994	5745,27	1,373	-77,97
P085998	5628,12	1,345	-77,64
P088003	5584,91	1,335	-77,51
P088002	5477,03	1,309	-77,21

Tabla 32. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra - Mínima Carga

### 3.6.3. TABLA COMPARATIVA DE CORRIENTES DE FALLA PARA MÁXIMA Y MÍNIMA GENERACIÓN

Barras	Máxima Generación		Mínima Generación	
	Ifalla (Trifásica)(Amp)	Ifalla (Línea a Tierra)(Amp)	Ifalla (Trifásica)(Amp)	Ifalla (Línea a Tierra)(Amp)
BARRA 69 KV	4583,54	3171,57	4246,73	3059,37
BARRA 13,8 KV	5930,62	8466,08	5752,81	8223,56
Comegua	5919,3	8450,61	5742,03	8208,79
P085952	5064,14	7226,19	4925,75	7038,83
P085978	4909,86	6766,19	4779,53	6604,99
P085994	4574,4	5860,26	4460,73	5745,27
P085998	4524,91	5737,25	4413,77	5628,12
P088003	4506,31	5691,84	4396,2	5584,91
P088002	4458,87	5578,32	4351,66	5477,03

Tabla 33. Tabla Comparativa de Corrientes de Falla para máxima y mínima generación en amperios.

### 3.7. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El presente estudio de Corto Circuito preparado para la Subestación Alborada II nos ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

- Determinar la magnitud de las corrientes de Falla Trifásicas y de Línea a Tierra en cada barra del sistema, tanto para máxima como mínima generación.
- Se realizó un análisis comparativo para determinar las corrientes de falla Máxima y Mínima permisible en el sistema dándonos como resultado lo siguiente:

<b>Corrientes de Falla Máximas y Mínimas Permisibles</b>				
ifalla	Max 69 Kv	Min 69 Kv	Max 13,8 Kv	Min 13,8 Kv
Amp	4583,54	3059,37	8466,08	5752,81
pu	5,478	3,79	2,024	1,375

Tabla 34. Corrientes de Falla Máximas y Mínimas Permisibles

- En la tabla 34 se encuentran las corrientes de falla Máximas y Mínimas tanto a nivel de 69 Kv y de 13,8 Kv, estas corrientes nos servirán para posterior dimensionamiento de las protecciones y coordinación de los equipos y elementos de protección para su puesta en trabajo e interrupción.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio

y alto. I Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en la siguiente parte de este trabajo relacionada con la coordinación de las protecciones.

## **CAPÍTULO 4**

### **PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

Los estudios realizados para obtener el flujo de carga y condiciones de cortocircuito en la Subestación Alborada II nos proporcionan una base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema. El estudio de las protecciones para la Subestación Alborada II se realizara con los siguientes objetivos:

- Determinar los ajustes de los equipos de protección del sistema, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
  
- Determinar la coordinación de las Protecciones de la Subestación Alborada II con la protección del Sistema de la Empresa Eléctrica.

El estudio que se procederá a realizar permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

#### **4.1. ESQUEMAS DE PROTECCIONES.**

La Subestación de Distribución Alborada II contiene los elementos de protección descritos a continuación:

Del lado de 69 Kv un Seccionador Tripolar Motorizado con Cuchillas de Tierra marca TURNER de 600A de corriente continua y con 40KA de corriente de interrupción instantánea y un BIL de 350Kv; posee pararrayos de 60Kv nominales, 32KA de corriente directa máxima y 48KV MCOV que pasa a una Caja Porta-fusible con fusible tipo SMD-1A 200E de característica Extremadamente Inversa y finalmente tiene un Interruptor en Gas SF6 marca ALSTOM de 600A de corriente continua y 40KA de interrupción máxima con un BIL de 350KV.

El Transformador de Poder se encuentra protegido en el lado de alta por pararrayos de marca SIEMENS de 60KV nominales, 65KA de corriente máxima y 48KV MCOV, del lado de baja tensión tiene pararrayo de marca SIEMENS 10KV nominales, 65KA de interrupción y 8.4KV MCOV. También posee la protección diferencial, instantánea y de corriente inversa de fase y de tierra proporcionada por el Relé TPU2000R, la protección diferencial funciona conjuntamente con un Relé Lockout para dar bloqueo a la apertura.



En la barra de 13.8KV posee unos Seccionadores de Aire de 15KV nominales, 1200A de corriente continua, 61KA de corriente instantánea de interrupción y 110KV de BIL.

Las alimentadoras poseen re-conectores de marca COOPER de 24.9KV nominales, 560A de corriente continua, 12KA de corriente de interrupción y 110KV de BIL que son controlados además por un Relé de Baja Frecuencia.

## DIAGRAMA UNIFILAR CONTROL, MEDICION Y PROTECCION

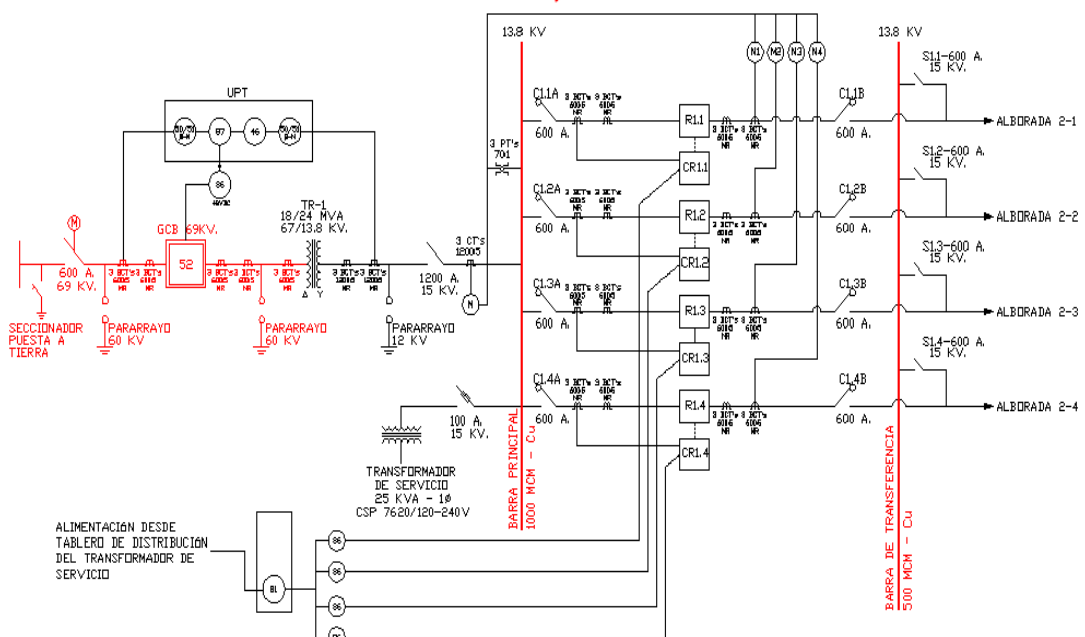


Figura 4. 1 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección

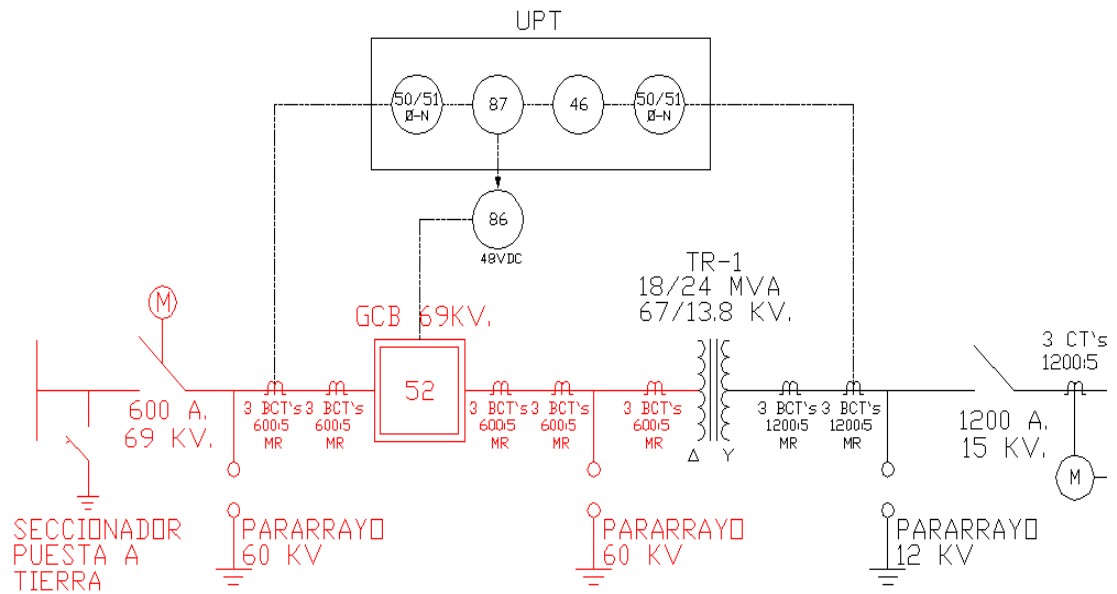


Figura 4. 2 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección

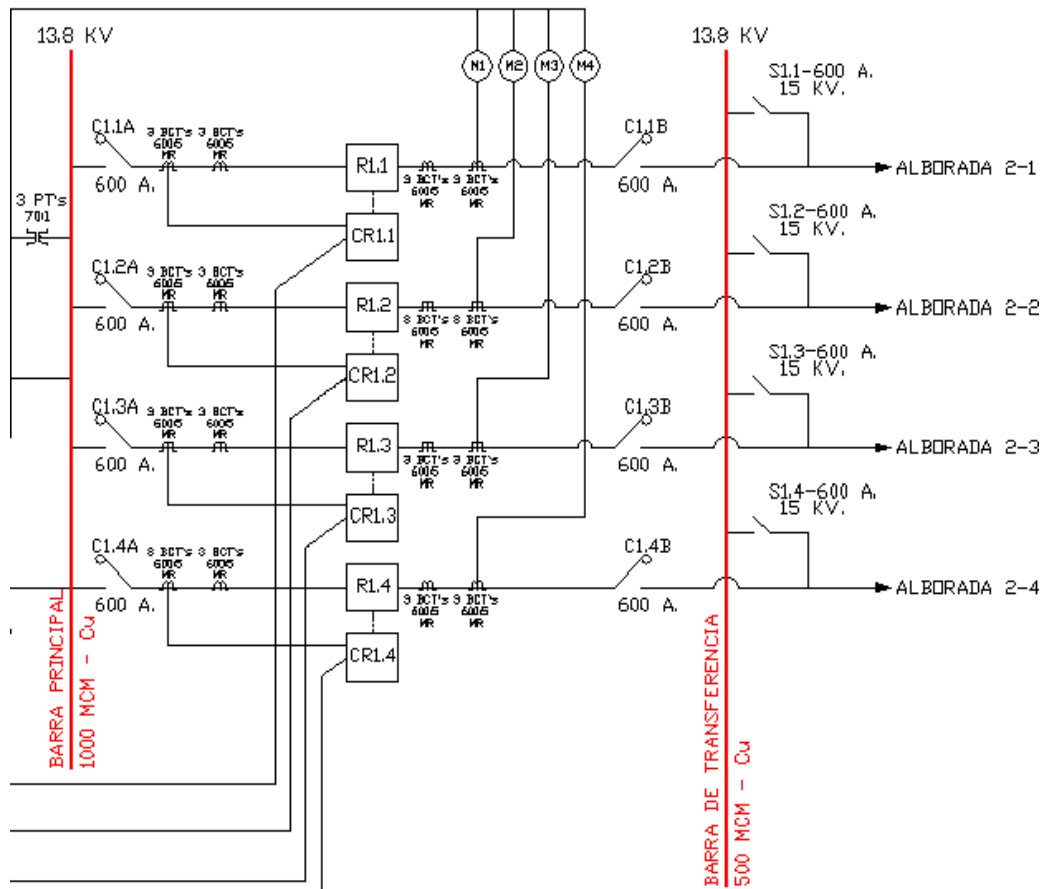


Figura 4. 3 Diagrama Unifilar Control, Medición y Protección

## 4.2 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé TPU2000R el cual es un relé digital orientado para la Administración y protección de Transformadores.

Las funciones principales del Relé aplicables para la protección son las siguientes:

- Protección diferencial.
- Sobre-corriente de tiempo inverso.
- Sobre-corriente Instantáneo.

La figura 4.1 Muestra la característica de disparo de la protección diferencial.

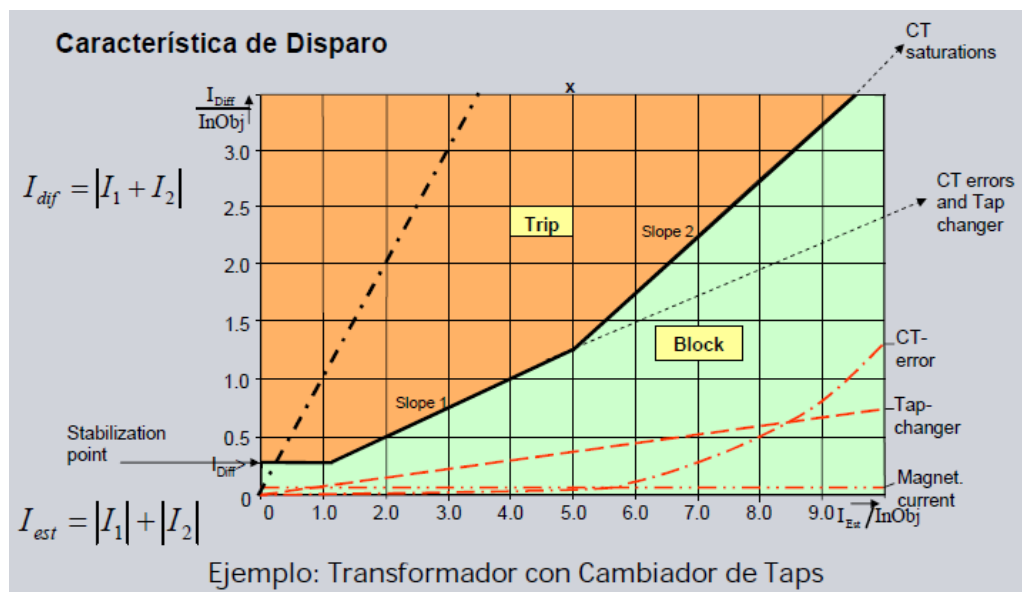


Figura 4. 4 Característica de disparo de la protección diferencial

#### 4.2.1. VALOR DE PUESTA EN TRABAJO (PICKUP)

Lado de alta del Transformador de Poder:	$1.3 \cdot I_n$
Lado de baja del Transformador de Poder:	$1.3 \cdot I_n$
Red de Distribución:	$1.5 \cdot I_n$
Disparo Instantáneo de Sobrecorriente:	Corriente de Falla Máxima

Tabla 35. Valor de Puesta en Trabajo (Pickup)

Los ajustes de las corrientes de puesta en trabajo de las protecciones de tiempo inverso e instantáneas fueron hechas desde el punto de vista que las alimentadoras en ciertas ocasiones son transferidas unas a otras pero no excediendo los 300A de sus capacidades de distribución de energía eléctrica.

Las capacidades de los fusibles utilizados en la coordinación fueron justadas para el despeje de la máxima corriente de falla presente en el punto donde está ubicado el fusible.

#### 4.2.2 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

##### 4.2.2.1 AJUSTE DEL RELÉ 87T

El relé 87T es la Protección Diferencial del Transformador, es un dispositivo microprocesador de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (CT's) situados en ambos lados del elemento a

transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus CT's de alta y baja. El esquema de conexión para protección diferencial 87T se muestra a continuación.

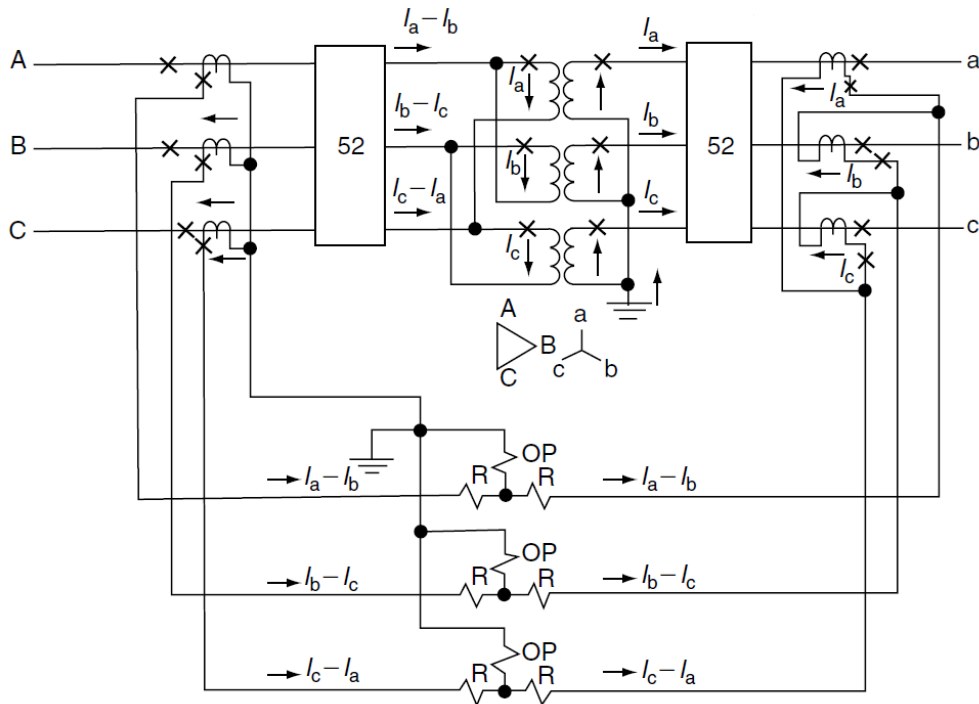


Figura 4.5 Esquema de Protección Diferencial

Para el ajuste se consideran las conexiones y valores nominales del transformador. El Lado de Alta (69 Kv Delta) y el Lado de Baja (13,8kV Estrella) con 7,2% de impedancia y 18/24 MVA OA/FA.

En cuanto al desfaseamiento el lado de Alta adelanta al lado de Baja en  $30^\circ$ .

### **Máxima corriente de carga a 24 MVA**

$$IH = \frac{MVA \text{ en FA}}{\sqrt{3} \times VH}$$

$$IH = \frac{24000}{\sqrt{3} \times 69} = 200.82 \text{ A}$$

$$IL = \frac{MVA \text{ en FA}}{\sqrt{3} \times VL}$$

$$IL = \frac{24000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 1004.087 \text{ A}$$

### **Relaciones de CT**

De acuerdo a la placa del transformador, se tiene en el lado de alta tensión la relación de CT de 600/5, la cual puede soportar corrientes de falla con precisión de 20. Recordemos que la corriente de falla en el lado de 69 Kv es 4583,54 A, lo que evidencia una relación de CT aceptable.

En cuanto al lado de Baja tensión se tiene una relación de CT de 1200/5 con precisión de 5, para corriente de falla de 8466,08 A.

### **Corrientes de Carga en el lado secundario del CT con máxima capacidad del transformador de 24 MVA**

$$IHS = \frac{IH}{TC \text{ en alta}}$$

$$IHS = \frac{200.82}{\frac{600}{5}} = 1.67A$$

$$ILS = \frac{IL}{TC \text{ en baja}}$$

$$ILS = \frac{1004.087}{\frac{1200}{5}} = 4.18 A$$

Por lo tanto, el ajuste de toma 87T-1 para el lado alto y 87T-2 para el lado bajo:

$$87T-1 = 2A$$

$$87T-2 = 4A$$

### **Porcentaje de Restricción de Armónicas por la corriente de magnetización.**

Para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicos, para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos. En general, la corriente de magnetización presenta diferencias con la corriente de cortocircuito en la forma de onda debido a presencia de armónicos.

La corriente diferencial es puramente sinusoidal cuando se presenta una falla interna, mientras que es rica en armónicas, durante la energización o la

sobre-excitación del transformador. La corriente diferencial es filtrada y las salidas de los filtros se usan para restringir la misma.

En transformadores modernos la intensidad de las armónicas es muy bajo y de acuerdo a la norma ANSI C57.110, un 5% o menos es deseable para la restricción del relé.

### **Porcentaje por regulación de voltaje**

Si el transformador tiene cambiador de tomas es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. El rango del cambiador de tomas en carga es de +/- 10% de acuerdo a la placa del transformador de poder. Para estos cambios de taps o funcionamiento en vacío la protección no debe ser afectada por las condiciones de operación del transformador.

### **Porcentaje por error de los CT's**

Como se tiene conocimiento, la relación de transformación de corriente de los CT's no es lineal en cuanto se van acercando al codo de operación, esto implica errores que los CT's pueden tener en su relaciones de transformación. Para este caso en particular considerando la magnitud de las corrientes de falla y las relaciones de transformación de los CT'S se considera un factor límite de precisión (ALF), igual a 20, el porcentaje



escogido de acuerdo a la norma IEC 60044 para protección diferencial es del 5%.

### **Porcentaje de restricción en cuanto al desacoplamiento entre los CT's**

Las razones de los CT'S no siempre arrojan valores secundarios iguales a comparar. El porcentaje Mismatch se determina asumiendo que el relé utilizado tiene TH: 2 Y TL: 9, para obtener un error de desacoplamiento pequeño, como se muestra a continuación:

$$M = 100 * \frac{\left( \frac{IHS}{ILS * \sqrt{3}} - \frac{TH}{TL} \right)}{S}$$

$$M = 100 * \frac{\left( \frac{1.67}{4.18 * \sqrt{3}} - \frac{2}{9} \right)}{0.22}$$

$$M = 3.69\%$$

Este es un buen porcentaje. 3.69% proporciona un margen de seguridad suficiente para las diferencias de los relés y errores de rendimiento.

Se muestra la suma de cada restricción a continuación para la selección de la pendiente de la curva de disparo del 87

Restricciones	Porcentaje
Error de CT'S	5%
Mismatch	3.69%
Inrush	5%
Tap	10%
<b>Suma:</b>	<b>23.69%</b>

Tabla 36. Resumen de los porcentajes de las restricciones

Por lo tanto, seleccionamos una pendiente de porcentaje lineal de 25%.

La figura 24.4 muestra la característica de disparo de la protección diferencial del transformador.

#### Característica de Disparo - 87T

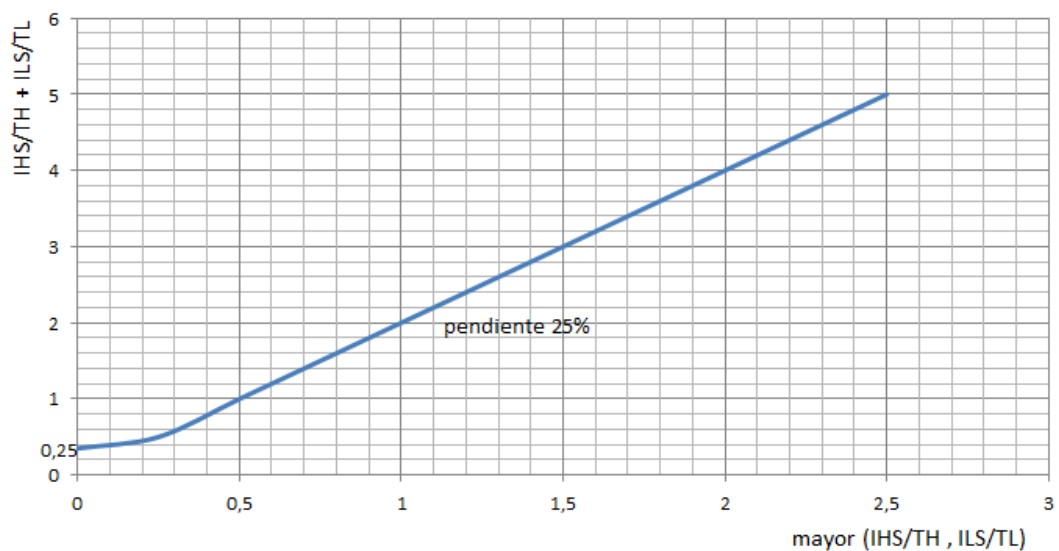


Figura 4.6 Característica de disparo de la Protección Diferencial

#### 4.2.2.2 AJUSTES SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE (50P Y 51P)

Para el ajuste de la curva de corriente temporizada se utilizó la ecuación de la curva ANSI que se muestra a continuación:

$$\text{Tiempo de Disparo} = \left( \frac{A}{M^P - C} + B \right) * \left( \frac{14n - 5}{9} \right)$$

M = Múltiplos de la corriente de arranque (I/I<sub>pu</sub>)

n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)

Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6,407	0,025	1	2,0	3	0,998
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2,0	1,346	0,998
Inversa	0,0086	0,0185	1	0,02	0,46	0,998
Inversa - Tiempo Corto	0,00172	0,0037	1	0,02	0,092	0,998
Ext. Inversa - Tiempo Corto	1,281	0,005	1	2,0	0,6	0,998
Ext. Inv. - Tiempo Largo	64,07	0,250	1	2,0	30	0,998
Muy Inv. - Tiempo Largo	28,55	0,712	1	2,0	13,46	0,998
Inversa - Tiempo Largo	0,086	0,185	1	0,02	4,6	0,998
Curva de Reconector #8	4,211	0,013	0,35	1,8	3,29	1,5

Figura 4.7 Tabla de ajuste para Relé de Sobrecorriente 50 y 51

#### 4.2.2.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE DE TIEMPO INVERSO DE FASE (51P)

La principal características de este tipo de relés es que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. Es decir el tiempo de operación varía en forma inversamente proporcional a la corriente de operación. Se fabrican con curvas de tiempo más o menos inversas, que se designan por “tiempo inverso”, “tiempo muy inverso” y “tiempo extremadamente inverso”.

El ajuste del relé de sobrecorriente de tiempo inverso es mostrado a continuación:

$$TAP51P = \frac{I_{pick\ up51P}}{Rct}$$

Donde:

TAP51P = Ajuste del valor del TAP del relé 51P en Amperios.

$I_{pick\ up51P}$  = Corriente de puesta en trabajo del relé 51P en Amperios.

Rctsec = Relación del transformador de corriente en el lado de secundario.

$$TAP51P = \frac{314}{\frac{600}{5}}$$

$$TAP51P = 2.62 A$$

Curva51P	TAP51P[Amp]
Extremadamente Inversa	3

#### 4.2.2.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRE-CORRIENTE INSTANTÁNEO DE FASE (50P)

Los relés de sobre-corriente instantáneos de fase, como unidades aisladas, se usan poco en los sistemas eléctricos de potencia.

Generalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el fin de combinar sus características.

Por lo tanto el ajuste de la unidad instantánea del relé de fase deberá ser con respecto al ajuste del relé de sobre-corriente de tiempo inverso de fase y se lo muestra de la siguiente manera:

$$TAP50P = \frac{I_{pick\ up50P}}{TAP51P}$$

Donde:

TAP50P = Ajuste del valor del TAP del relé 50P en Amperios.

$I_{pick\ up50P}$  = Corriente de puesta en trabajo del relé 50P en Amperios.

TAP51P = Ajuste del valor del TAP del relé 51P en Amperios.

$$TAP50P = \frac{13.76}{2.62}$$

$$TAP50P = 5.25\ A$$

Curva50P	TAP50P[Amp]
Tiempo Definido	5

#### 4.2.2.3 PROTECCIÓN DE CORRIENTES DESBALANCEADAS (46).

La función de secuencia negativa puede definirse por debajo de la corriente de carga porque las corrientes normales de carga equilibrada no generan corriente de secuencia negativa. Se puede obtener una mayor sensibilidad para las fallas entre fases. En una falla entre fases donde  $I_a = I_b$  e  $I_c = 0$ , la corriente de secuencia negativa  $I_2$  es igual a **58%** de la corriente en alta y baja, lo cual se establece según la norma ANSI C50.13.

$$I_{ajuste46} = 58\% I_L = 0.58 * 1004.087 = 582.37A.$$

$$I_{ajuste46} = 58\% I_H = 0.58 * 200.82A = 116.48A.$$

El relé 46 de la subestación es utilizado como señal de alarma únicamente.

#### 4.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE FRECUENCIA (81).

El relé 81 protege y controla equipos contra cambios en la frecuencia del voltaje. Para determinar el ajuste del relé 81 se toma en cuenta las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547-2003. Para el ajuste de este relé se lo fijó a 57 Hz con un tiempo de retardo de 0.16 s. (10 ciclos).

#### 4.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES

En la Subestación Alborada II, se utiliza los re-conectores en vacío como medio de aislamiento e interrupción. Lo cual sirve como el dispositivo de

protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente, en este caso protege la alimentadora COMEGUA.

Para realizar el ajuste del re-conector en la Subestación Alborada II se utilizaron los siguientes parámetros:

DESCRIPCION DE PARAMETROS		SUBESTACIONES ajustes EdG
<b>PROGRAMMING</b>	Minimum trip - phase (value at which a system overcurrent is detected)	<b>560</b>
	Minimum trip - ground	<b>280</b>
	Time current curve (TCC1 - <b>fast</b> curve) - phase	<b>101</b>
	TCC1 – ground	<b>102</b>
	TCC2 ( <b>slow</b> curve) - phase	<b>117</b>
	TCC2 – ground	<b>165</b>
	# operations on TCC1 - phase	<b>1</b>
	# operations on TCC1 - ground	<b>1</b>
	# operations to lockout - phase	<b>3</b>
	# operations to lockout - ground	<b>3</b>
	Reset time (seconds): It begins after a succesful reclose operations	<b>10</b>
	Reclose #1 (seconds): It is the open time duration after the 1st trip operation	<b>15</b>
	Reclose #2 (seconds): It is the open time duration after the 2nd trip operation	<b>30</b>
	Reclose #3 (seconds): It is the open time duration after the 3rd trip operation	<b>30</b>
	CT selection. Current transformer ratio of 1000:1	<b>1000</b>
	Alternate Minimum Trip (Amps) - phase	<b>560</b>
Alternate Minimum Trip (Amps) - ground	<b>280</b>	
<b>METERING</b>	Select integration Interval - Phase (5 or 15 minutes)	<b>15</b>
	Select integration Interval - Ground (1 or 5 minutes)	<b>5</b>
<b>HIGH CURRENT TRIP</b>	High Current Trip - Phase (Multiples of Minimum Trip)	<b>5</b>
	High Current Trip - Ground (Multiples of Minimum Trip)	
	High Current Trip - Phase (cycles) (Trip Time Delay)	<b>1</b>
	High Current Trip - Ground (cycles) (Trip Time Delay)	<b>1</b>
	High Current Trip - Phase (Active Trip Number)	<b>123</b>
	High Current Trip - Ground (Active Trip Number)	<b>123</b>
<b>HIGH CURRENT LOCKOUT</b>	High Current Lockout - Phase (ON/OFF)	<b>ON</b>
	High Current Lockout - Ground (ON/OFF)	<b>ON</b>
	High Current Lockout - Phase (Multiples of Minimum Trip)	<b>9</b>
	High Current Lockout - Ground (Multiples of Minimum Trip)	<b>18</b>
	High Current Lockout - Phase (Active Trip Number)	<b>1</b>
	High Current Lockout - Ground (Active Trip Number)	<b>1</b>

Figura 4.8 Características de los Re-conectores

### 4.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los estudios realizados para la Protección de la Subestación de Distribución Alborada II, nos da como resultado lo siguiente:

- Se determinaron los ajustes del relé TPU2000R y sus diferentes funciones para la protección del transformador de potencia.
- Se realizó el ajuste de la protección diferencial (relé 87T) dándonos un resultado favorable, el cual nos garantiza una correcta operación del relé TPU2000R en caso de fallas en el transformador. El ajuste del relé diferencial realizado nos dio como resultado lo siguiente:

RESTRICCIONES	PORCENTAJE
Error de CT'S	5%
Mismatch	3.69%
Inrush	5%
Tap	10%
Suma:	23.69%

- Lo cual nos da una característica de disparo con un 23.69% de pendiente, esto nos indica que el ajuste del relé 87T está dentro del porcentaje permitido por el relé TPU2000R, en el que debe tenerse como porcentaje de ajuste un 25% de pendiente.



- El ajuste de los relés de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase, 50P y 51P respectivamente nos muestran los siguientes parámetros:

Curva	A	B	C	P	D	E
<b>Extremadamente Inversa</b>	6,407	0,025	1	2	3	0,998

- Esto nos indica que se tiene un tiempo de disparo definido por el relé TPU2000R, que también nos refiere a una curva extremadamente inversa, aplicada en el capítulo posterior de coordinación de las protecciones.
- El ajuste del relé 46 para protección de corrientes desbalanceadas se encuentra disponible en el relé TPU2000R, pero no se encuentra activa y en la Subestación Alborada II es utilizada como señal de alarma únicamente.
- El relé 81 para protección de cambios de frecuencia, se encuentra ajustada de manera que pueda actuar ante las bajas frecuencias. Los organismos reguladores de energía en nuestro caso la Empresa Eléctrica separa las bajas bruscas de frecuencia por pasos y los define dependiendo de la cantidad de frecuencia disminuya. La Subestación Alborada II se encuentra en el 7mo paso de corte con la alimentadora COMEGUA y saldría de servicio a una frecuencia de 58.6 HZ.

- El ajuste de los reconectadores en la Subestación se realizó mediante parámetros obtenidos mediante el programa para Coordinación de las Protecciones utilizado en el capítulo siguiente.

## CAPÍTULO 5

### PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

#### 5.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.

La Subestación Alborada II, su alimentadora COMEGUA y el sistema de distribución en general, se encuentran automatizados por equipos de protección que cumplen la labor de interrupción del sistema ante cualquier eventualidad, falla o mala operación del sistema.

Las protecciones en un sistema de Distribución deben cumplir con los siguientes criterios:

- **Selectividad:** Cada elemento de protección debe operar en su zona protegida. Este aspecto es importante en el diseño de una Subestación, ya que indica la secuencia en que los relés actuarán, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actúe y no la protección de otros elementos.

- **Respaldo:** Los elementos dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente. Este elemento de protección nos indica que si no actúa la protección principal, deberá actuar la protección de mayor capacidad interruptiva, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó.
- **Tiempo de operación:** El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo. Esto quiere decir que el tiempo debe ser tomado de tal manera que no exista una mala operación de los elementos de protección.
- **Simplicidad:** La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas. Debe tenerse en cuenta también que esto ayudara a la economía en el diseño de una Subestación y evita que se coloquen elementos innecesarios.

## 5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES.

En la Subestación, existen Fusibles de 69 KV para la protección en el lado de alta tensión del Transformador y Fusibles de 13.8 KV los cuales sirven para proteger los ramales que se encuentran en la alimentadora.

Las características de los Fusibles son las siguientes:

### **5.2.1. FUSIBLE DE 69 KV**

Este fusible se encuentra en el lado de alta tensión del transformador de poder, es de marca S&C, tipo SMD1A V SLO a tensión de 69 KV y está ubicado antes del disyuntor principal 52 o Breaker GCB, la corriente se ajusta de acuerdo a la norma Standard Speed (TCC 153-1-5-1).

Tiene la característica de entrar en funcionamiento al momento de dar mantenimiento al GCB, para evitar que ocurra una falla y provoque daños tanto a los equipos como al personal de mantenimiento.

Nota: Estos fusibles ya no son usados en Subestaciones de Distribución debido a que son Monopolares, lo que indica que operan individualmente y en el momento en que salga una fase el transformador seguirá operando de tal manera que la conexión primaria será en Delta Abierta provocando sobrecargas en los devanados del Transformador tanto en el primario, como en el secundario. Esta mala operación podría causar daños severos hasta incluso quemar el Transformador de Poder.

### **5.2.2. FUSIBLE DE 13,8 KV**

Este fusible se encuentra en los ramales o derivaciones en media tensión, son fusibles de marca KEARNEY tipo "K" Speed (TCC 165-6-2), y se encuentran ajustados de acuerdo al consumo obtenido en el flujo de carga.

La función de este fusible es la de proteger al ramal o ramales de la alimentadora. Cuando ocurre una falla, opera el fusible después de la curva rápida del re-conectador, es decir del elemento aguas arriba. Si el re-conectador no despeja la falla el fusible la despeja fundiéndose el mismo.

### **5.3 CARACTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES MAGNÉTICOS.**

Los interruptores magnéticos son aquellos que sirven para conexión y desconexión de la Subestación y la Alimentadora, ya sea para mantenimiento o por que ocurra una falla.

Los interruptores magnéticos en la Subestación Alborada II son los siguientes:

- Breaker GCB 69 Kv
- Re-conectador Electrónico

### **5.3.1. BREAKER GCB 69 KV**

Es un interruptor magnético de alta tensión, que sirve principalmente para proteger el transformador así como la subestación en general, su medio aislante es el hexafluoruro de azufre SF6 por sus siglas en inglés.

El GCB es accionado por el relé TPU 2000R cuando ocurre una falla o también puede ser accionado manualmente al momento de dar mantenimiento a la subestación.

### **5.3.2. RECONECTADOR ELECTRÓNICO**

En la Subestación Alborada II existen 4 reconectores electrónicos, de los cuales solo se encuentra en funcionamiento 1 con la alimentadora COMEGUA. El reconector electrónico es marca Cooper forma 4C y tipo WE, cuya función es la de proteger el alimentador así como también el fusible de los ramales de la alimentadora.

Su funcionamiento se da al momento de ocurrir una falla, operando así la curva rápida del reconector, si la falla es temporal esta se despejara sin ningún problema pero si la falla no se puede despejar o es de naturaleza permanente actuara el fusible fundiendo el mismo y luego haciendo que actué la curva lenta del reconector hasta despejar la falla.

#### **5.4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.**

Para realizar la coordinación de la Subestación Alborada II se tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Para realizar la protección en el lado del primario del transformador se utilizó el fusible marca S&C tipo SMD 69KV y el relé TPU2000R ajustado en su unidad de sobrecorriente de tiempo inverso e instantánea, también se considera que la aplicación de este relé incluye la protección de respaldo de la barra de 13.8 KV y de la alimentadora.
- Las unidades de sobrecorriente de tiempo definido e instantánea se las ha ajustado para las corrientes máximas y mínimas de falla en las barras más cercanas al transformador, esto es tanto en el primario, como en el secundario del transformador o para la mayor corriente de contribución en la localidad de los relés.
- Se considera el estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de Coordinación entre 0.2 a 0.3 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del Relé.



## **CAPÍTULO 6**

### **COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.**

#### **6.1 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN**

Los resultados de la coordinación de la subestación y red de distribución se muestran en gráficas, las cuales incluyen la protección del transformador, la alimentadora y la red de distribución.

Como se puede observar tanto físicamente, como para efectos de simulación, se tiene un fusible en el lado de alta tensión o primario del transformador. El fusible es de 69 KV marca S&C y se encuentra ubicado antes del breaker GCB o comúnmente llamado disyuntor (52), este fusible se ajusta como se mencionó en el capítulo anterior de acuerdo a la norma Standard Speed (TCC 153-1-5-1).

Tanto para el lado de alta, como para el lado de baja tensión del transformador se encuentran las unidades de sobrecorriente de tiempo (51) e instantánea (50), ajustadas de acuerdo al relé TPU2000R y de acuerdo también con los ajustes del relé diferencial (87T). En el esquema de protecciones se graficaron las curvas para estos relés así mismo en el lado primario y secundario del transformador.

Para la coordinación en el lado de 13.8 KV (secundario del transformador) se tiene el reconectador de la alimentadora que es marca COOPER, con tipo de control electrónico, en la cual solo se graficaron 2 curvas, una rápida y una lenta tanto para fase como neutro que garantiza una correcta protección.

Saliendo de la subestación, ya en la troncal tenemos los ramales o derivaciones que se encuentran protegidos por fusibles tipo "K" que se ajusta con la norma Speed (TCC 166-6-2) y de acuerdo al consumo obtenido en el flujo de carga.

Es necesario para garantizar una buena coordinación que las curvas de coordinación estén por debajo de la curva de daño del transformador, la cual representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador cuando es sometido a un esfuerzo mecánico y térmico ocasionado por una corriente de cortocircuito.

Los ajustes de los relés de secuencia negativa (46), diferencial (87T) y junto con el relé de baja frecuencia (81) ya fueron realizados en hojas anteriores.

### 6.1.1. COORDINACIÓN RAMA 1

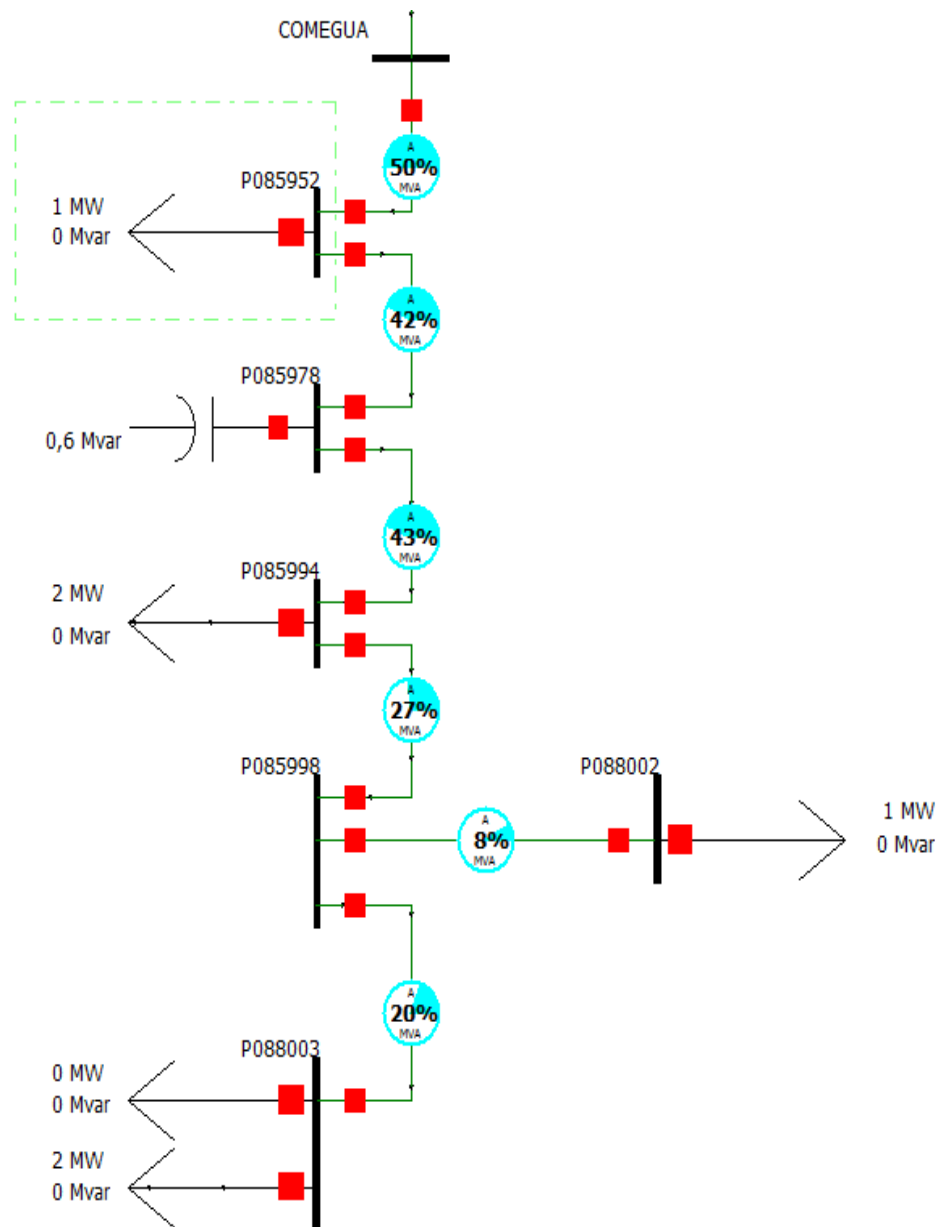
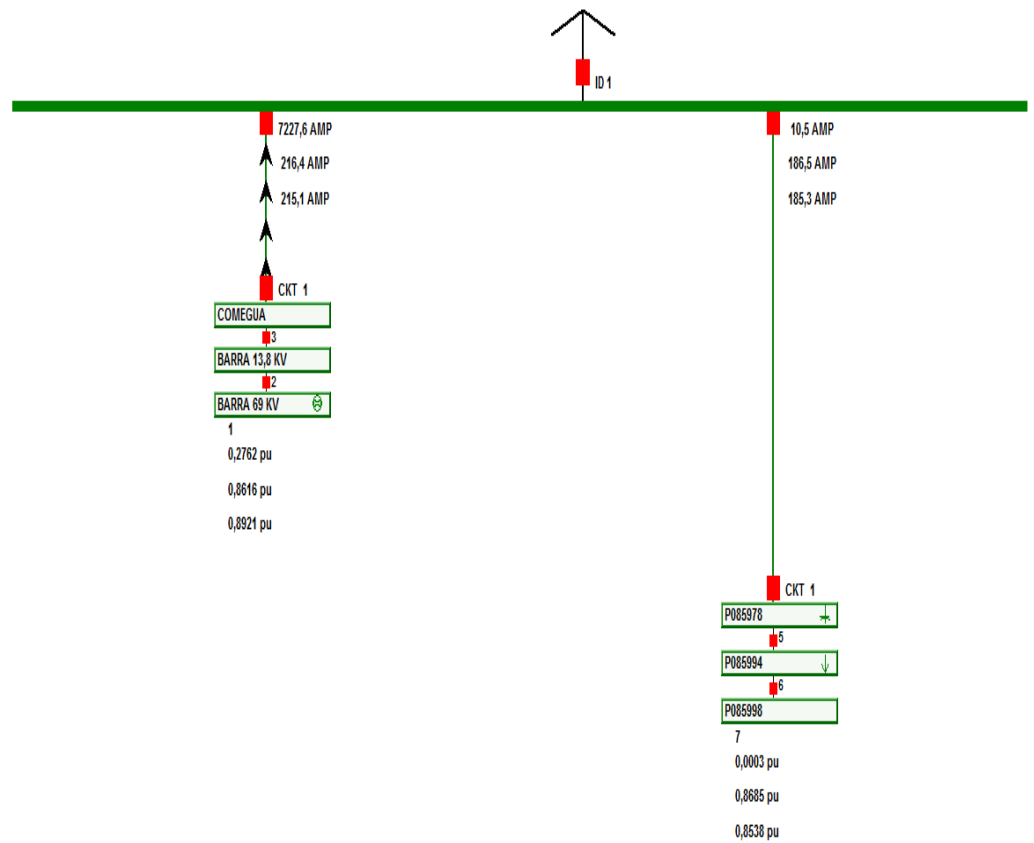


Figura 6.1 Coordinación rama 1

# P085952

Bus: P085952 (4)  
 Nom KV: 13,80  
 Area: 1 (1)  
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
 0,8712 pu  
 0,00 deg  
 0,8569 pu  
 -95,37 deg  
 94,27 deg



System State

Figura 6.2 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1

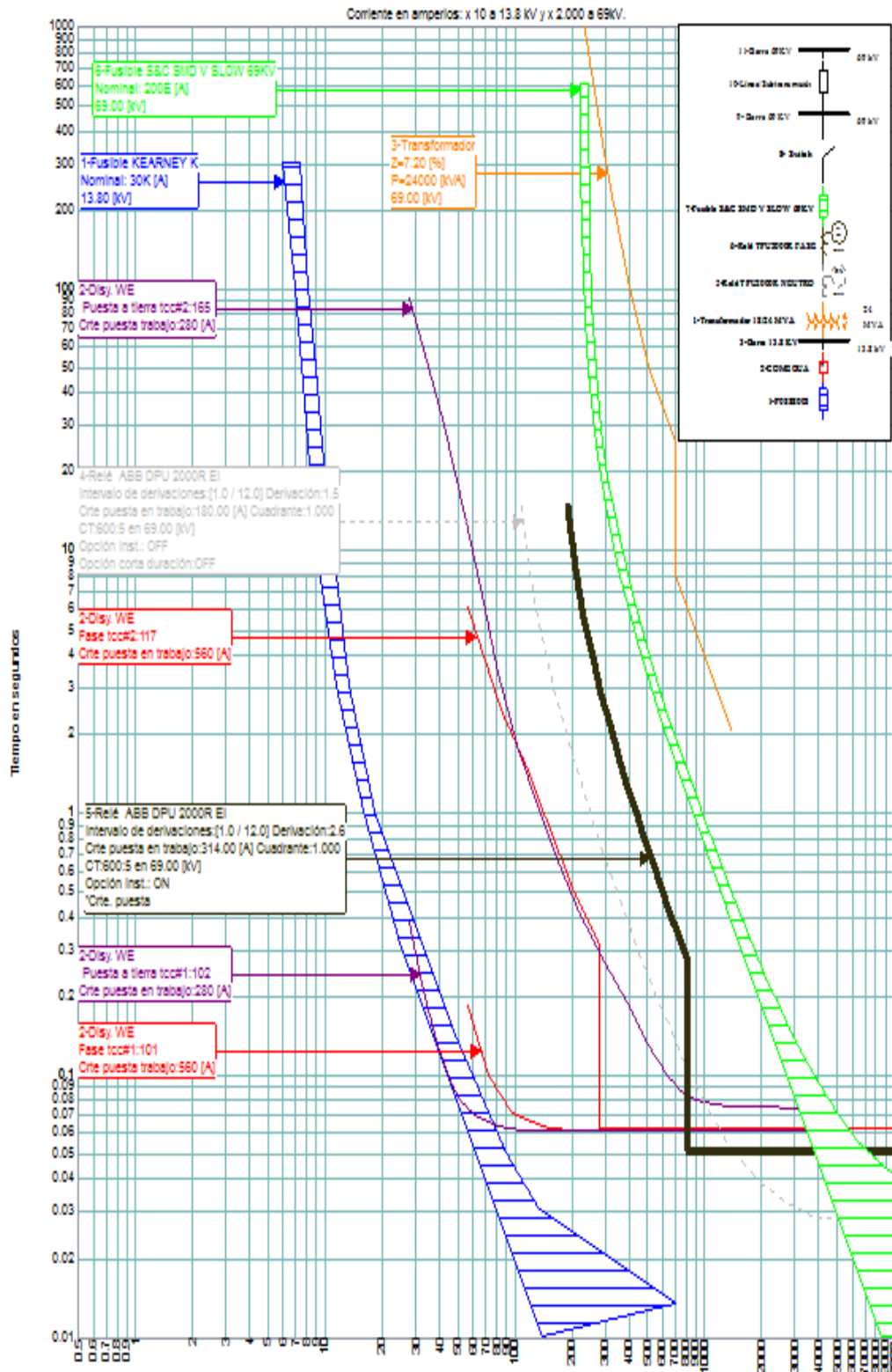


Figura 6.3 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 1

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
<b>1-Fusible KEARNEY K</b>					
13.80	P085952	Fase/A tierra	Nominal:	30.00 [A]	
<b>2-Disy. WE</b>					
13.80	COMEGUA	Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	560 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	117	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar bloqueo TCC:	3	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente(132):	5
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	280 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar para bloquear TCC:	3	
		Secuencia	Tiempo de reposición	10.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	15.0 /30.0 /30.0 [s]	
<b>3-Transformador</b>					
69.00	TRANSFORMADOR	N/A	P:	24000 [kVA]	
			Z:	7.20 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
<b>4-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	A tierra	Cuadrante:	1.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	1.5	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	180.00 [A]	
<b>5-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	Fase	Cuadrante:	1.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	2.6	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	314.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	1625.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.05 [s]	
<b>6-Fusible S&amp;C SHD V SLOW 69KV</b>					
69.00	FUSIBLE 69KV	Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 38. Resumen coordinación – Rama 1

## 6.1.2. COORDINACIÓN RAMA 2

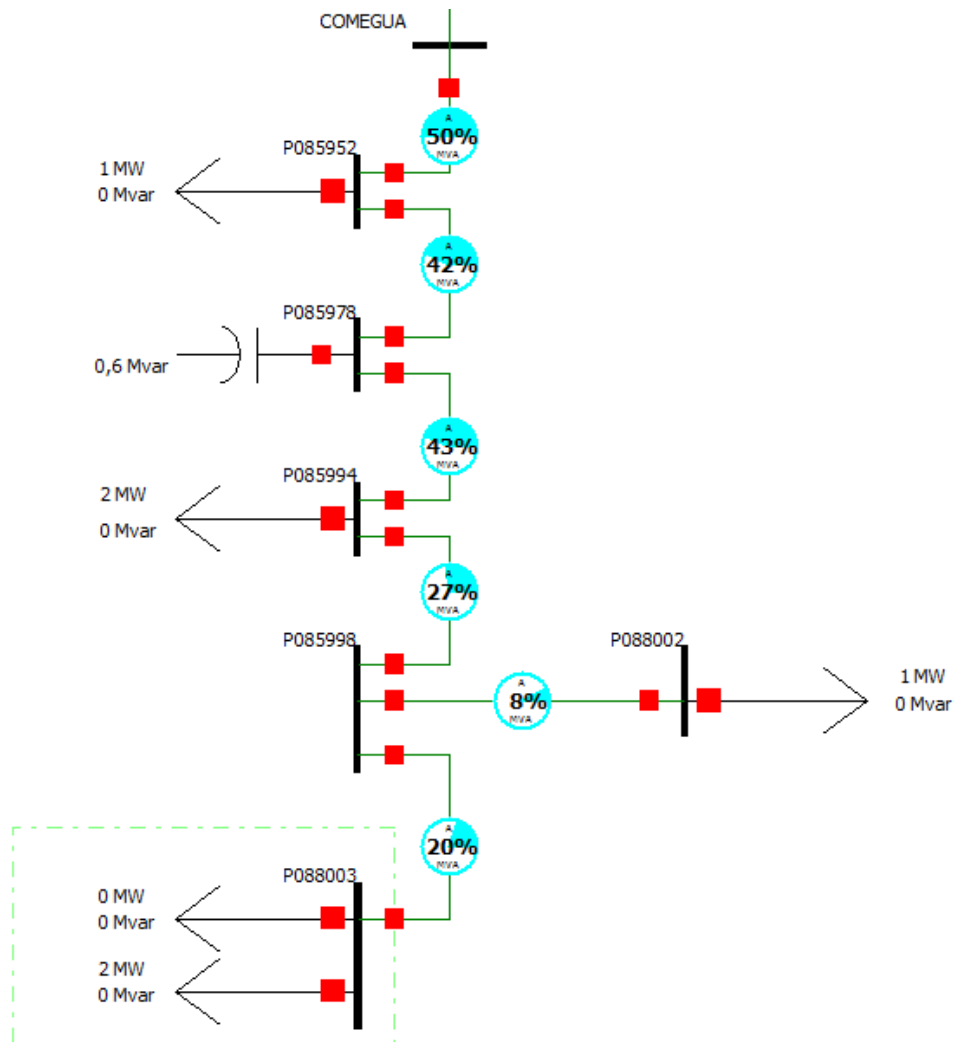


Figura 6.4 Coordinación rama 2

### P088003

Bus: P088003 (8)  
 Nom kV: 13,80  
 Area: 1 (1)  
 Zone: 1 (1)  
 0,0000 pu  
 0,8570 pu  
 0,00 deg  
 0,9225 pu  
 -106,77 deg  
 103,96 deg

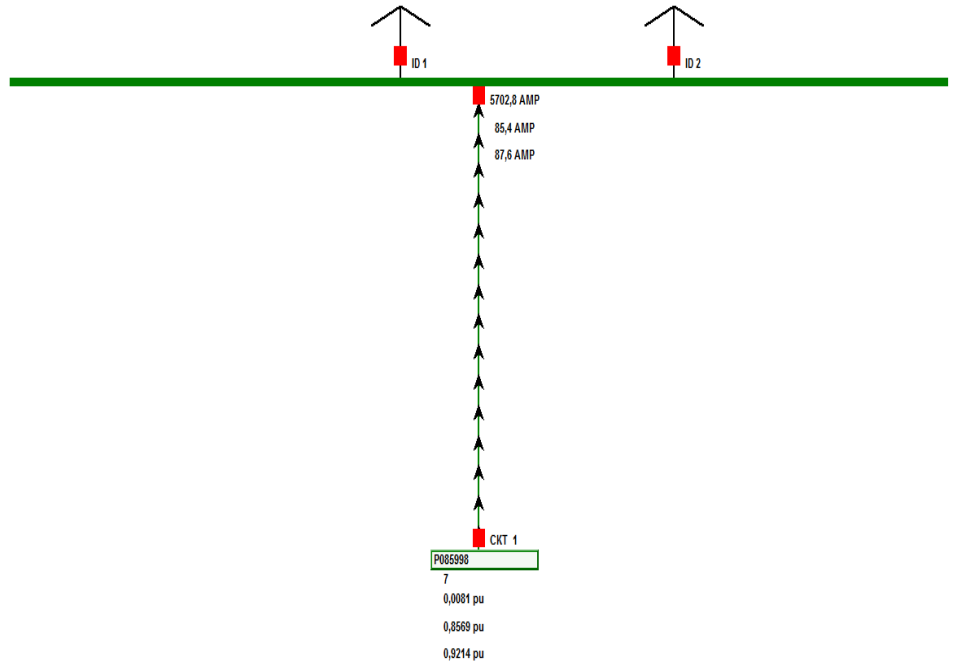


Figura 6.5 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2



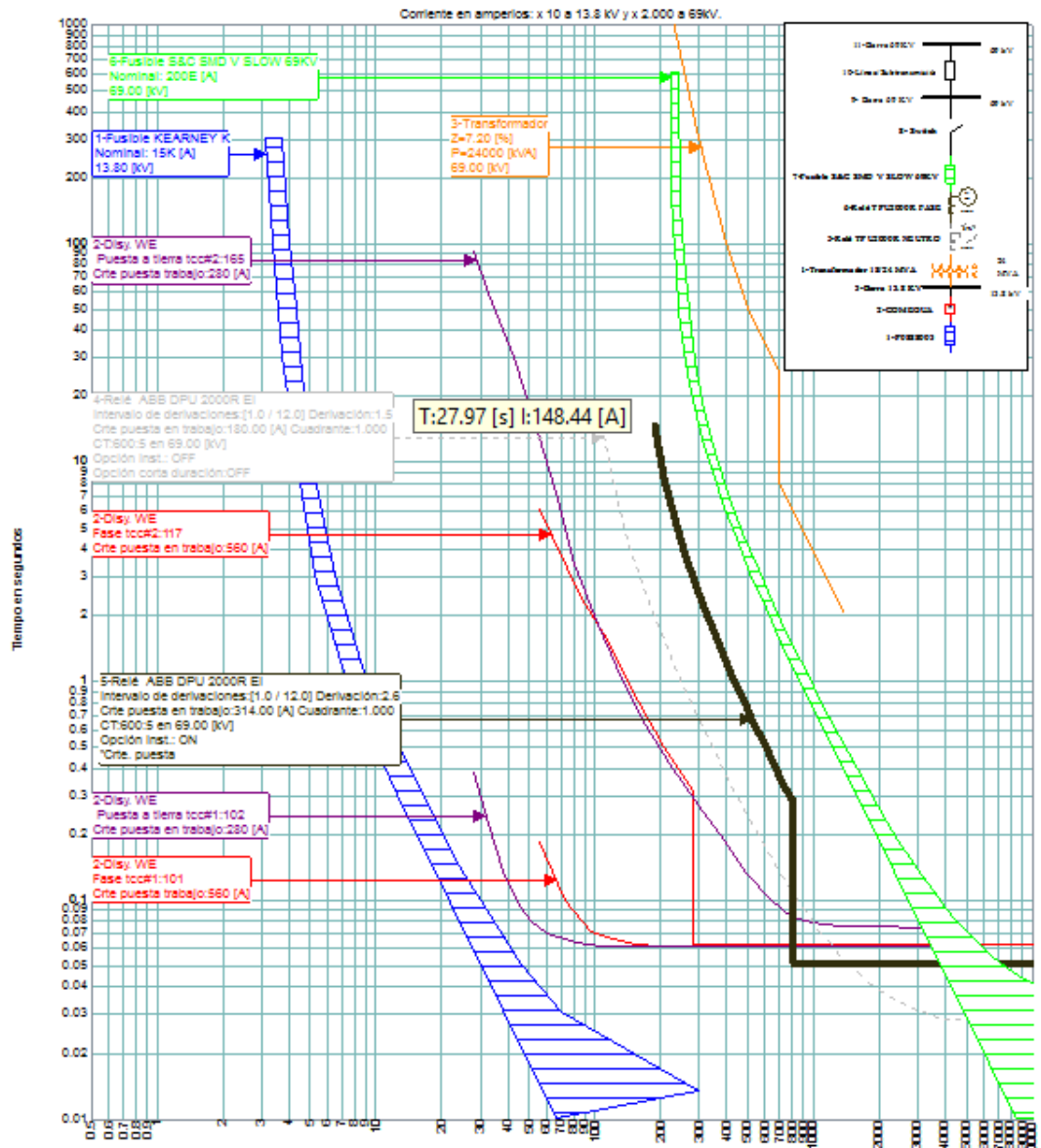


Figura 6.6 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 2

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
<b>1-Fusible KEARNEY K</b>					
13.80	P088003	Fase/A tierra	Nominal:	15.00 [A]	
<b>2-Disy. WE</b>					
13.80	COMEGUA	Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	560 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	117	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar bloqueo TCC:	3	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Min.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente(132):	5
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	280 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar para bloquear TCC:	3	
		Secuencia	Tiempo de reposición	10.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	15.0 /30.0 /30.0 [s]	
<b>3-Transformador</b>					
69.00	TRANSFORMADOR	N/A	P:	24000 [kVA]	
			Z:	7.20 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
<b>4-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	A tierra	Cuadrante:	1.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	1.5	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	180.00 [A]	
<b>5-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	Fase	Cuadrante:	1.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	2.6	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	314.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	1625.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.05 [s]	
<b>6-Fusible S&amp;C SMD V SLOW 69KV</b>					
69.00	FUSIBLE 69KV	Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 391. Resumen coordinación – Rama 2

### 6.1.3 COORDINACIÓN RAMA 3

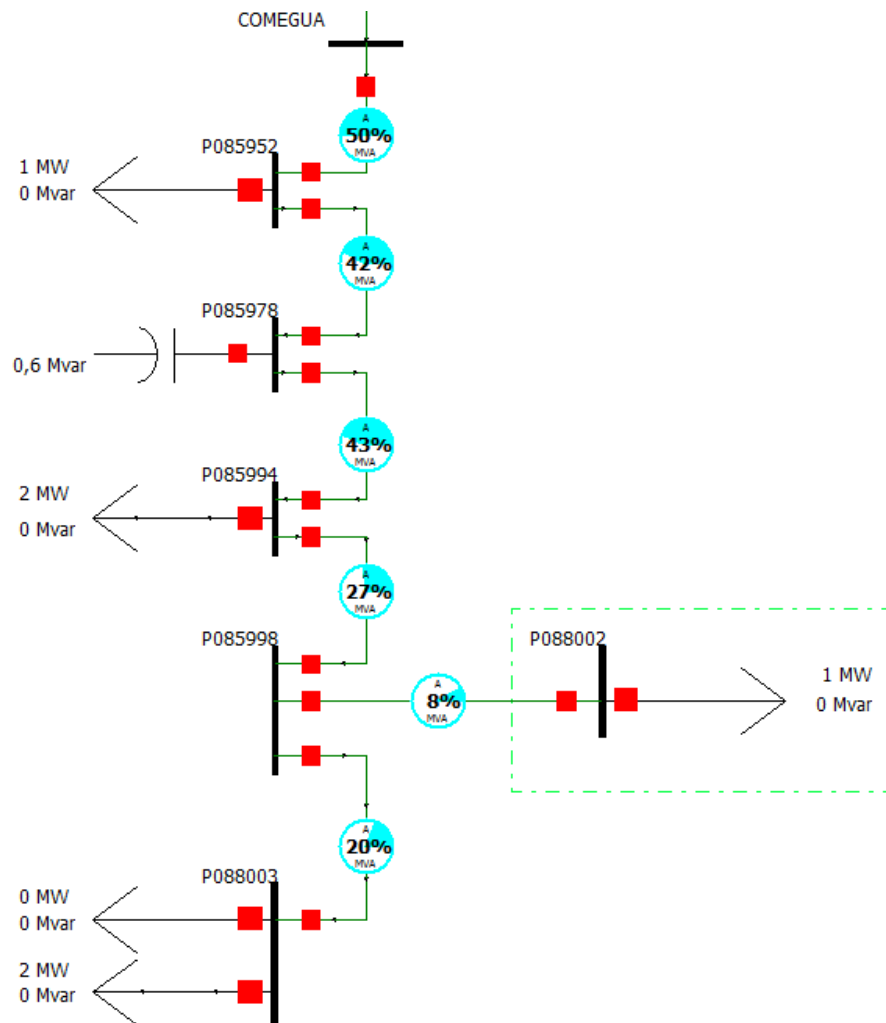


Figura 6. 7 Coordinación rama 3

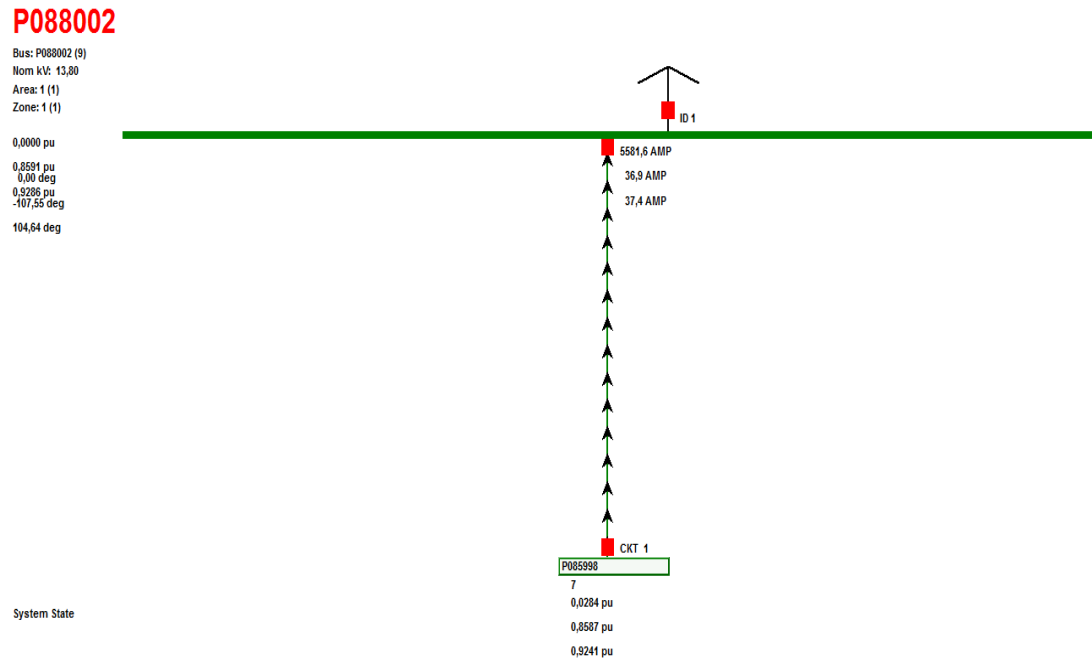


Figura 6.8 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3

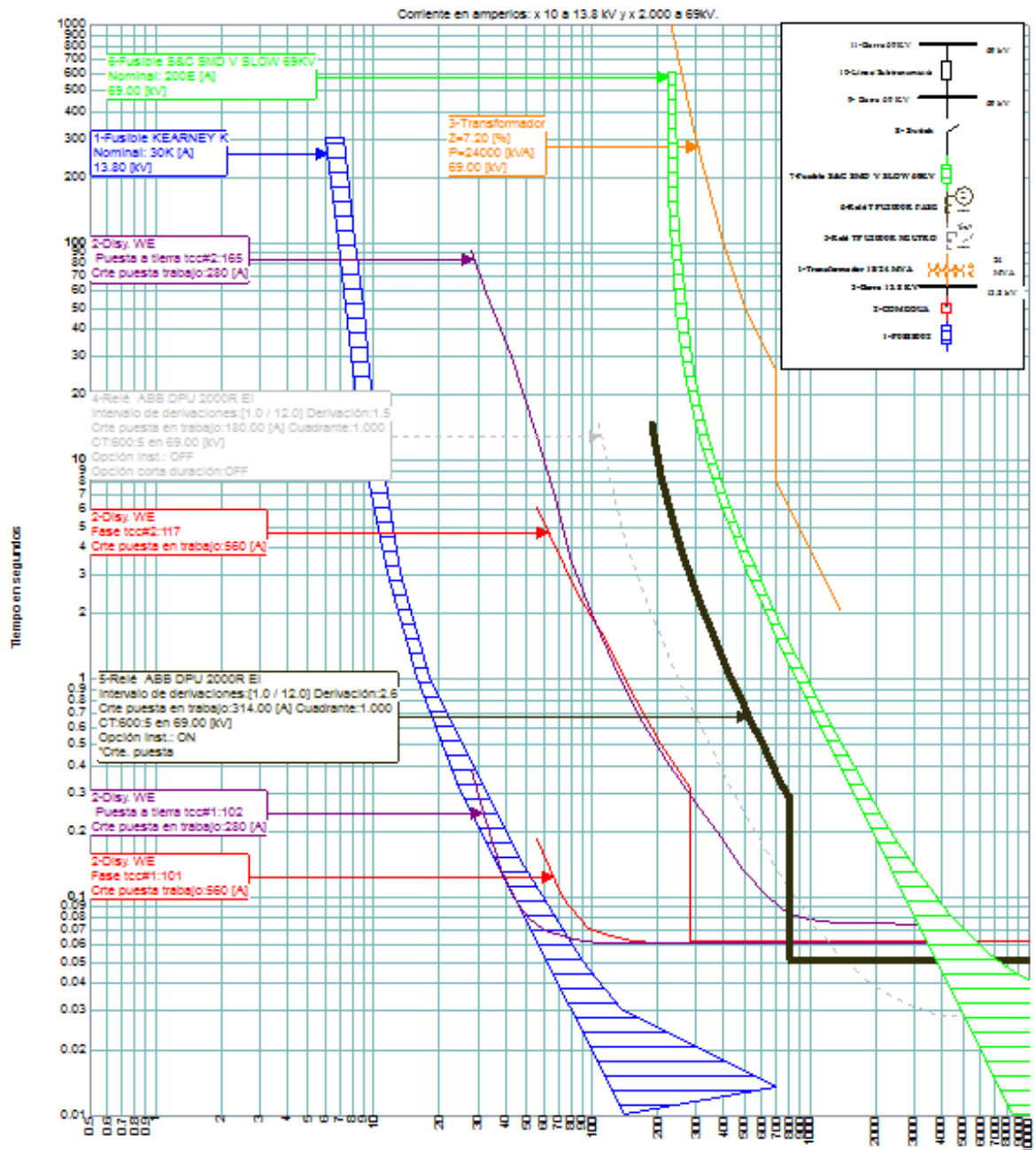


Figura 6.9 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles – Rama 3

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
<b>1-Fusible KEARNEY K</b>					
13.80	P088002	Fase/A tierra	Nominal:	30.00 [A]	
<b>2-Disy. WE</b>					
13.80	COMEGUA	Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	560 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	117	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar bloqueo TCC:	3	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente(132):	5
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	280 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	1	
			Accionar para bloquear TCC:	3	
		Secuencia	Tiempo de reposición	10.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	15.0 /30.0 /30.0 [s]	
<b>3-Transformador</b>					
69.00	TRANSFORMADOR	N/A	P:	24000 [kVA]	
			Z:	7.20 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
<b>4-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	A tierra	Cuadrante:	1.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	1.5	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	180.00 [A]	
<b>5-Relé ABB DPU 2000R EI</b>					
69.00	TPU-N	Fase	Cuadrante:	1.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0 ]	
			Derivación:	2.6	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	314.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	1625.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.05 [s]	
<b>6-Fusible S&amp;C SMD V SLOW 69KV</b>					
69.00	FUSIBLE 69KV	Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 20. Resumen coordinación – Rama 3

## 6.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La Coordinación de las Protecciones en la Subestación Alborada II fueron hechas de tal manera que no exista inconvenientes en los equipos de distribución, para cualquier tipo de falla existente sea esta de naturaleza momentánea o permanente.

La secuencia de operación se la realizo de manera selectiva, esto quiere decir que cada elemento de protección deberá actuar solo en su zona de protección evitando operaciones erróneas.

Los Estudios de Flujo de Carga y Análisis de Cortocircuito nos dan los parámetros que se requieren al momento de realizar la coordinación, tales como las corrientes en los ramales y las fallas en las zonas de protección de los equipos, esto nos permite realizar el ajuste y dar selectividad cuando se requiera aislar una falla.

Observando los esquemas de Coordinación y las gráficas nos damos cuenta lo siguiente:

- Si ocurre una falla en unos de los ramales de la troncal, esta falla se dará en el orden de 7KA (obtenidos mediante el Análisis de Cortocircuito). La coordinación entre el fusible-reconectador, no se

dará debido a que la falla será vista por el fusible y este se fundirá sacando el ramal de servicio.

- Si el fusible no ve la falla se activará la protección de respaldo, es decir el reconectador operando así en su curva rápida y despajando la falla siempre que la falla sea temporal.
- Si la falla es de naturaleza permanente el reconectador volverá a conectar después de 10 segundos, y seguirá la falla debido a su naturaleza. La falla será vista por la curva lenta del reconectador sacando la alimentadora fuera de servicio.

El relé 87T está ajustado para soportar cambios como la Corriente de Magnetización, cambios de taps, saturaciones en los CT'S y fallas externas; evitando así su operación errónea en estos posibles eventos.

El error debido a las restricciones que afectan a los CT's es bueno, debido al amplio rango de taps que presenta el relé TPU2000R.

Los ajustes de los relés 46, 81, fueron ajustados en base a las normas ANSI/IEEE, para alarma y protección del transformador respectivamente.



Los relés instantáneos y de tiempo definido 50 y 51 respectivamente, han sido ajustados para despejes de la máxima corriente de falla en el menor tiempo posible, evitando daños en los equipos y de pérdidas humanas.

Teniendo en cuenta la recomendación del Capítulo III, la utilización de una impedancia de falla ayudaría a que la coordinación sea más selectiva entre la troncal principal y sus ramales.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Luego de haber culminado con los Estudios Eléctricos pertinentes para poder realizar la Coordinación de las Protecciones de una Subestación de Distribución en base a herramientas computacionales se plantea lo siguiente:

1. Se pudo conocer con una muy amplia visión acerca de los equipos existentes en una Subestación de Distribución, teórica y físicamente, dándonos una idea muy clara acerca de la operación de las protecciones de manera real y simulada.
2. Mediante los estudios y las investigaciones realizadas se logró conocer las características de una Subestación, su funcionamiento y avances tecnológicos que se siguen mejorando.

3. En cuanto al flujo de carga, nos damos cuenta que la Subestación Alborada II trabaja sin sobrecargas, con sus capacidades dentro de los rangos permitidos.
  
4. Las cargas en el transformador se encuentran con un porcentaje de cargabilidad del 25,58% en máxima carga con capacidad FA y cargabilidad del 11,16% en mínima carga con capacidad OA esto quiere decir que no exceden su capacidad límite encontrándose en un nivel óptimo de funcionamiento, para las líneas de distribución tenemos que la mayor cargabilidad es del 51,12% para máxima carga y que la mayor cargabilidad del 28,72% para mínima carga esto nos indica que también se encuentran en sus límites de funcionamiento teniendo corrientes que no superan los 450 A que sería el límite permisible por el conductor.
  
5. Para los voltajes en las barras podemos darnos cuenta que todos se encuentran dentro de los niveles permitidos esto es  $\pm 5\%$  del voltaje nominal, obteniendo así que el mayor voltaje visto en las barras es de 1,00013 pu, y el menor es de 0,99172 pu, por lo tanto también se nota un óptimo funcionamiento en las barras del sistema.

6. El factor de potencia en máxima y mínima carga es de 0,962 y 0,995 respectivamente, encontrándose estos valores dentro del rango permitido por el organismo regulador en este caso la Empresa Eléctrica.
7. Se determinó la magnitud de las corrientes de Falla Trifásicas y de Línea a Tierra en cada barra del sistema, tanto para máxima como mínima generación debido a que son las corrientes de falla más altas por lo tanto más dañinas para el sistema de distribución.
8. Las corrientes de falla simuladas en los puntos más lejanos de la subestación se van amortiguando considerablemente por el hecho de que los Sistemas de Distribución son más resistivos que inductivos.
9. Se recomienda tomar en cuenta que actualmente las corrientes de falla son similares a la capacidad de interrupción de los re-conectores a la salida de la barra de 13.8KV; por lo que en un futuro ante un eventual incremento de las corrientes de falla, dichos elementos deberán ser reemplazados por otros de mayor capacidad de interrupción.

10. También se podría utilizar impedancia de fallas en el transformador de poder para disminuir la magnitud de las corrientes de fallas.
11. La Coordinación de las Protecciones en la Subestación Alborada II fueron hechas de tal manera que no exista inconvenientes en los equipos de distribución, para cualquier tipo de falla existente sea esta de naturaleza momentánea o permanente.
12. Los ajustes de los relés de protección fueron establecidos de acuerdo a las normas ANSI/IEEE, que obedecen a los criterios de protección para una buena coordinación.
13. Para la coordinación, en los esquemas de Protección se tomó en cuenta el fusible de alta SMD V SLOW 69KV ya que se tendría un sistema más confiable; pero vale recalcar que no está conectado, consta físicamente pero no está conectado aunque entran en el esquema de conexiones de la Subestación.
14. El fusible de alta tensión no está conectado al disyuntor debido a que ante una salida de fase o dos fases, el disyuntor operaría con las dos fases o fase restante, lo cual sobrecargaría el transformador, lo que ocasionaría que se dañe o queme por las elevadas temperaturas en la sobrecarga.

- 15.El relé 87T está ajustado para soportar cambios como la Corriente de Magnetización, cambios de taps, saturaciones en los CT'S y fallas externas; evitando así su operación errónea en estos posibles eventos.
- 16.El error debido a las restricciones que afectan a los CT's es bueno, debido al amplio rango de taps que presenta el relé TPU2000R.
- 17.Para que el Sistema sea más eficiente y así brindar una mejor continuidad de servicio de calidad; los operadores de la subestación deben comunicar a tiempo cualquier tipo de anomalía monitoreando constantemente el sistema para evitar cualquier sobrecarga al momento de falla.
- 18.El uso de los programas computaciones aplicados a estudios de Protecciones de Sistemas Eléctricos son de gran utilidad para desarrollo y estudios de proyectos ya realizados, simulando todos los eventos posibles a los que puede estar expuesto el sistema, siendo desarrollados en el menor tiempo posible y sin pérdidas económicas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Seccionadores y Cuchillas de Tierra, <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>, fecha de consulta mayo 2013.
2. ESPOL, Generalidades Acerca de los Sistemas de Subtransmisión y las Subestaciones de Distribución, [http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/284/3/Capitulo1\\_Modelacion\\_y\\_analisis\\_del\\_sistema\\_de\\_subtransmision\\_a\\_69KV\\_de\\_EERO\\_SA\\_utilizando\\_GIS.pdf](http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/284/3/Capitulo1_Modelacion_y_analisis_del_sistema_de_subtransmision_a_69KV_de_EERO_SA_utilizando_GIS.pdf), fecha consulta mayo 2013
3. RUELSA, Sistemas de Puesta a Tierra, <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>, fecha de consulta mayo 2013.
4. Manual ABB, En busca del Interruptor Idóneo para Tensión Media, [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/3459246004E03292C1256DDD00346E62/\\$File/26-34%20M564%20-%20SPA.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/3459246004E03292C1256DDD00346E62/$File/26-34%20M564%20-%20SPA.pdf), fecha de consulta mayo 2013.
5. Centro de Estudios del Medio Ambiente (CEMA) (ESPOL), Estudio De Impacto Ambiental Definitivo Por La Construcción Y Operación De La

Nueva Subestación Alborada II Y Su Tap De 69 Kv, Compendio Alborada II.pdf, 2009.

6. Consorcio CEYM- Ing. Danilo Arcentales Ruilova, Estudios De Diseño De Subestaciones Del Plan De Mejoras 2009 Subestación Alborada II, 69 Kv, 18/24 MVA, Memoria Técnica General Subestaciones Alborada II, Enero 2010.
7. Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Aplicación de RNA en la identificación de Corrientes de INRUSH en Transformadores, <http://ingenierias.uanl.mx/20/pdf/20aplicacionderna.PDF>, fecha de consulta junio 2013.
8. Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ), Especificaciones Técnicas Sistema De Supervisión, Control, Protección y Medición, <http://www.eeq.com.ec/upload/cotiAnex/20080725074915.pdf>, fecha de consulta junio 2013.
9. ESPOL, Estudios De Coordinación De Las Protecciones En Base A Herramientas Computacionales, Aplicables A La Subestación Las Cumbres, [http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D\\_Tesis\\_PDF/D-94105.pdf](http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-94105.pdf), fecha de consulta junio 2013.
10. Instituto Politécnico Nacional, Análisis de Cortocircuito a Sistemas Eléctricos, <http://es.scribd.com/doc/62611960/ANALISIS-DE-CORTOCIRCUITO-A-SISTEMAS-ELECTRICOS>, fecha de consulta junio 2013.
11. TECSUB, Cálculo de Cortocircuito, <http://ingenieros.idomyweb.com/documento/corto.pdf>, fecha de consulta junio 2013



## **ANEXOS**

# ANEXO 1

## NORMA ANSI/ IEEE C37

- Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para el **medio y alto voltaje** son:
  - ANSI Std 37. 010-1979
  - ANSI Std 37. 5-1979
- Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para bajo voltaje son:
  - ANSI Std 37. 13-1990
- Se definen tres tipos de corrientes de cortocircuito, dependiendo del marco de tiempo de interés tomado desde el inicio de la falla:

- Corriente de primer ciclo (momentánea).
- Corriente de interrupción (interruptiva).
- Corriente de tiempo de retardo (en 30 ciclos).

### **Corriente de primer ciclo**

- También llamadas corrientes momentáneas,
- Son las corrientes de  $\frac{1}{2}$  ciclo después del inicio de la falla; ellas enfrentan la relación para el servicio de los interruptores del circuito cuando están resistiendo corrientes de cortocircuito.

### **Corriente de Interrupción**

- Son las corrientes de cortocircuito en el intervalo de tiempo de 3 a 5 ciclos después de iniciado la falla.
- Relacionan a las corrientes percibidas por el equipo de interrupción al aislar una falla.
- Son llamadas corrientes de apertura de contacto.
- Son asimétricas; ellos contienen componente DC, pero se da consideración debida ahora al decremento de la componente AC debido a que ha pasado el tiempo principio de la falla.

## **Corriente con Tiempo de Retardo**

- Las corrientes de tiempo de retardo son las corrientes de cortocircuito que existen más allá de 6 ciclos (a 30 ciclos) de iniciado la falla.
- Son útiles para determinar si las corrientes son censadas por los relés con retardo y en evaluar la sensibilidad de los relés de sobrecorriente.
- Estas corrientes son asumidas por no contener ningún desplazamiento de la componente DC.

## **NORMA ANSI/ IEEE C57.110**

La norma ANSI/IEEE C57.110 de 1998 establece los criterios de cargabilidad de transformadores de potencia que alimentan cargas no lineales. Se trata de prevenir los calentamientos por encima de los de diseño, especialmente en los bobinados, cuando la corriente de carga contiene distorsión (armónicos), las pérdidas en estas condiciones no deberían exceder las pérdidas nominales.

Por lo tanto la energización del transformador y la protección son bloqueadas para evitar una operación incorrecta.

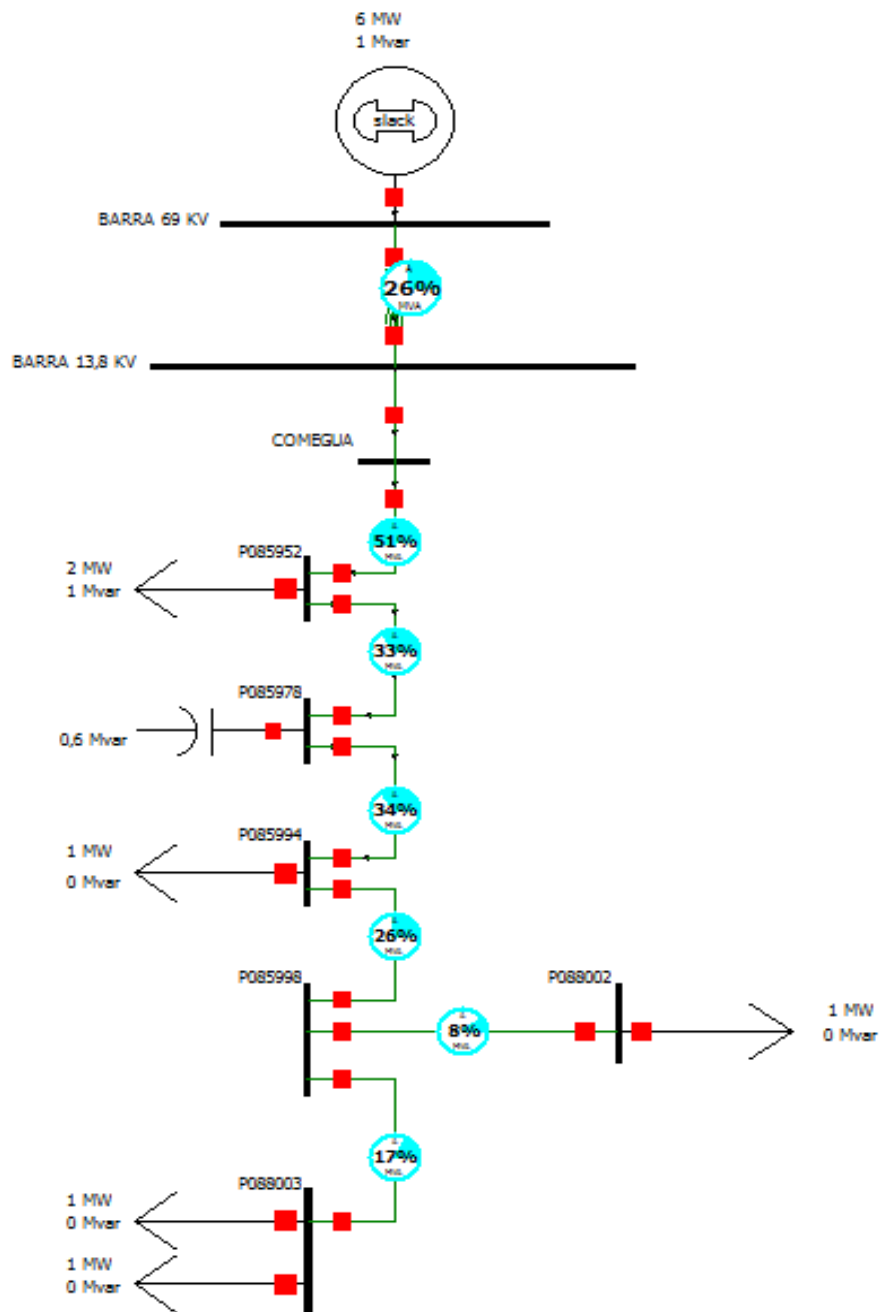
El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicos para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos.

## **NORMA IEC 60044**

Esta parte de la norma IEC 60044 se aplica a los de nueva fabricación transformadora de corriente eléctrica para su uso con instrumentos de medición y dispositivos de protección eléctrica a frecuencias de 15 Hz a 100 Hz. Los núcleos de protección en transformadores de corriente se especificarán con un factor límite de precisión (ALF), igual a 20 y clase de precisión de 5%, utilizando la denominación 5P20, según la Norma IEC – 60044. En los núcleos destinados a protección, se deberá garantizar la clase de precisión para el burden nominal y hasta 20 veces la corriente nominal. Para núcleos de protección, el proveedor deberá garantizar la clase de precisión requerida en todas las relaciones de corriente.

## **ANEXOS 2**

**FLUJO DE POTENCIA EN CARGA MÁXIMA**





# BARRA 69 KV

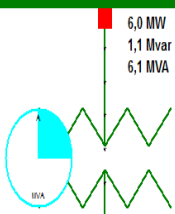
Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom kV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

1,000 pu  
69,00 KV  
0,00 Deg  
Not Valid \$/MWh

6,042 MW  
1,095 Mvar



ID 1



6,0 MW  
1,1 Mvar  
6,1 MVA

CKT 1

BARRA 13,8 KV

COMEGUA

P085952

P085978

P085994

P085998

7

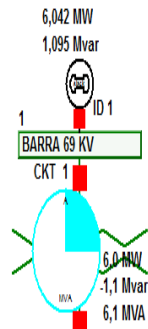
0,9918 pu  
13,69 KV

System State

# BARRA 13,8 KV

Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9992 pu  
13,79 KV  
-0,25 Deg  
Not Valid \$/MWh



6,0 MW  
1,1 Mvar  
6,1 MVA

CKT 1

COMEGUA

P085952

P085978

P085994

P085998

7

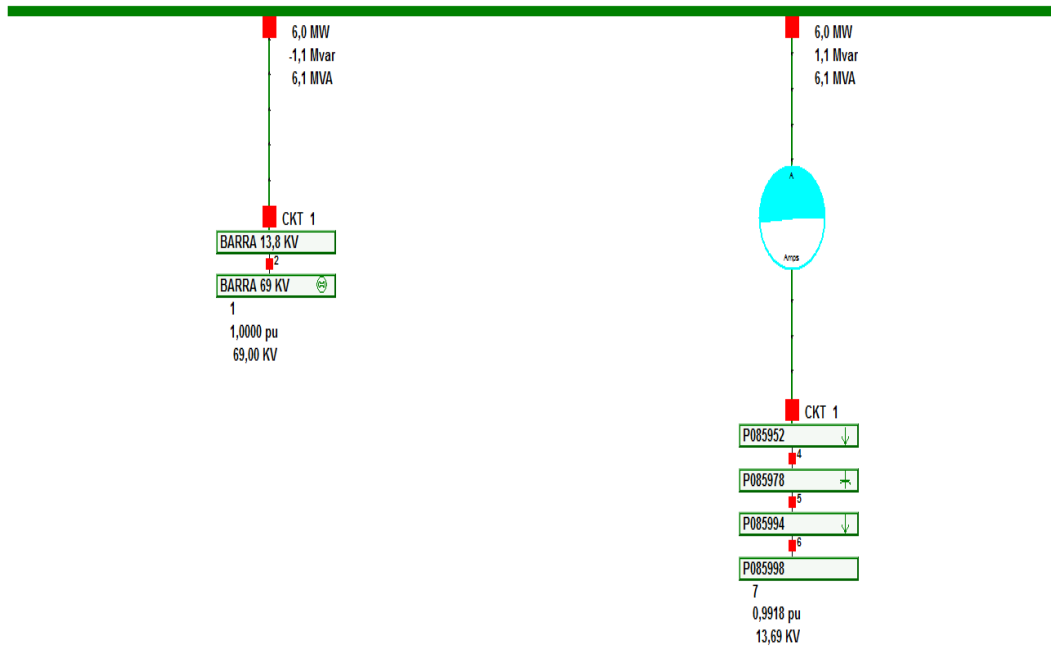
0,9918 pu  
13,69 KV

System State

# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9991 pu  
13,79 KV  
-0,25 Deg  
Not Valid \$/MWh



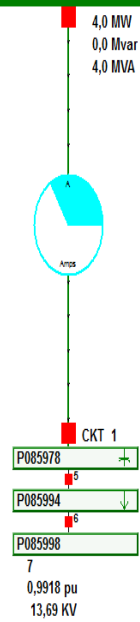
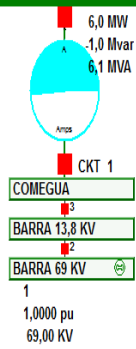
System State

# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom kv: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9942 pu  
13,72 KV  
-0,62 Deg  
Not Valid \$/MWh

2,000 MW  
1,000 Mvar  
ID 1

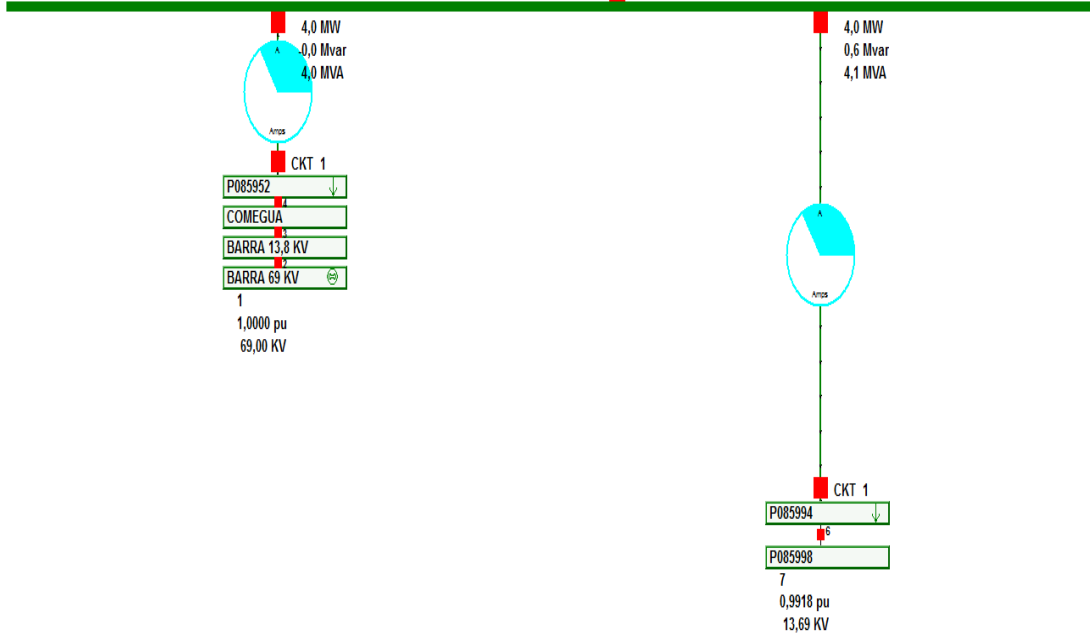
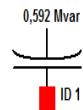


System State

# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9937 pu  
13,71 KV  
-0,67 Deg  
Not Valid \$/MWh



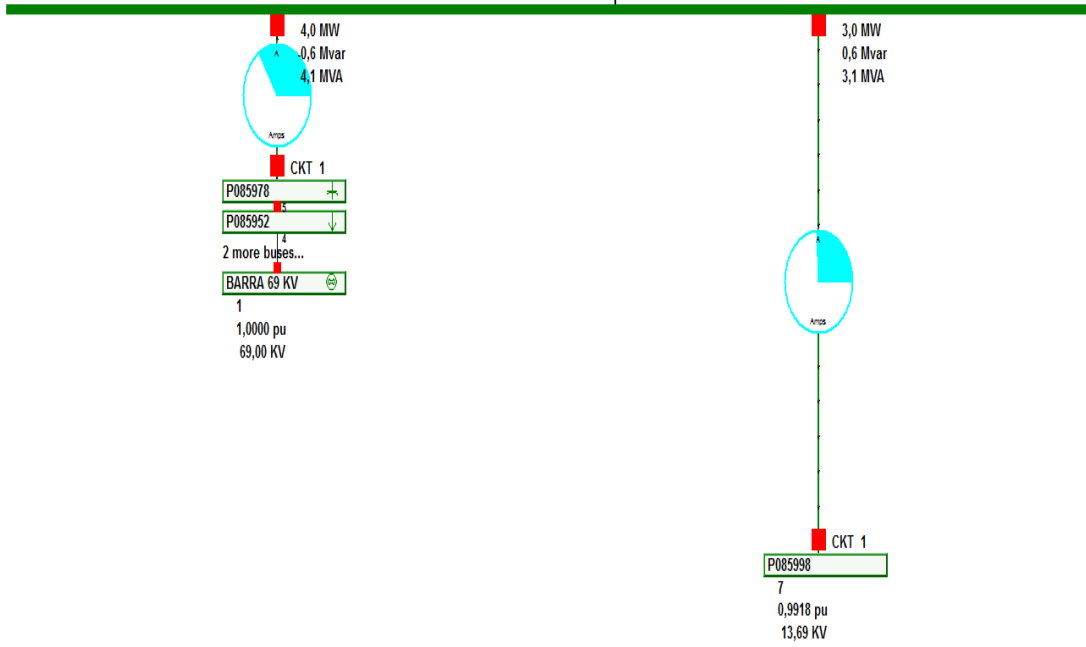
System State

# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9920 pu  
13,69 KV  
-0,80 Deg  
Not Valid \$/MWh

1,000 MW  
0,000 Mvar  
ID 1



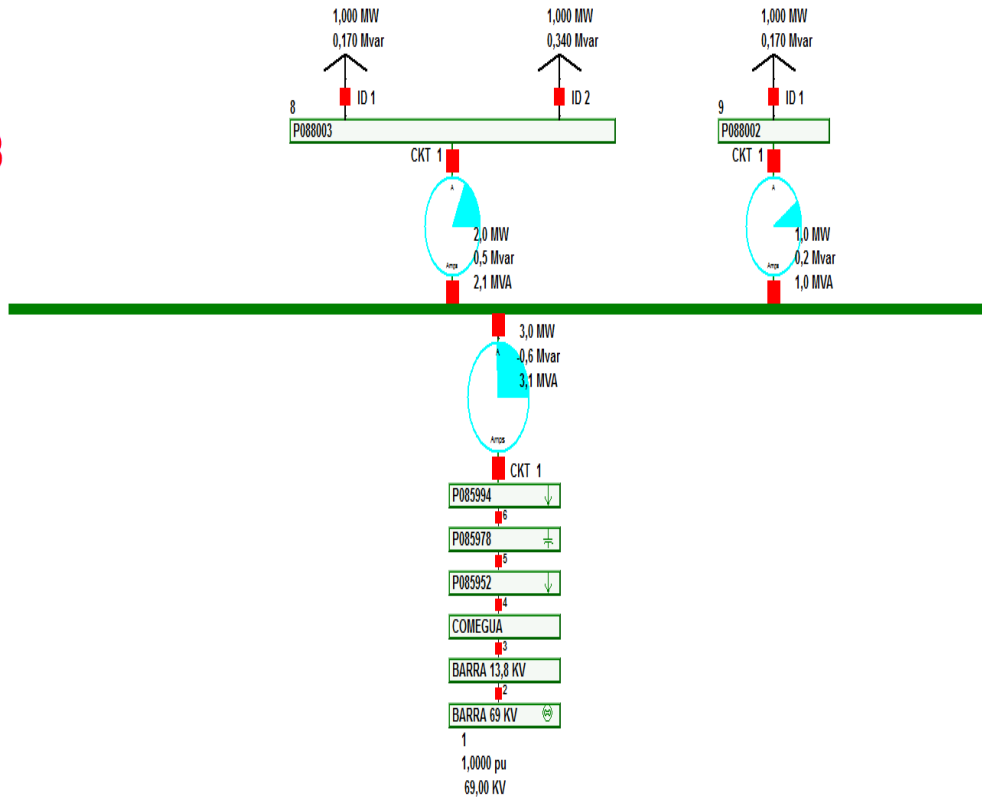
System State

# P085998

Bus: P085998 (7)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9918 pu  
13,69 KV  
-0,81 Deg  
Not Valid \$/MWh

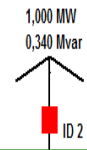
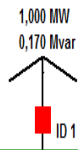
System State



# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9918 pu  
13,69 KV  
-0,81 Deg  
Not Valid \$/MWh



2,0 MW  
-0,5 Mvar  
2,1 MVA



CKT 1

P085998

7

0,9918 pu  
13,69 KV

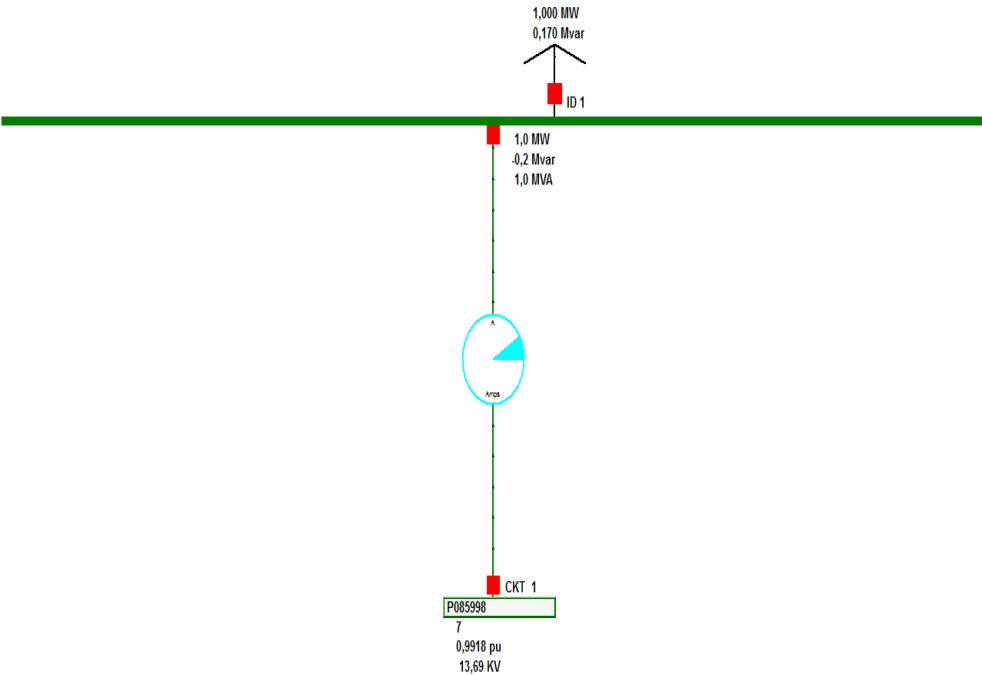
System State



# P088002

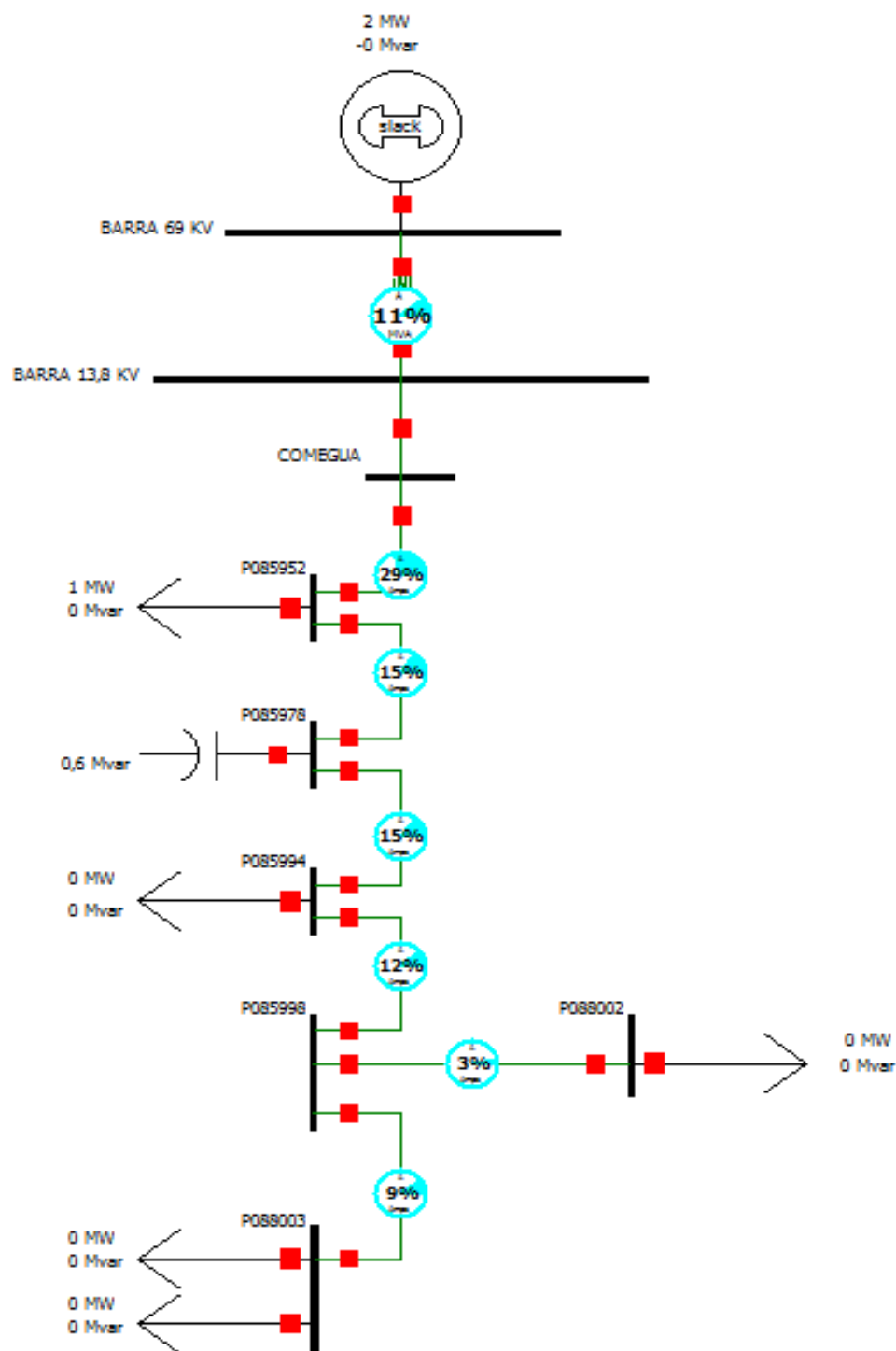
Bus: P088002 (S)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9917 pu  
13,69 KV  
-0,82 Deg  
Not Valid \$/MWh



System State

## **FLUJO DE POTENCIA EN CARGA MÍNIMA**



# BARRA 69 KV

Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom KV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

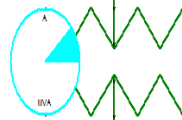
1,0000 pu  
69,00 KV  
0,00 Deg  
Not Valid \$/MWh

2,001 MW  
-0,179 Mvar



ID 1

2,0 MW  
-0,2 Mvar  
2,0 MVA



CKT 1

BARRA 13,8 KV

2

COMEGUA

3

P085952 ↓

4

P085978 +

5

P085994 ↓

6

P085998

7

0,9986 pu  
13,78 KV

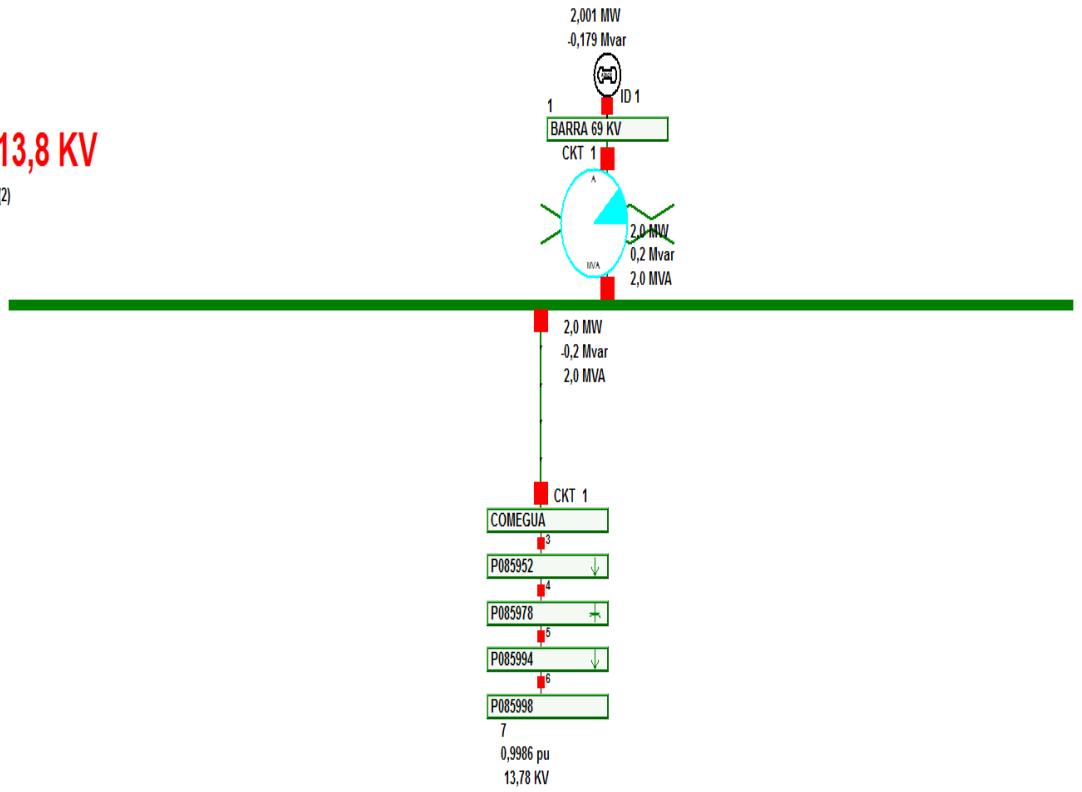
System State

# BARRA 13,8 KV

Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

1,0001 pu  
13,80 KV  
-0,08 Deg  
Not Valid \$/MWh

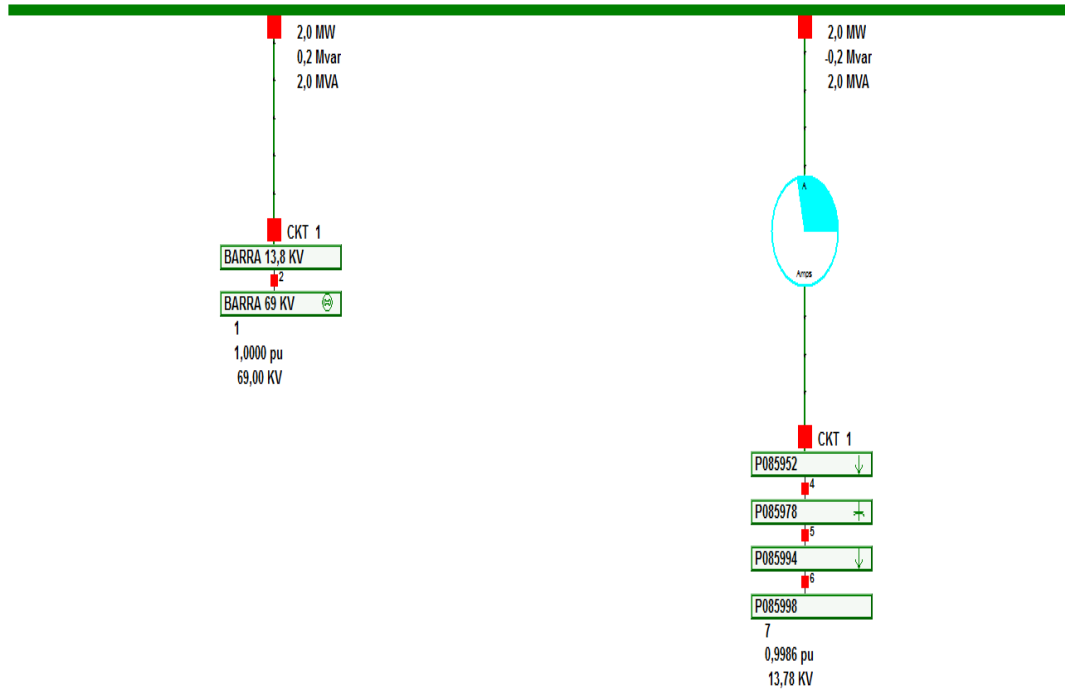
System State



# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

1,0001 pu  
13,80 KV  
-0,08 Deg  
Not Valid \$/MWh

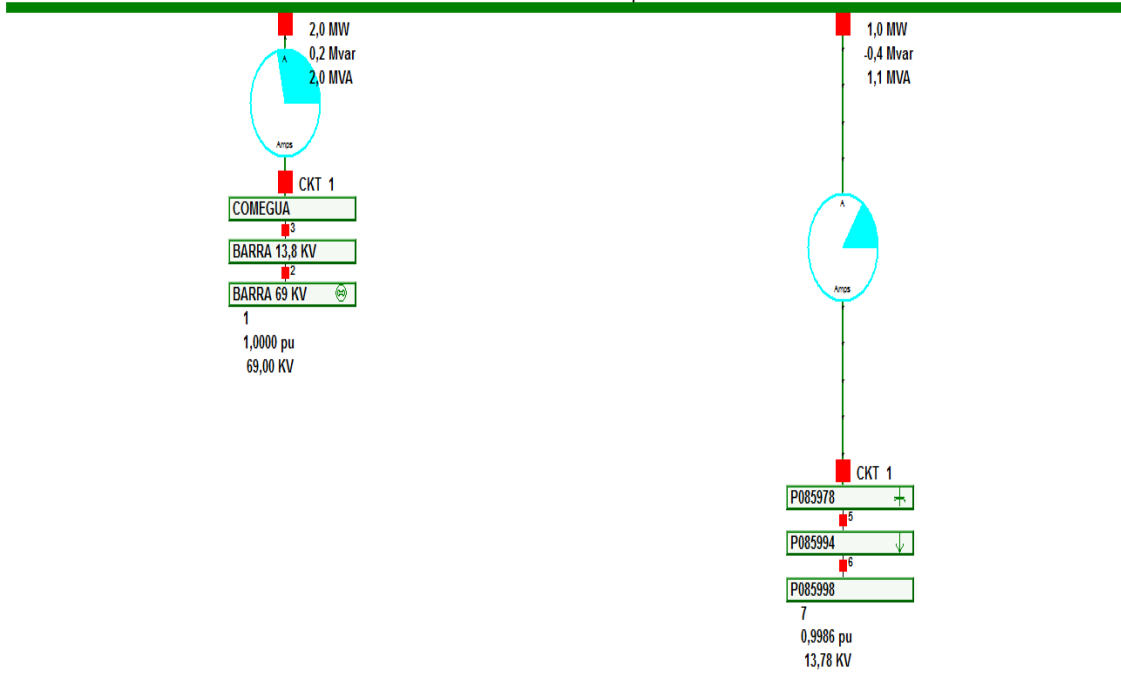
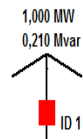


System State

# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9991 pu  
13,79 KV  
-0,22 Deg  
Not Valid \$/MWh

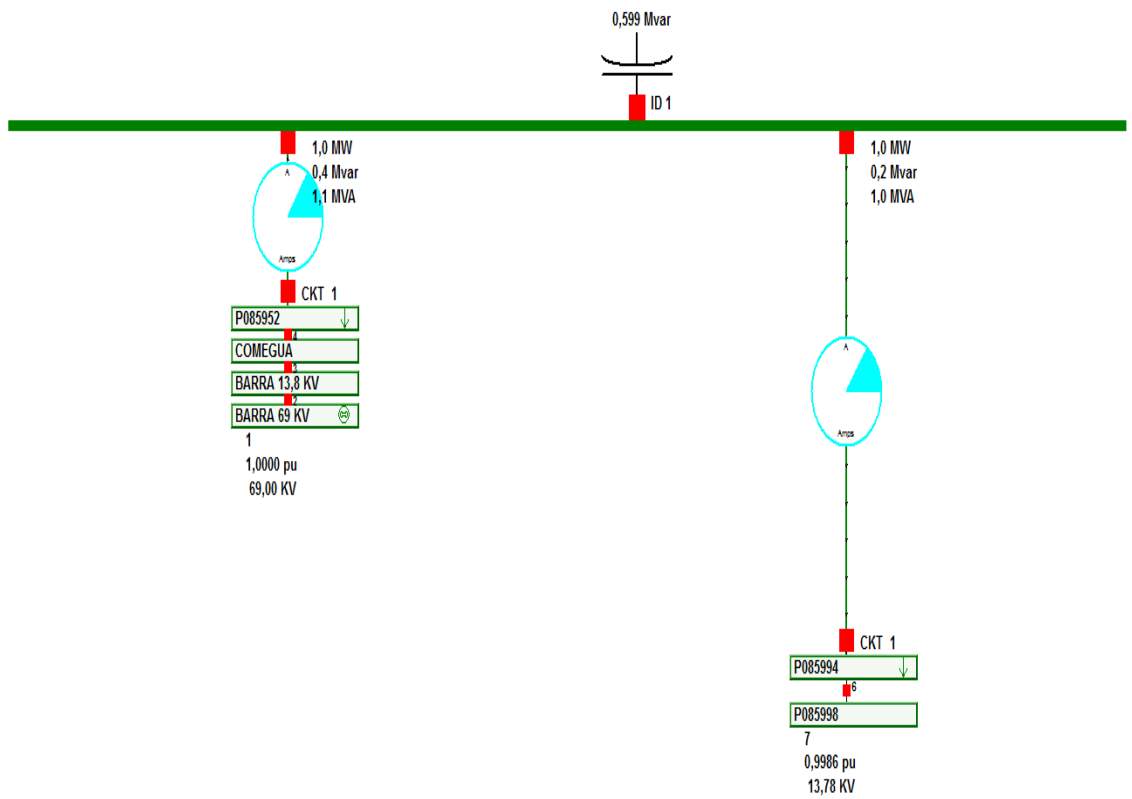


System State

# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom kv: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9991 pu  
13,79 KV  
-0,24 Deg  
Not Valid \$/MWh



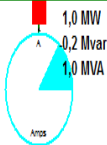
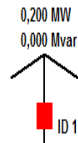
System State



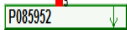
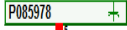
# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9986 pu  
13,78 KV  
-0,27 Deg  
Not Valid \$/MWh



CKT 1



2 more buses...



1  
1,0000 pu  
69,00 KV



CKT 1



7  
0,9986 pu  
13,78 KV

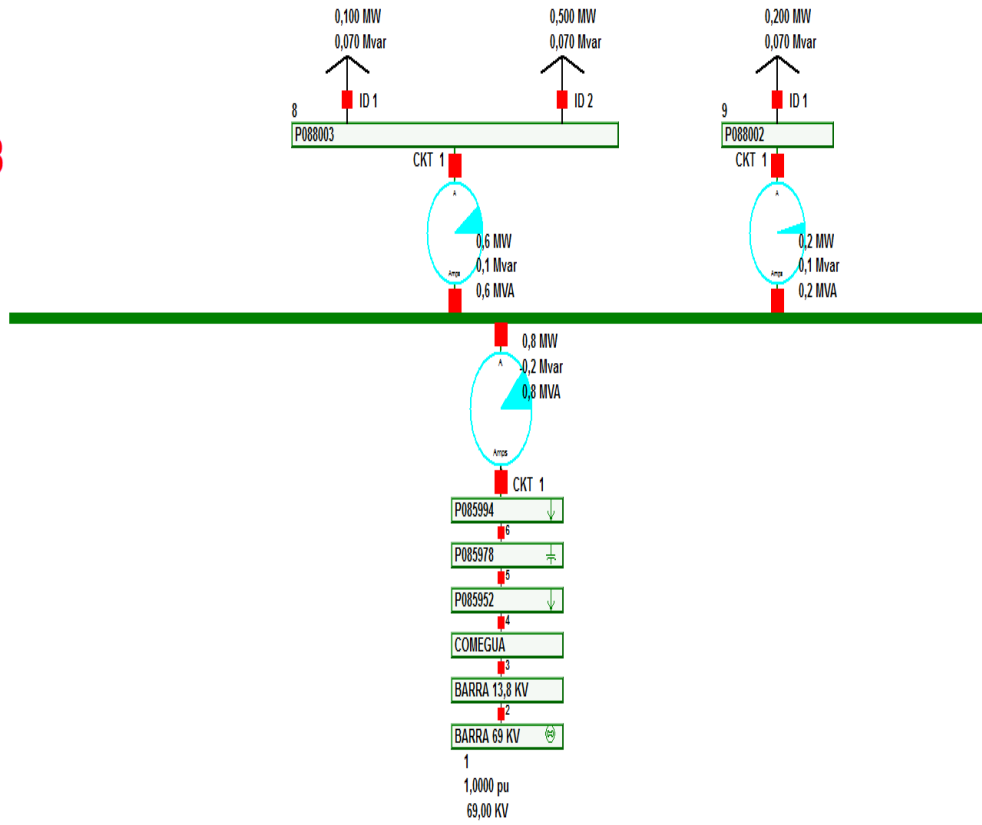
System State

# P085998

Bus: P085998 (7)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9986 pu  
13,78 KV  
-0,27 Deg  
Not Valid \$/MWh

System State

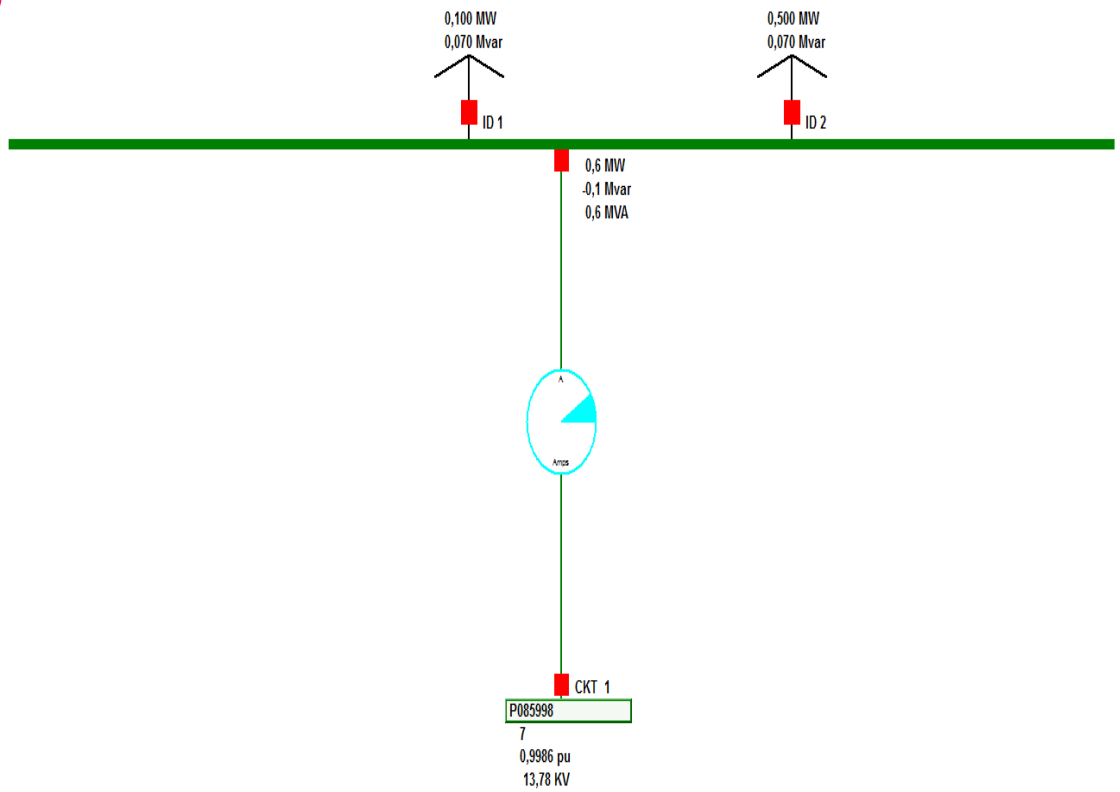


1  
1,0000 pu  
69,00 KV

# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9986 pu  
13,78 KV  
-0,27 Deg  
Not Valid \$/MWh



System State

# P088002

Bus: P088002 (9)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,9986 pu  
13,78 KV  
-0,27 Deg  
Not Valid \$/MWh

0,200 MW  
0,070 Mvar



0,2 MW  
-0,1 Mvar  
0,2 MVA



CKT 1

P085998

7

0,9986 pu  
13,78 KV

System State

## **ANEXOS 3**

### **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN MÁXIMA CARGA**

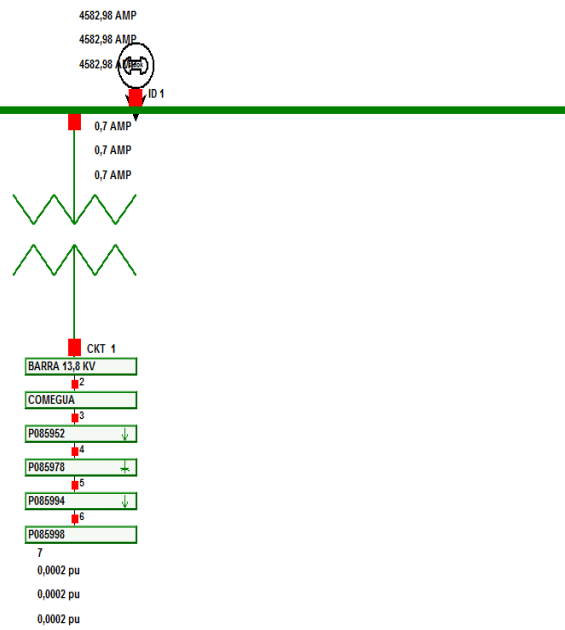
Primer caso.- Falla Trifásica

# BARRA 69 KV

Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom KV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

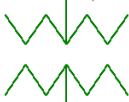
System State



4582,98 AMP  
4582,98 AMP  
4582,98 AMP

ID 1

0,7 AMP  
0,7 AMP  
0,7 AMP



CKT 1  
BARRA 13,8 KV  
COMEGUA  
P085952  
P085978  
P085994  
P085998

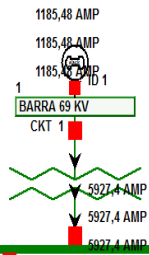
7  
0,0002 pu  
0,0002 pu  
0,0002 pu

# BARRA 13,8 KV

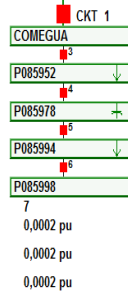
Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State



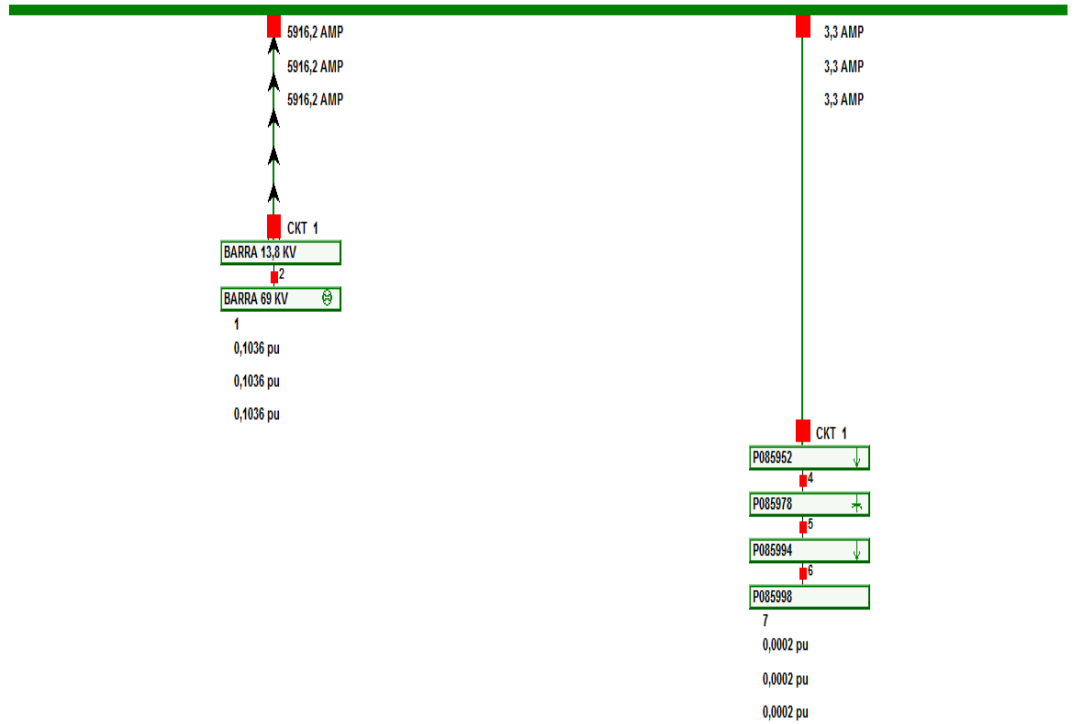
3,3 AMP  
3,3 AMP  
3,3 AMP



# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg



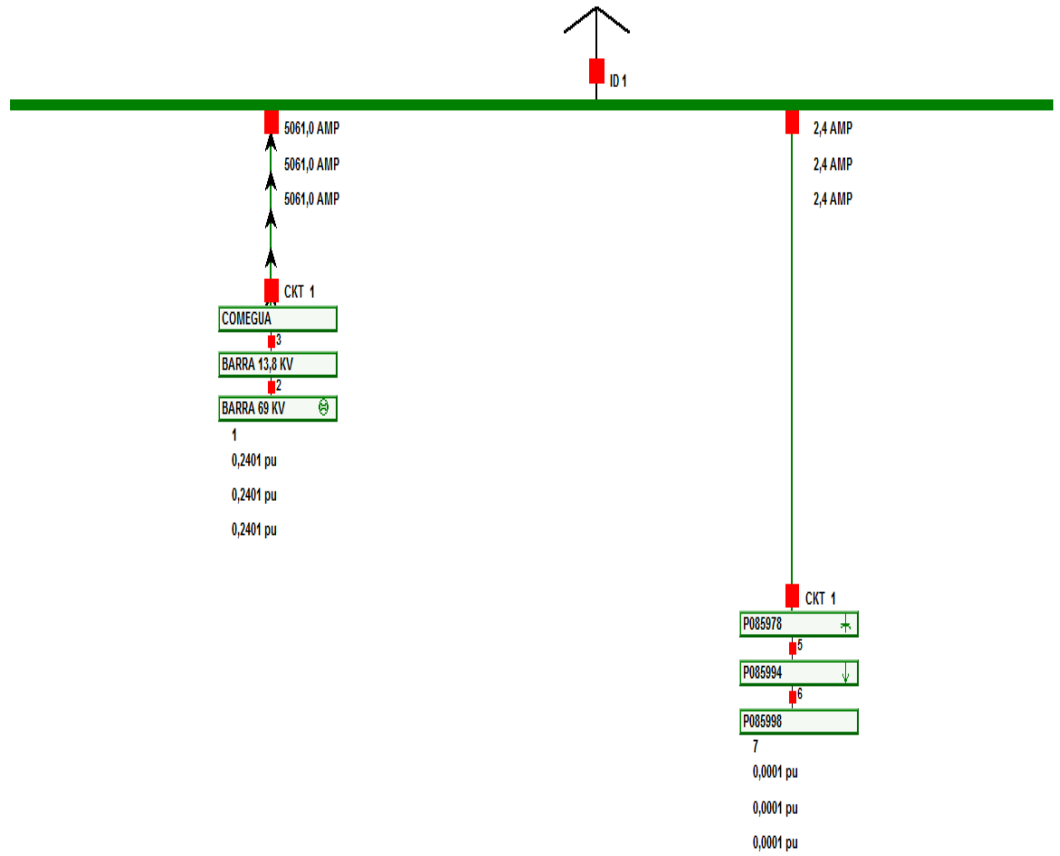
System State



# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

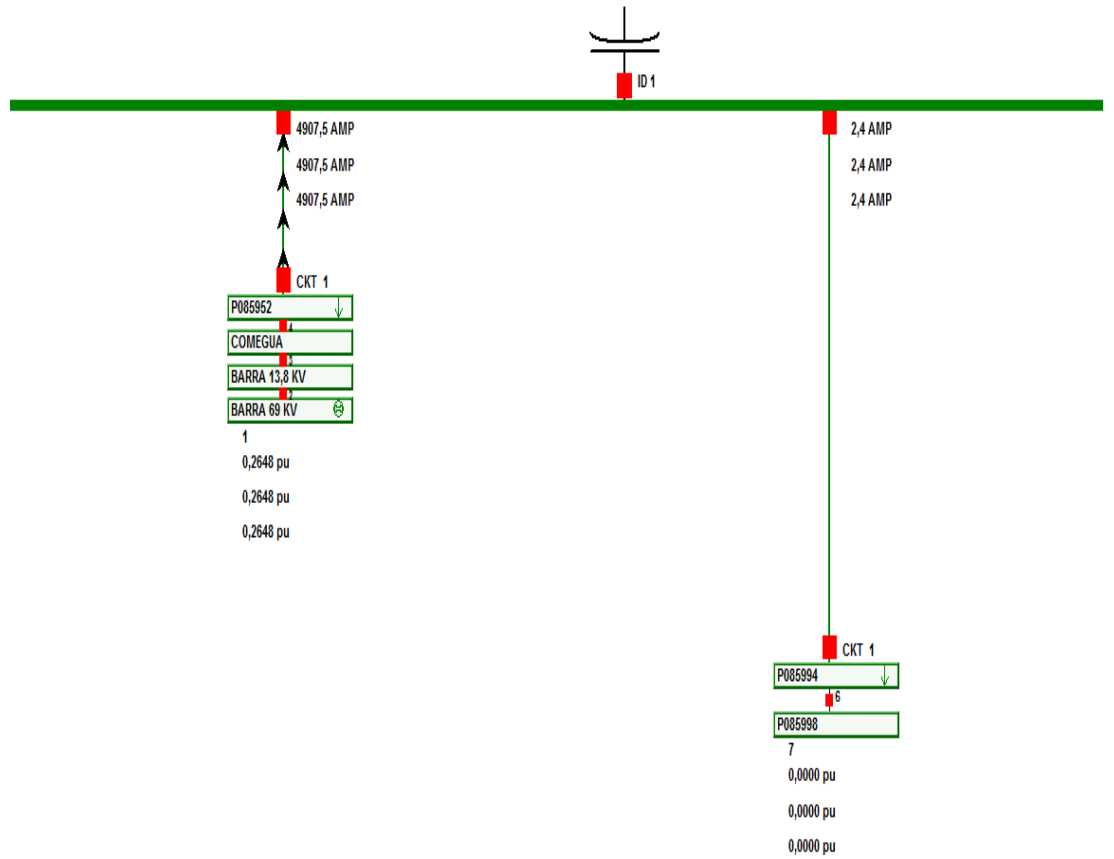


System State

# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg



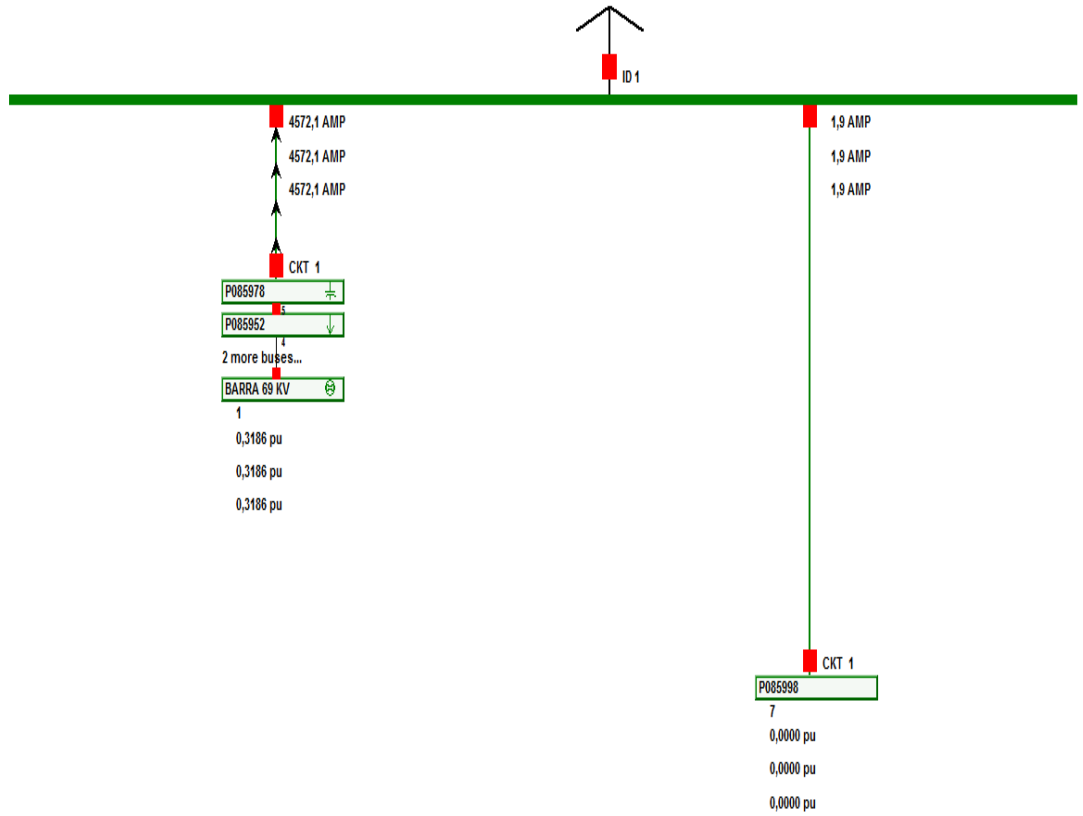
System State

# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

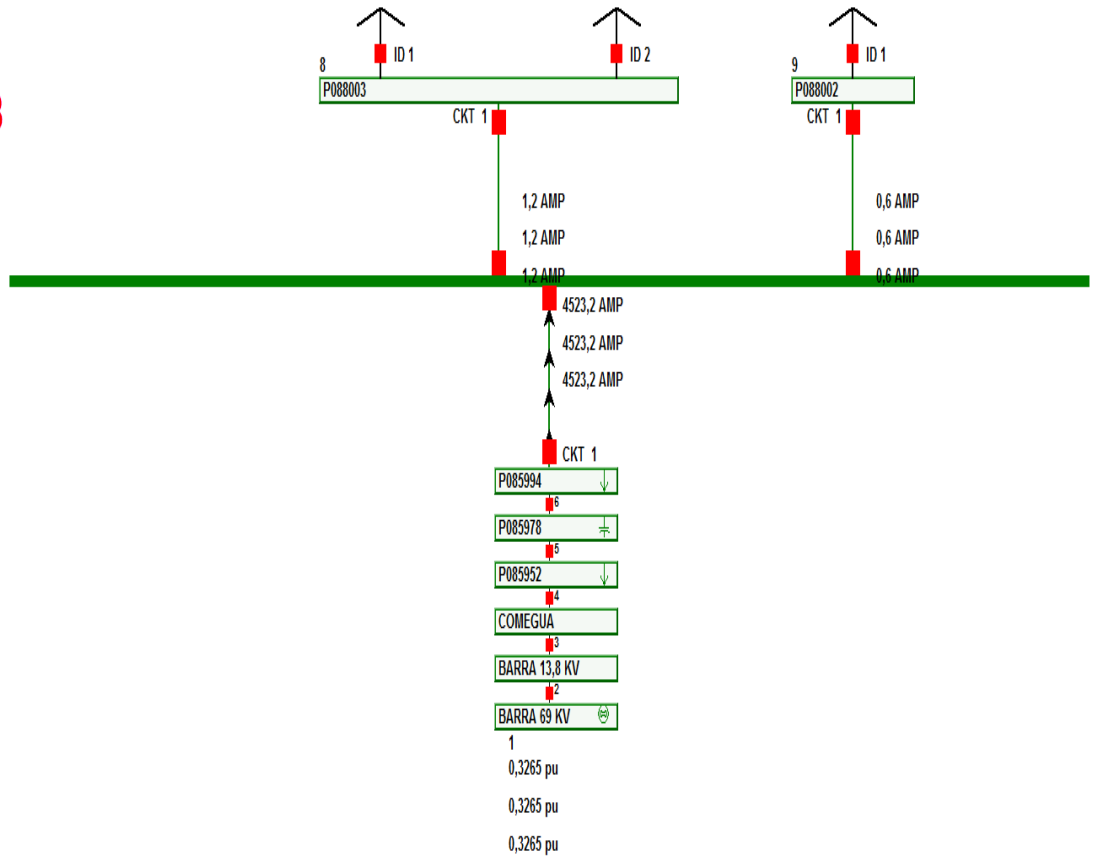


# P085998

Bus: P085998 (7)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

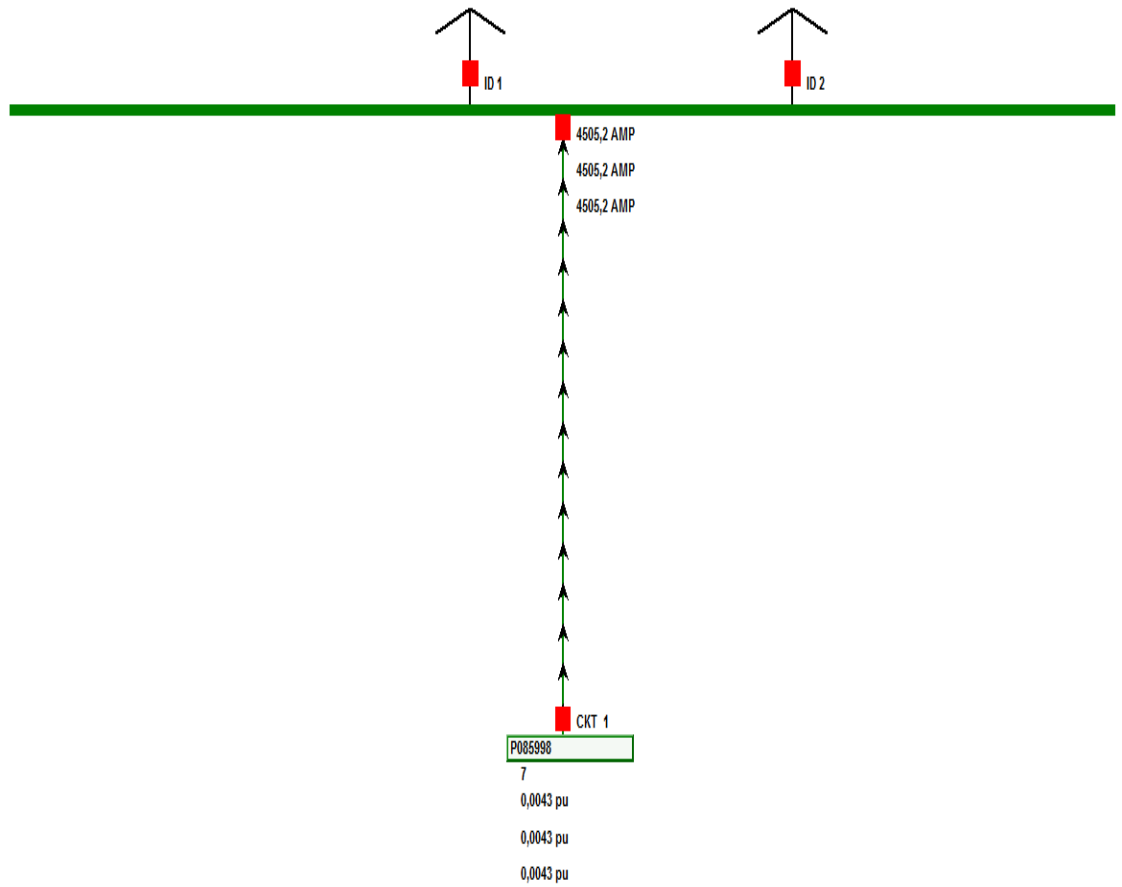


# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

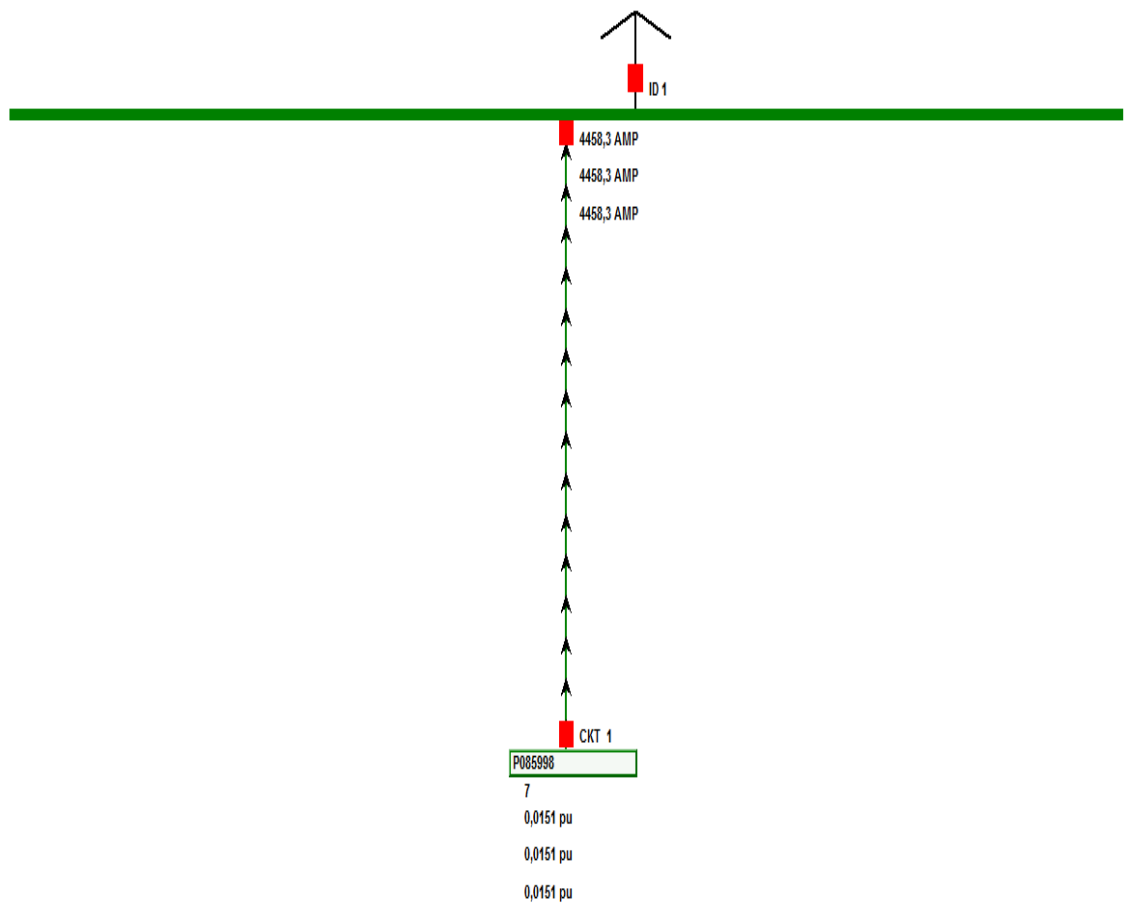
System State



# P088002

Bus: P088002 (9)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg



System State

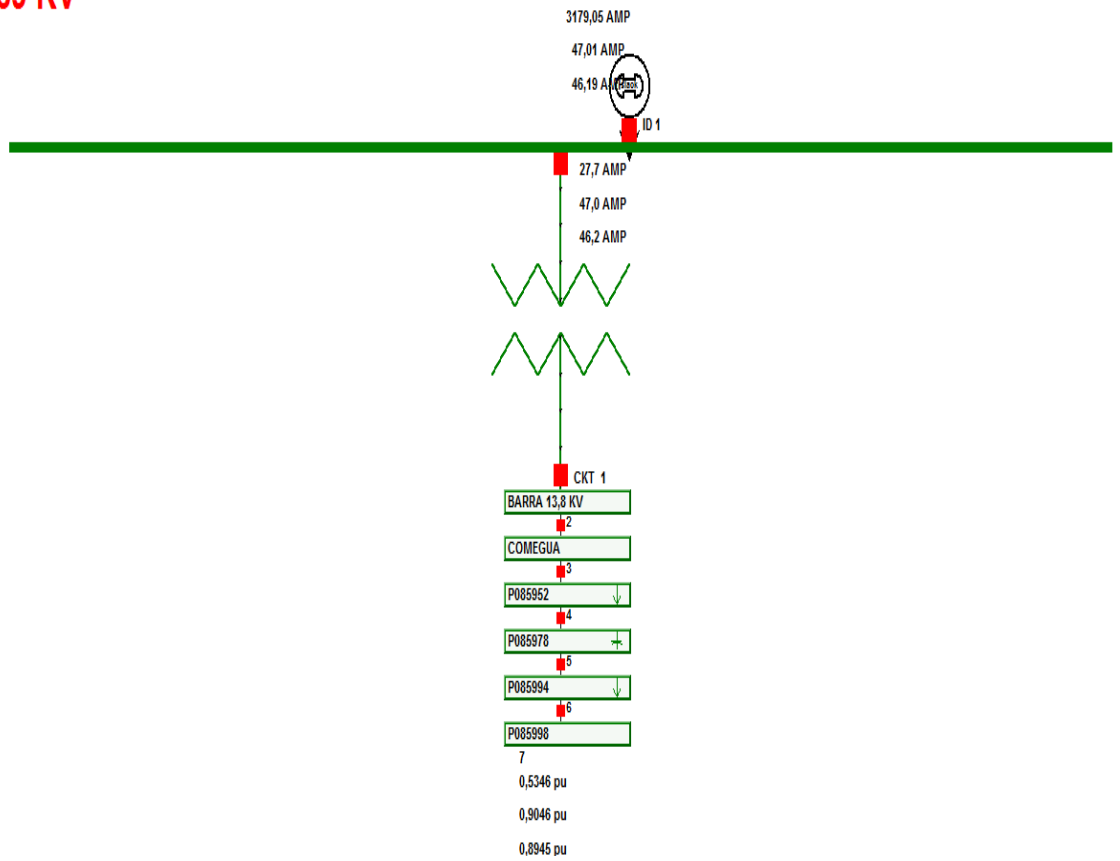
Segundo caso.- Falla de Fase a Tierra

# BARRA 69 KV

Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom kV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
1,1965 pu  
0,00 deg  
1,1728 pu  
-132,49 deg  
133,56 deg

System State



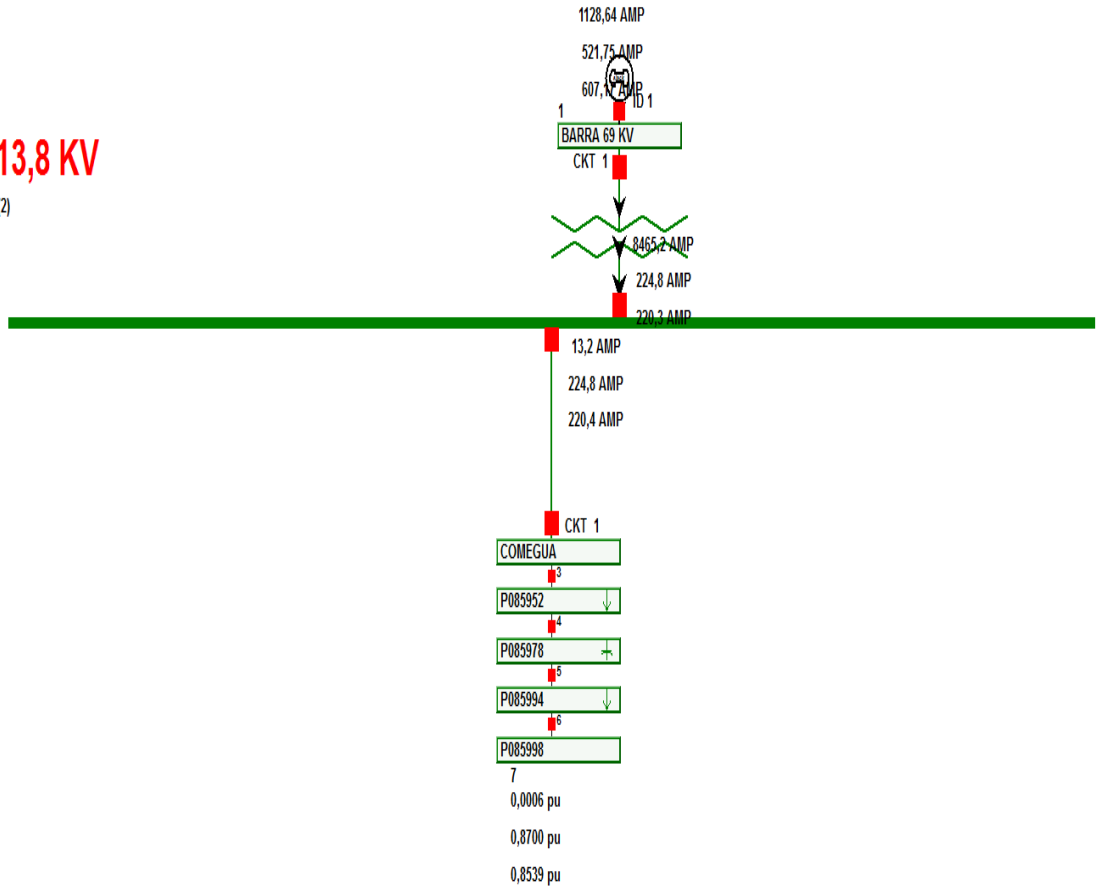


# BARRA 13,8 KV

Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Nom kv: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8760 pu  
0,00 deg  
0,8607 pu  
-94,99 deg  
94,58 deg

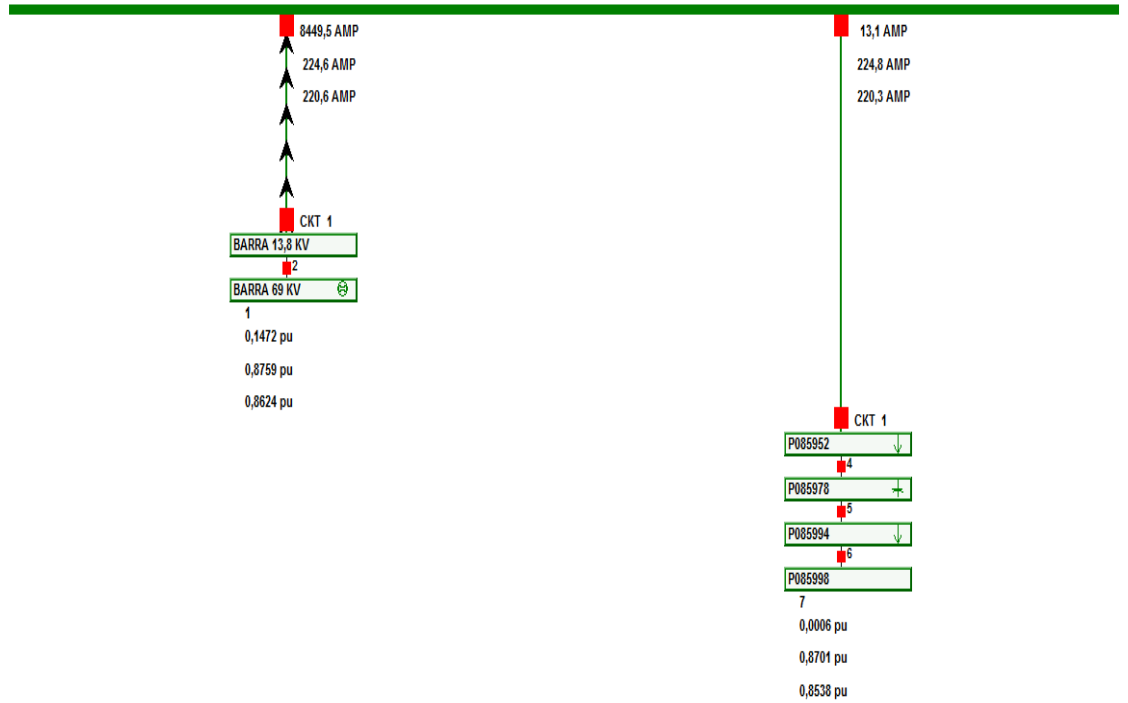
System State



# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

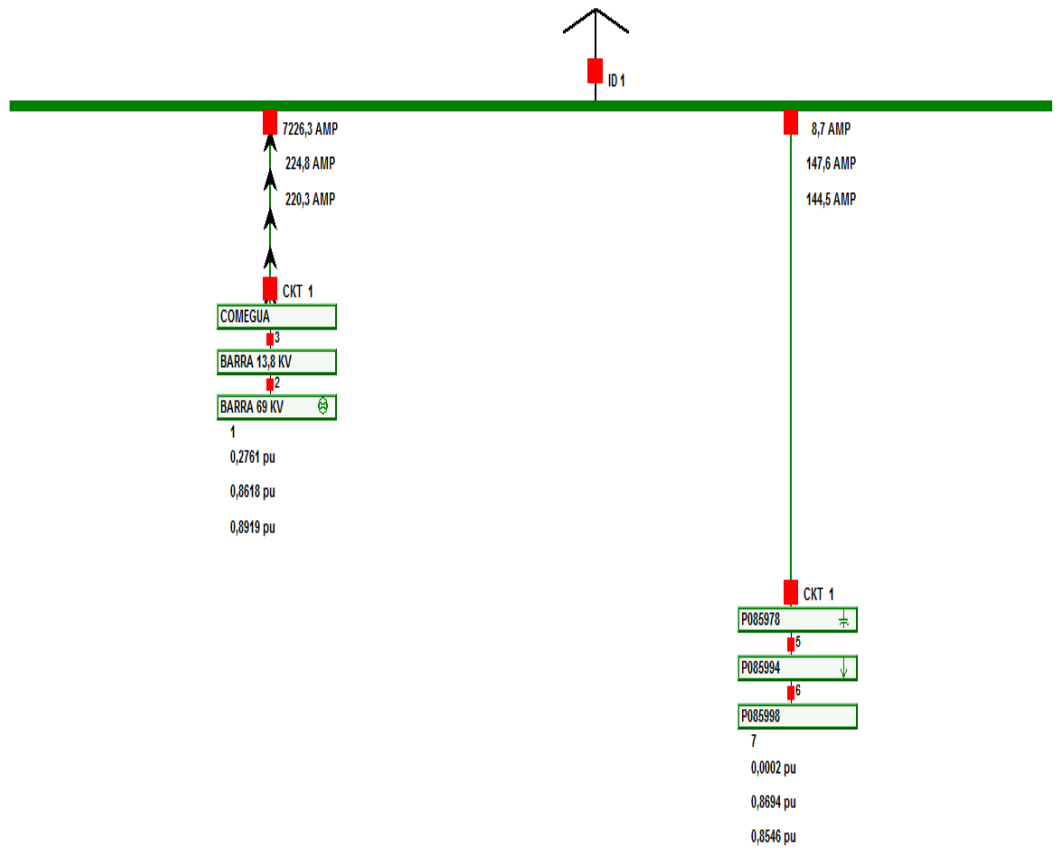
0,0000 pu  
0,8761 pu  
0,00 deg  
0,8605 pu  
-94,99 deg  
94,57 deg



# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8713 pu  
0,00 deg  
0,8568 pu  
-95,40 deg  
94,25 deg

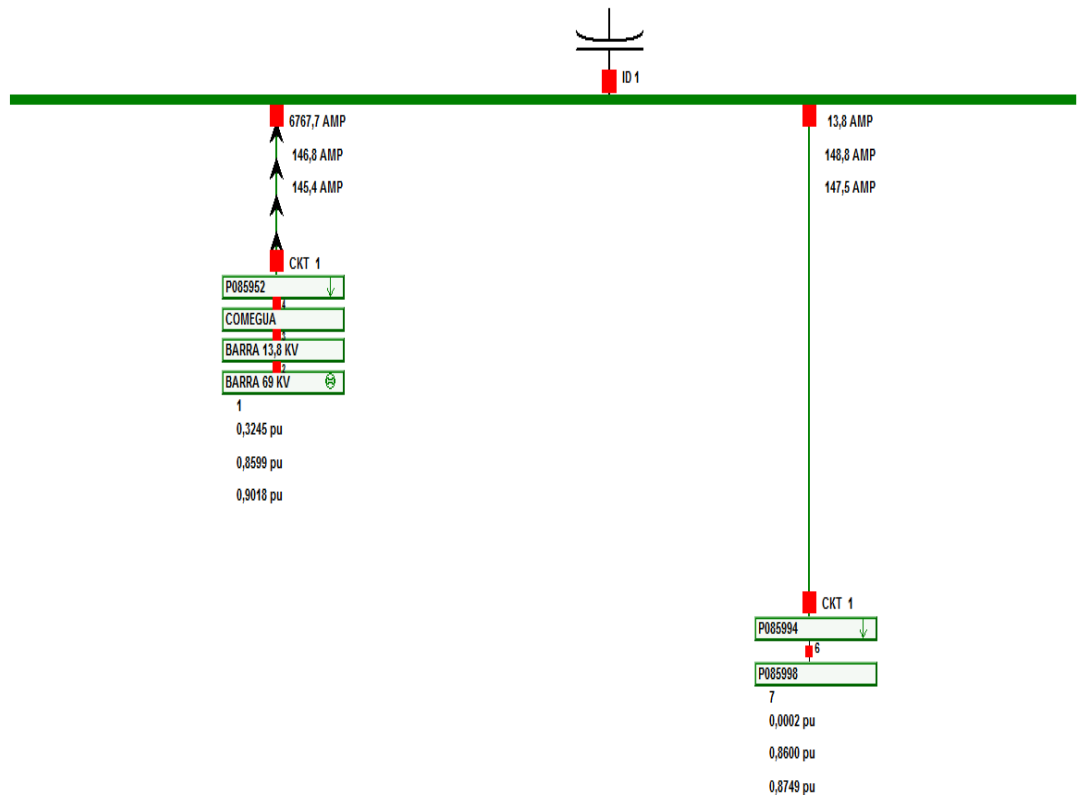


System State

# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8614 pu  
0,00 deg  
0,8767 pu  
-98,76 deg  
97,27 deg

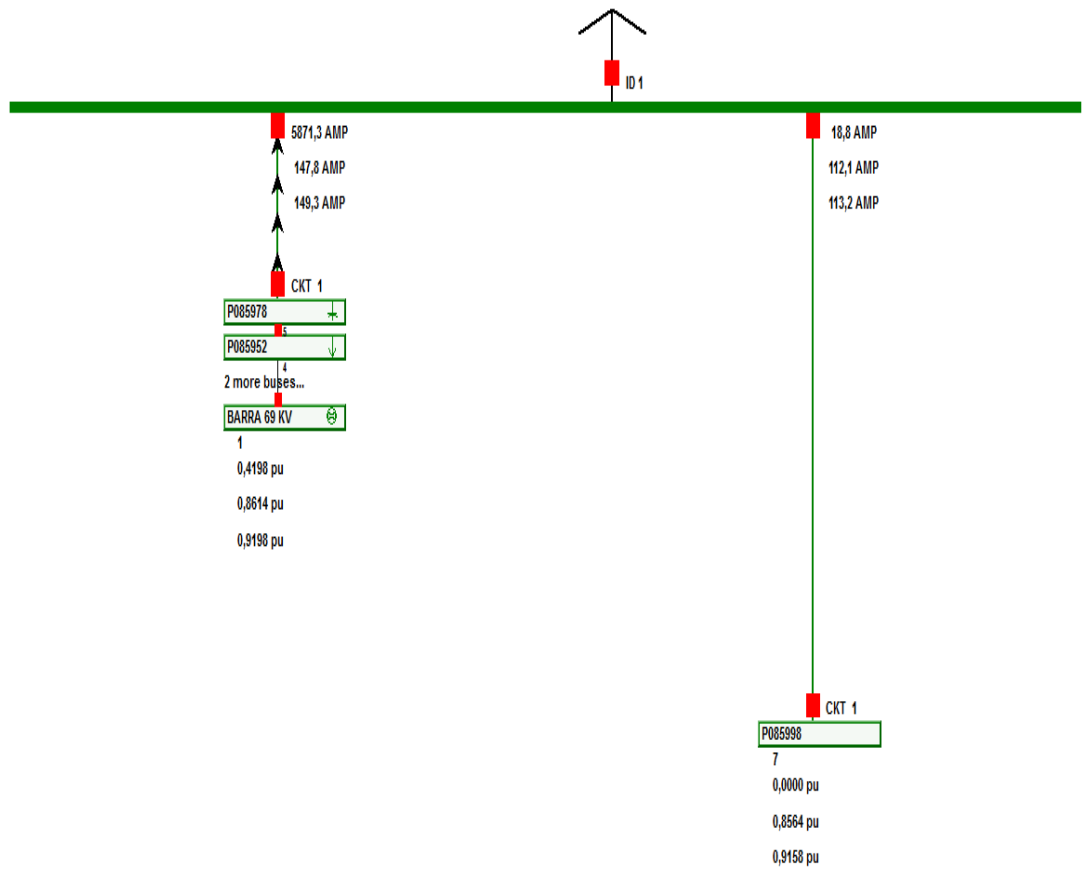


System State

# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8565 pu  
0,00 deg  
0,9160 pu  
-105,51 deg  
102,94 deg



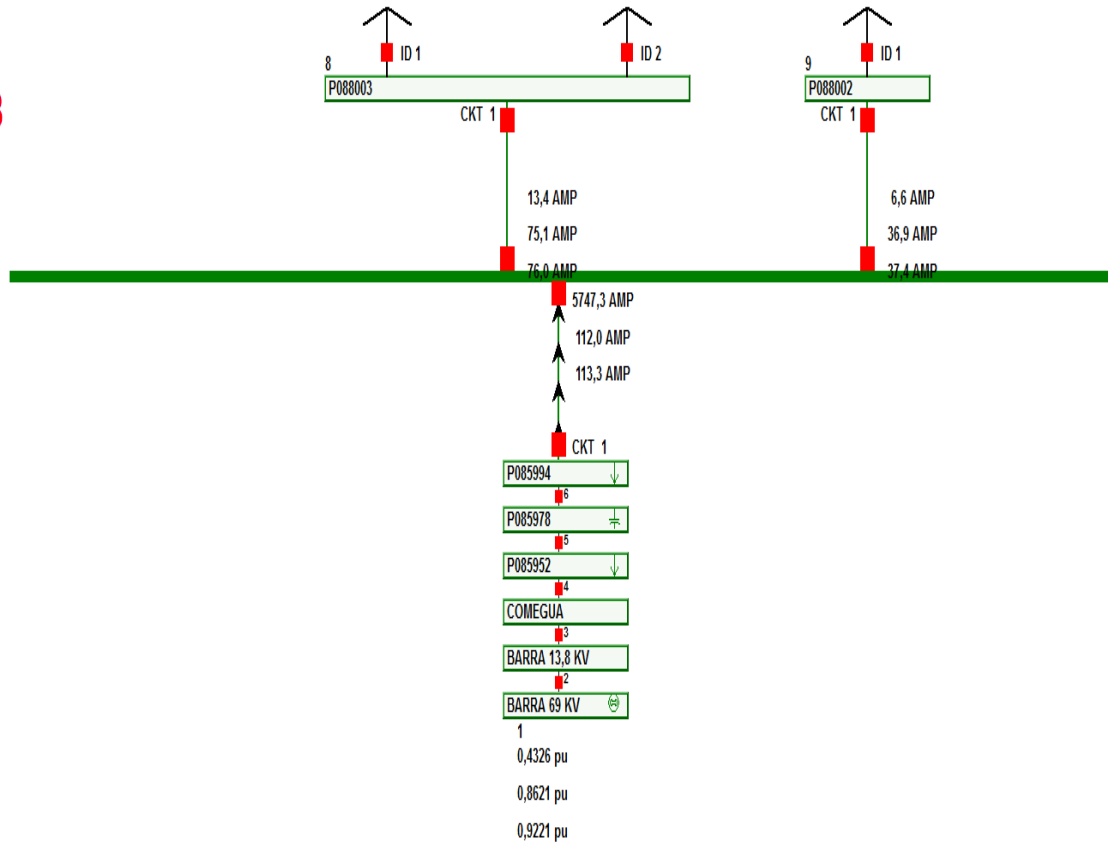
System State

# P085998

Bus: P085998 (7)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8574 pu  
0,00 deg  
0,9214 pu  
-106,41 deg  
103,68 deg

System State

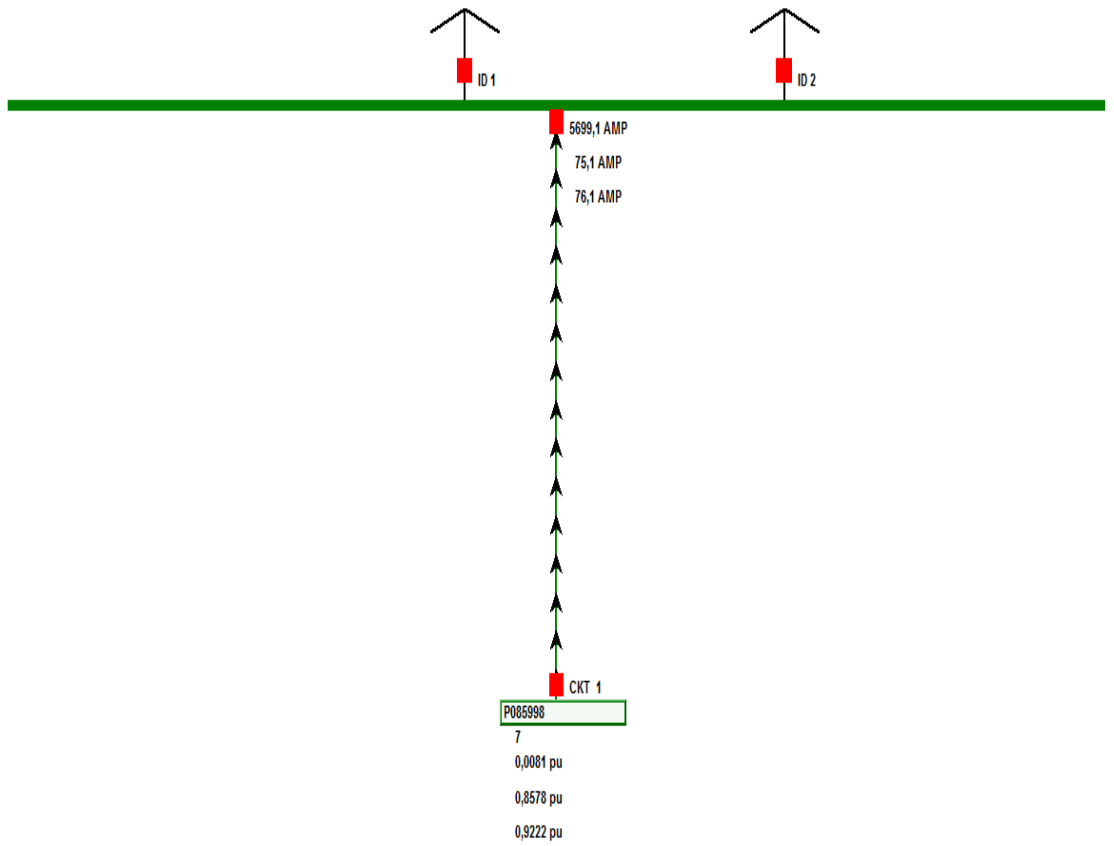


# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8578 pu  
0,00 deg  
0,9234 pu  
-106,74 deg  
103,96 deg

System State



# P088002

Bus: P088002 (9)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8591 pu  
0,00 deg  
0,9286 pu  
-107,55 deg  
104,64 deg



5581,6 AMP  
36,9 AMP  
37,4 AMP



CKT 1

P085998

7  
0,0284 pu  
0,8587 pu  
0,9241 pu

System State



## **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN MÍNIMA CARGA**

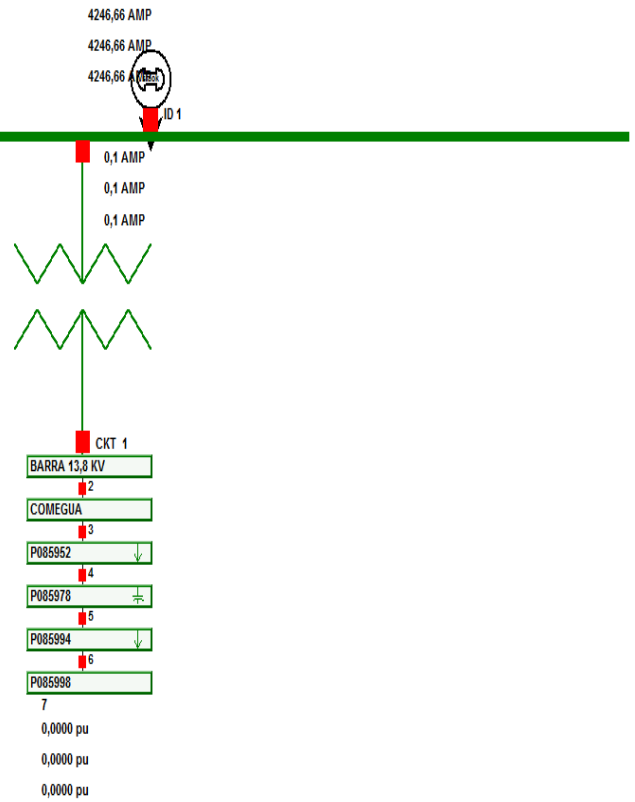
Primer caso.- Falla Trifásica

# BARRA 69 KV

Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom kV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

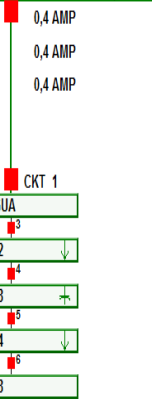
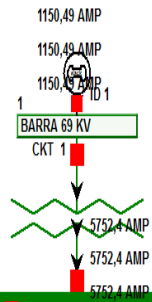


# BARRA 13,8 KV

Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

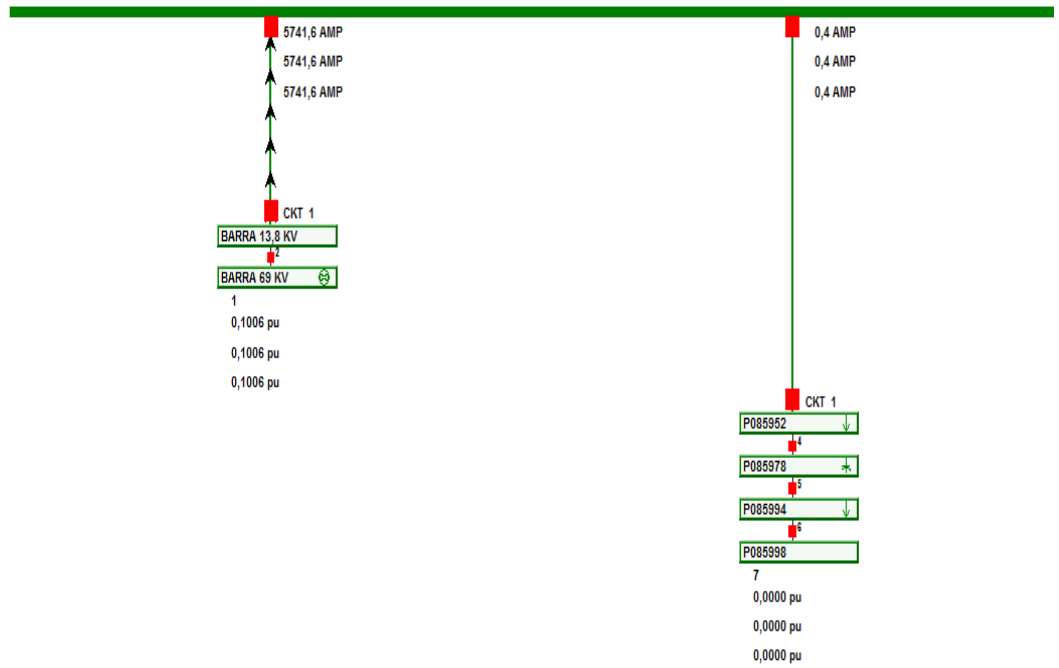


7  
0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,0000 pu

# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Vom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

3,0000 pu  
3,0000 pu  
0,00 deg  
3,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

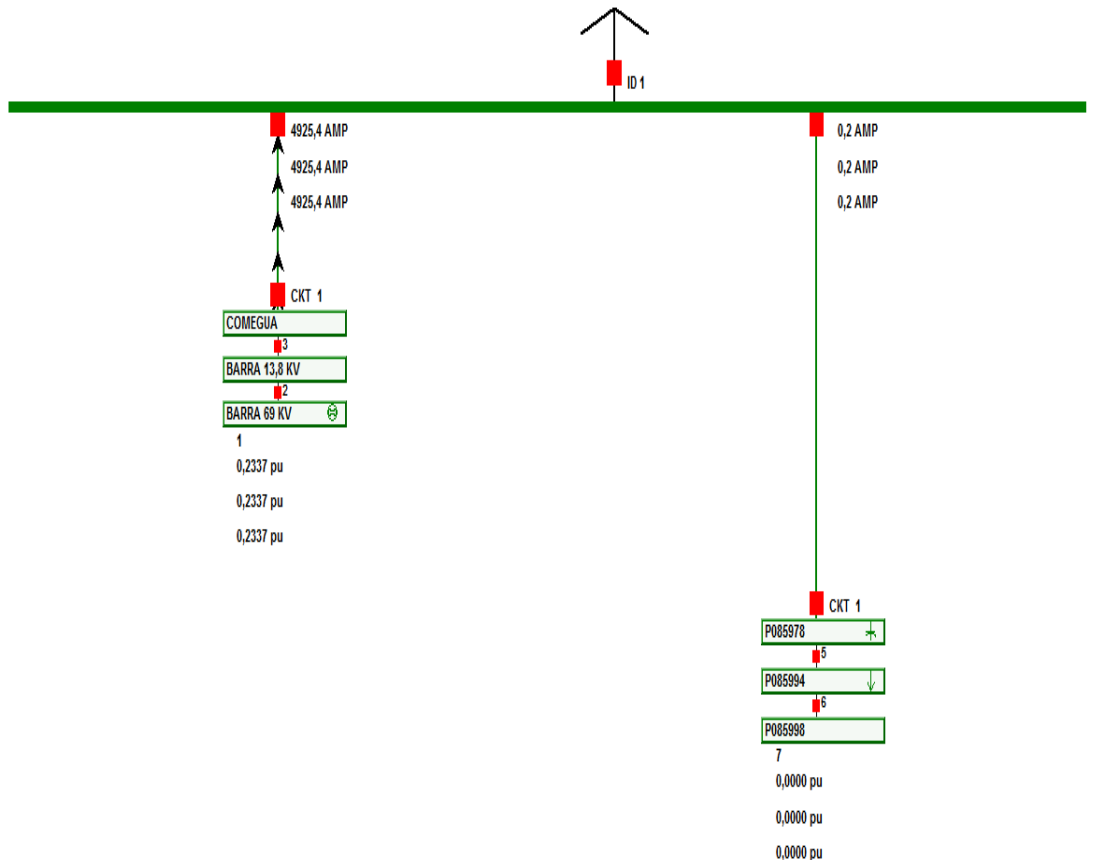


System State

# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

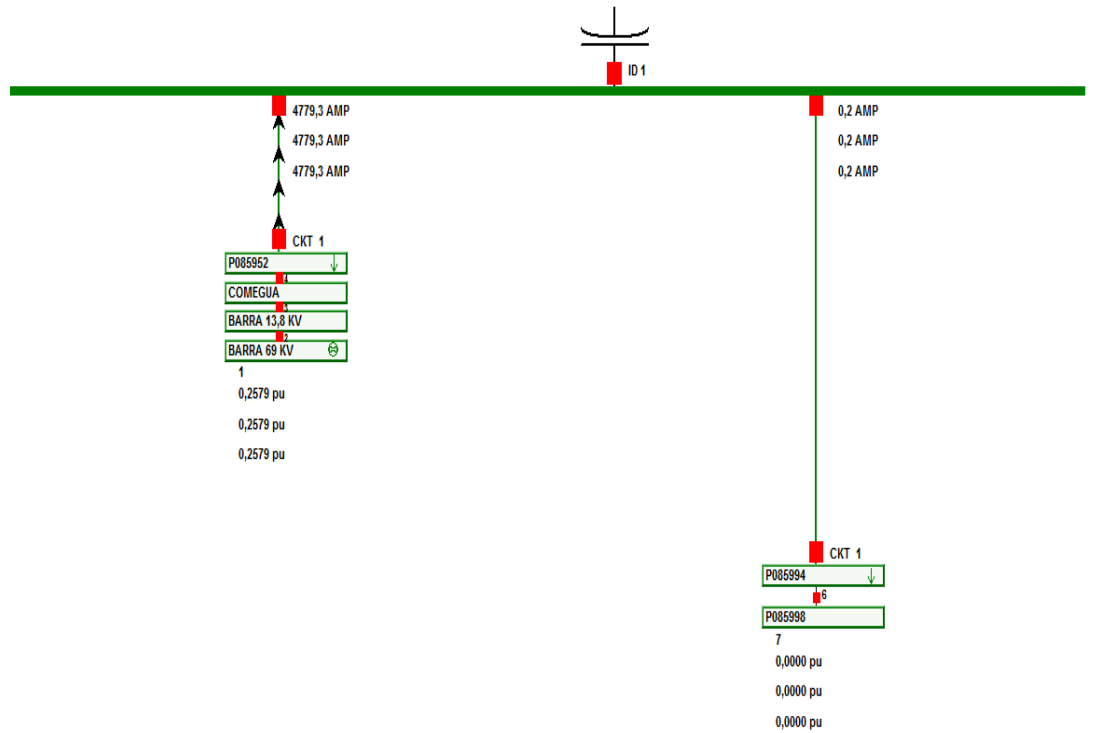
0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg



# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

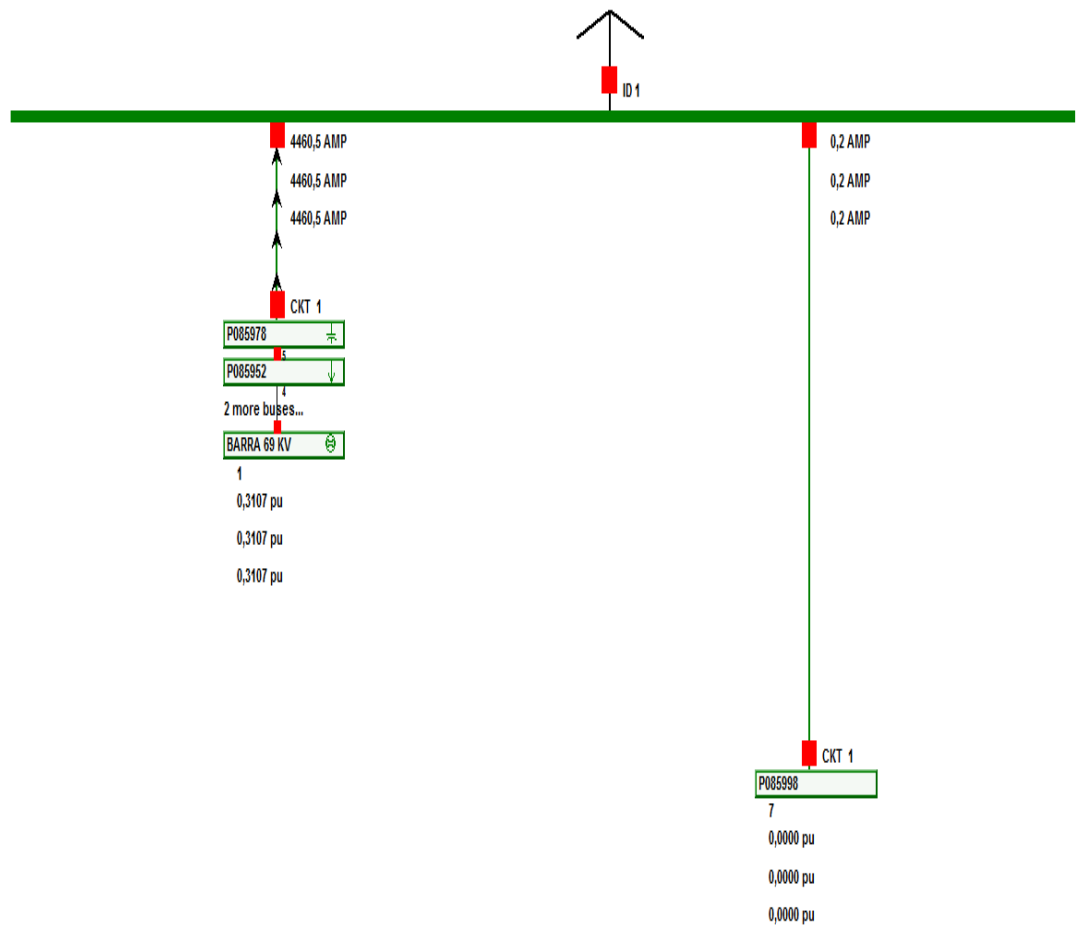


# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

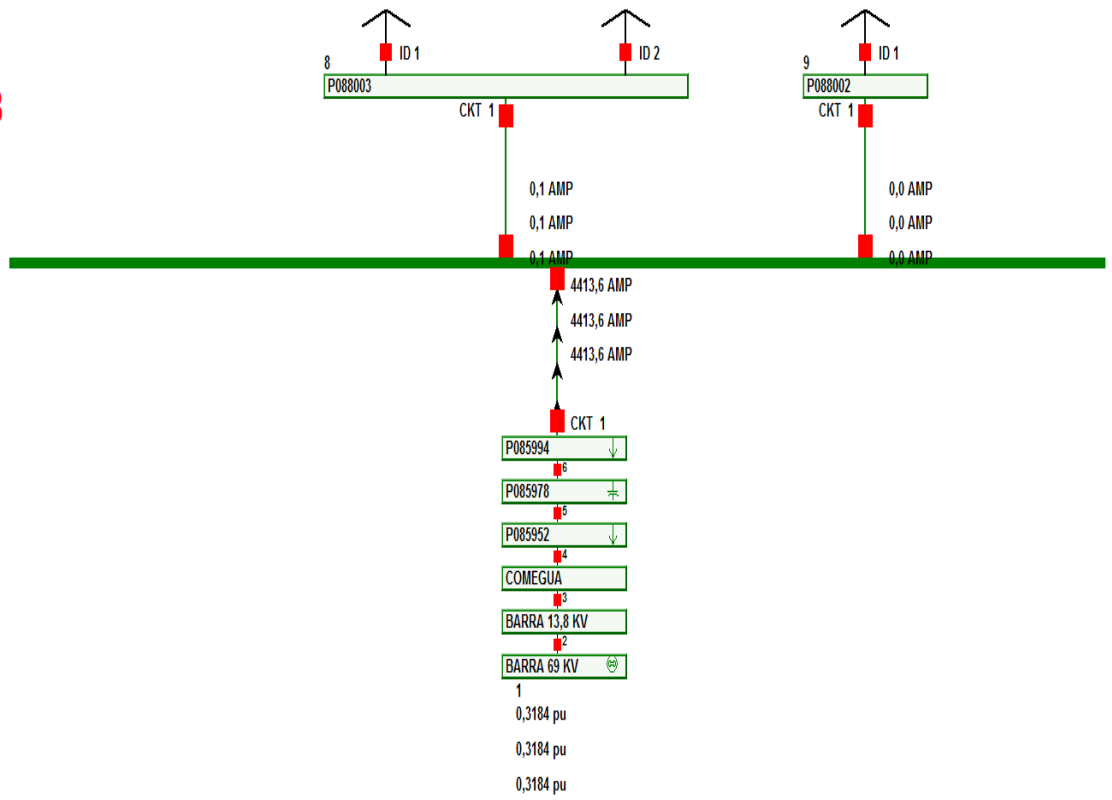


# P085998

Bus: P085998 (7)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

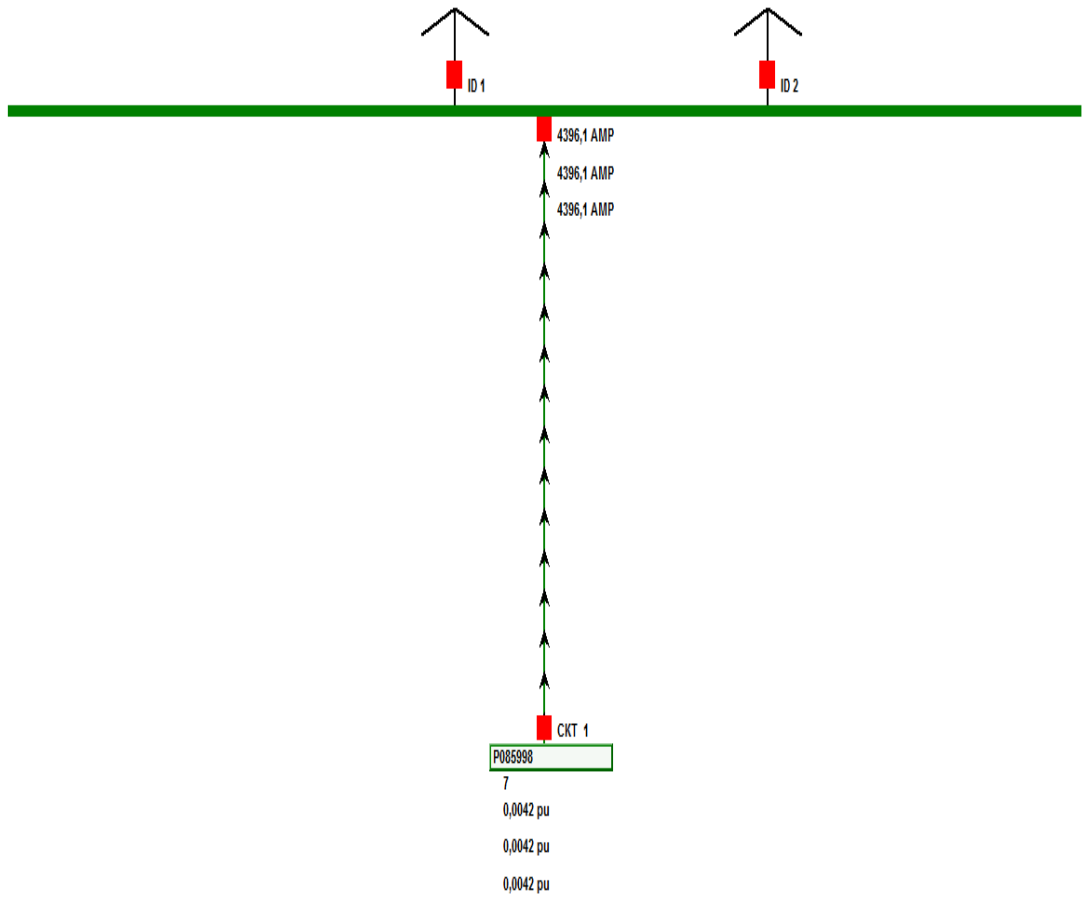




# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg



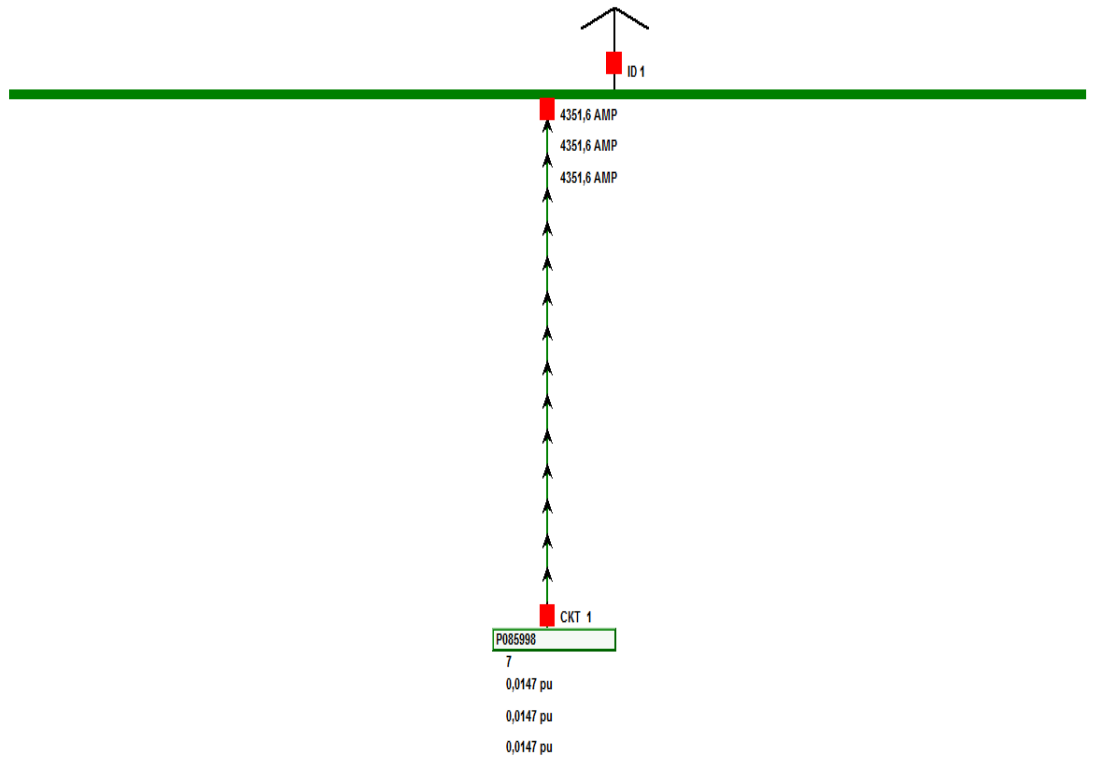
System State

# P088002

Bus: P088002 (9)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,0000 pu  
0,00 deg  
0,00 deg

System State

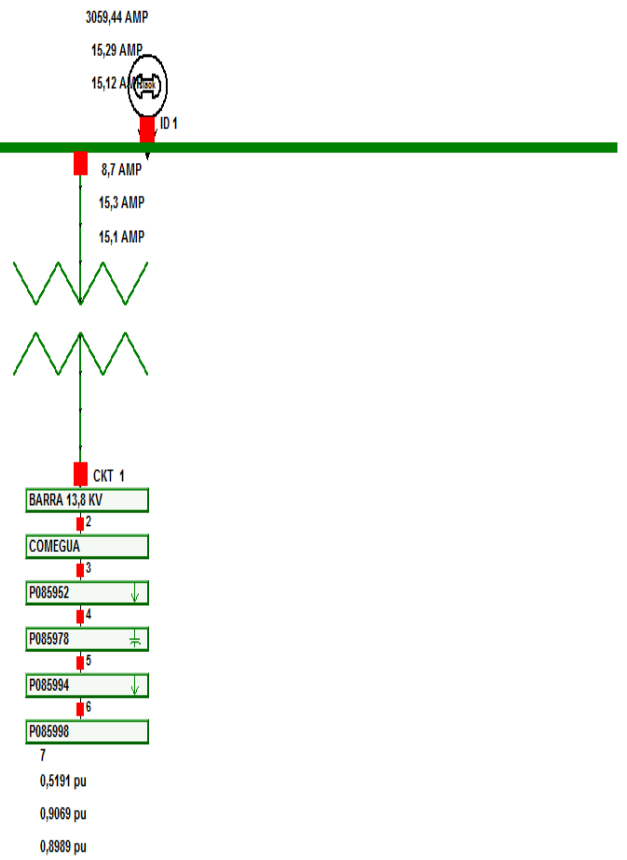


Segundo caso.- falla de fase a tierra

# BARRA 69 KV

Bus: BARRA 69 KV (1)  
Nom kV: 69,00  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
1,1747 pu  
0,00 deg  
1,1560 pu  
-131,59 deg  
132,41 deg



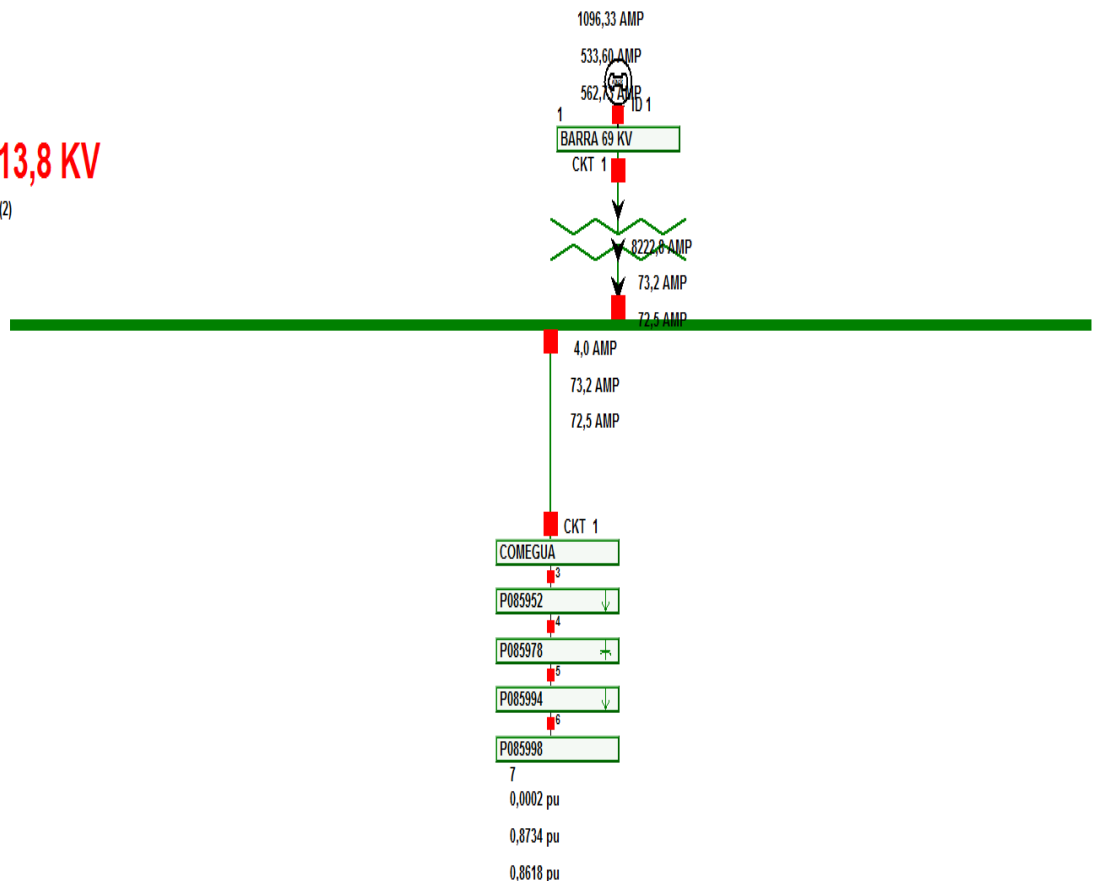
System State

# BARRA 13,8 KV

Bus: BARRA 13,8 KV (2)  
Vom kv: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

1,0000 pu  
1,8747 pu  
0,00 deg  
1,8634 pu  
94,71 deg  
94,60 deg

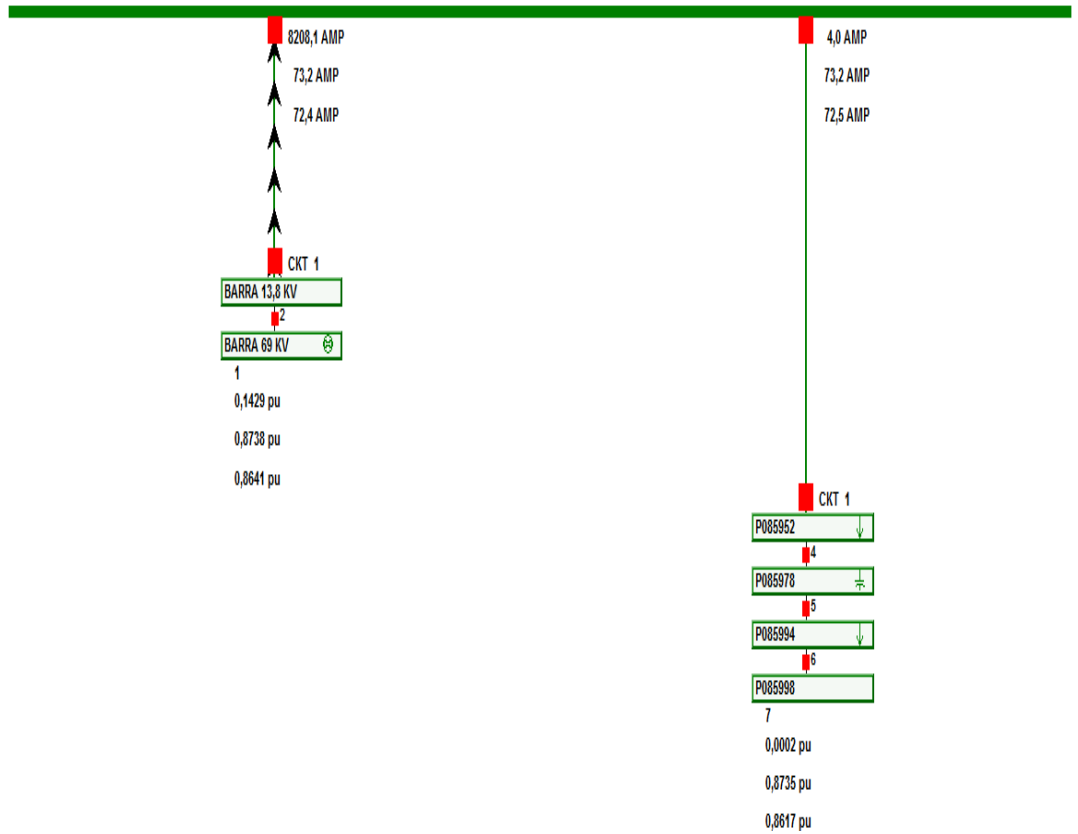
System State



# COMEGUA

Bus: COMEGUA (3)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8747 pu  
0,00 deg  
0,8632 pu  
-94,70 deg  
94,60 deg

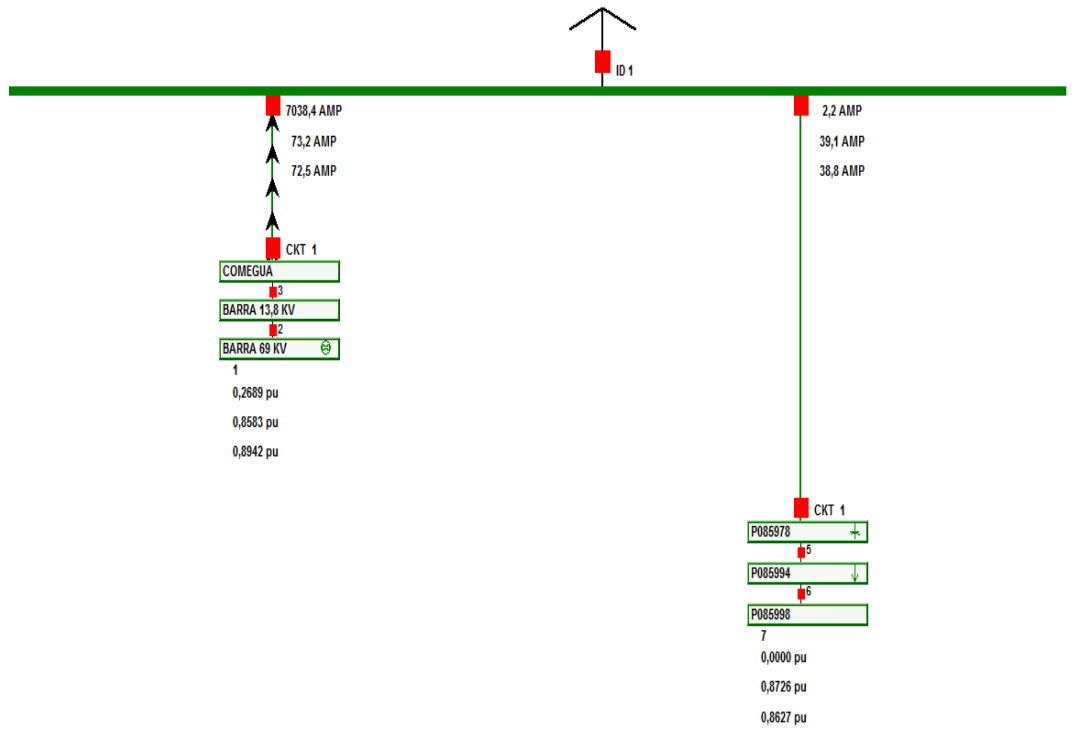


System State

# P085952

Bus: P085952 (4)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,0731 pu  
0,00 deg  
0,8632 pu  
-94,88 deg  
94,49 deg

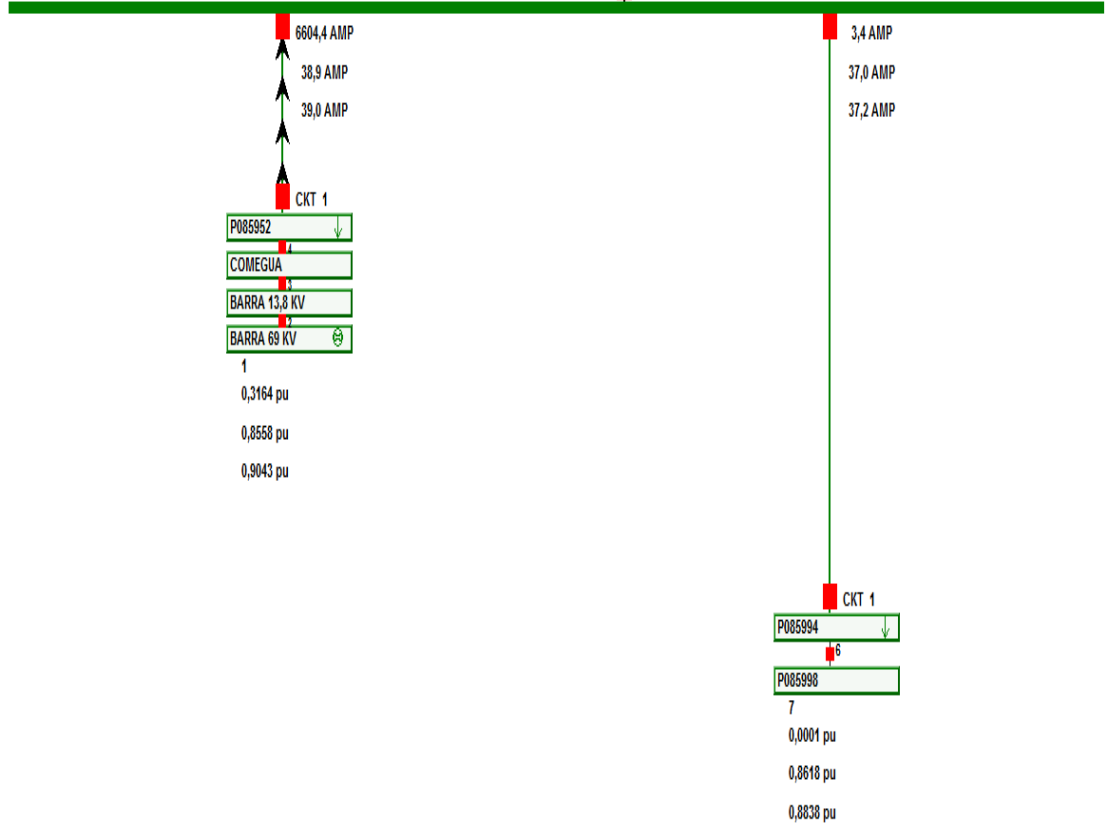


System State

# P085978

Bus: P085978 (5)  
Nom KV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

3,0000 pu  
3,8622 pu  
0,00 deg  
3,8842 pu  
98,11 deg  
97,43 deg



System State

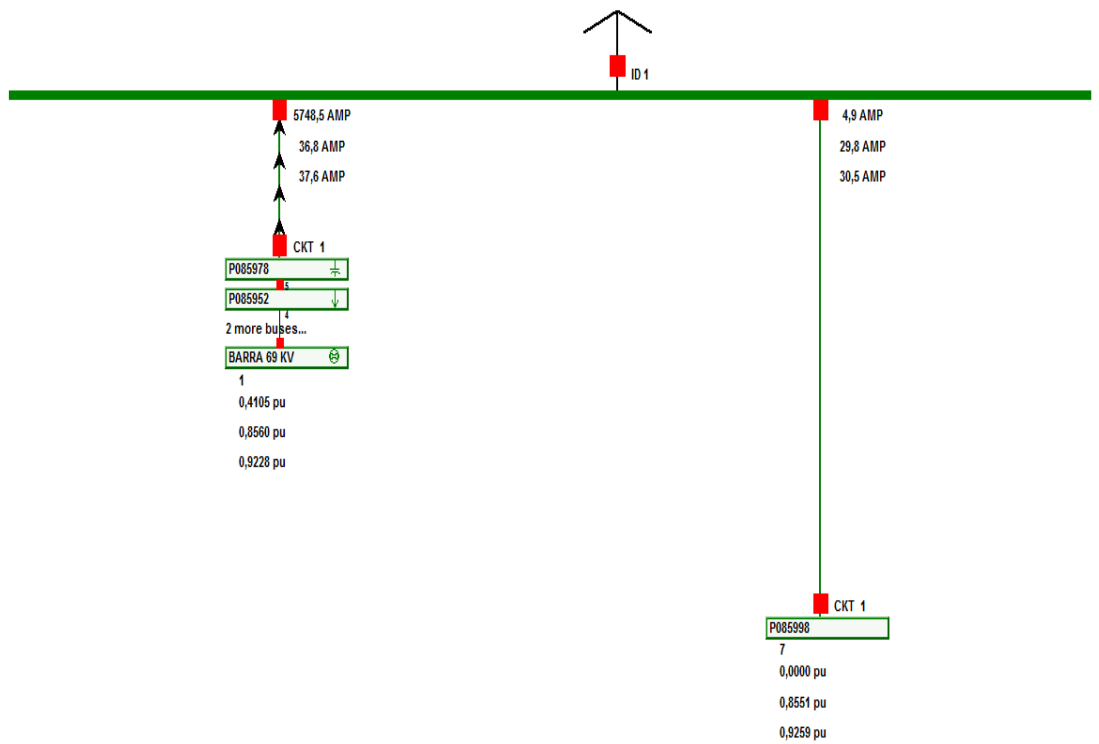


# P085994

Bus: P085994 (6)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8551 pu  
0,00 deg  
0,9259 pu  
-104,64 deg  
102,98 deg

System State



# P085998

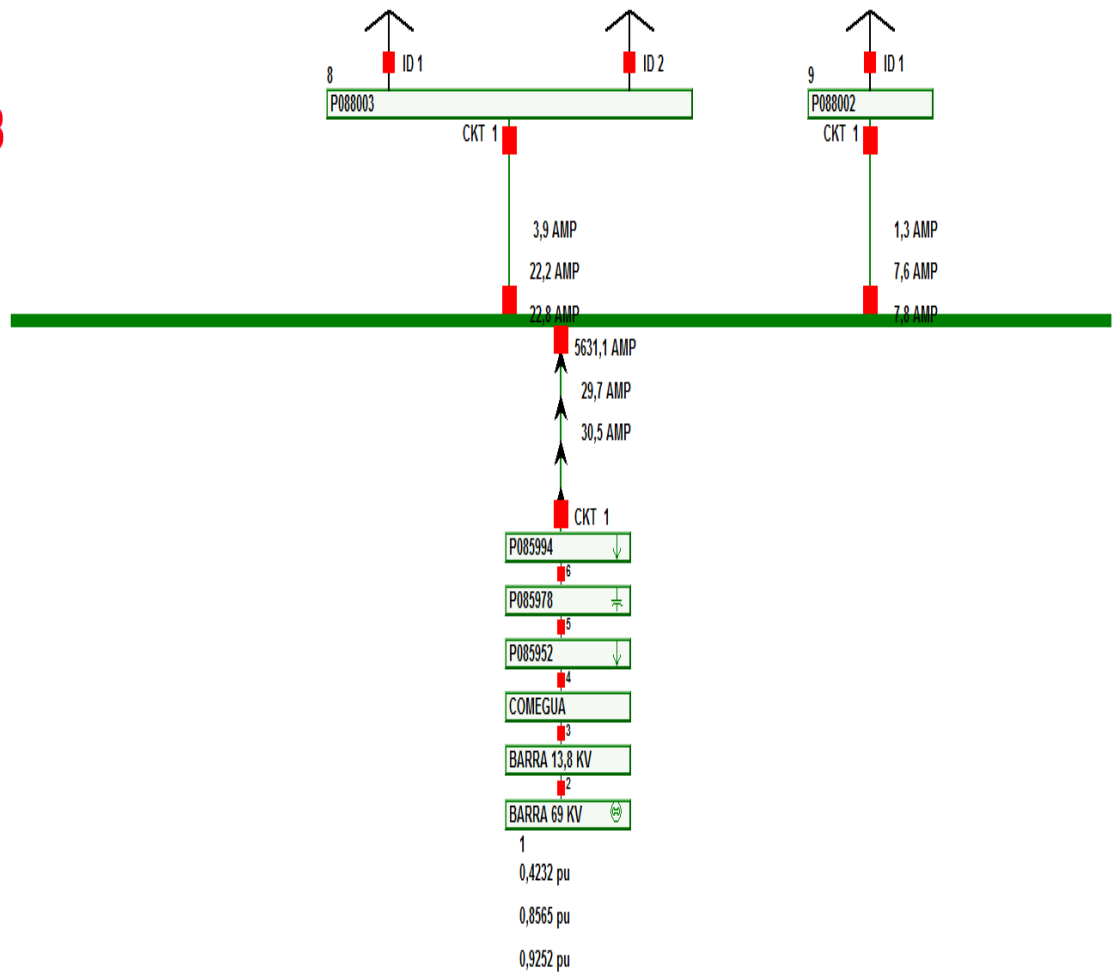
Bus: P085998 (7)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu

0,8557 pu  
0,00 deg  
0,9316 pu  
-105,53 deg

103,71 deg

System State



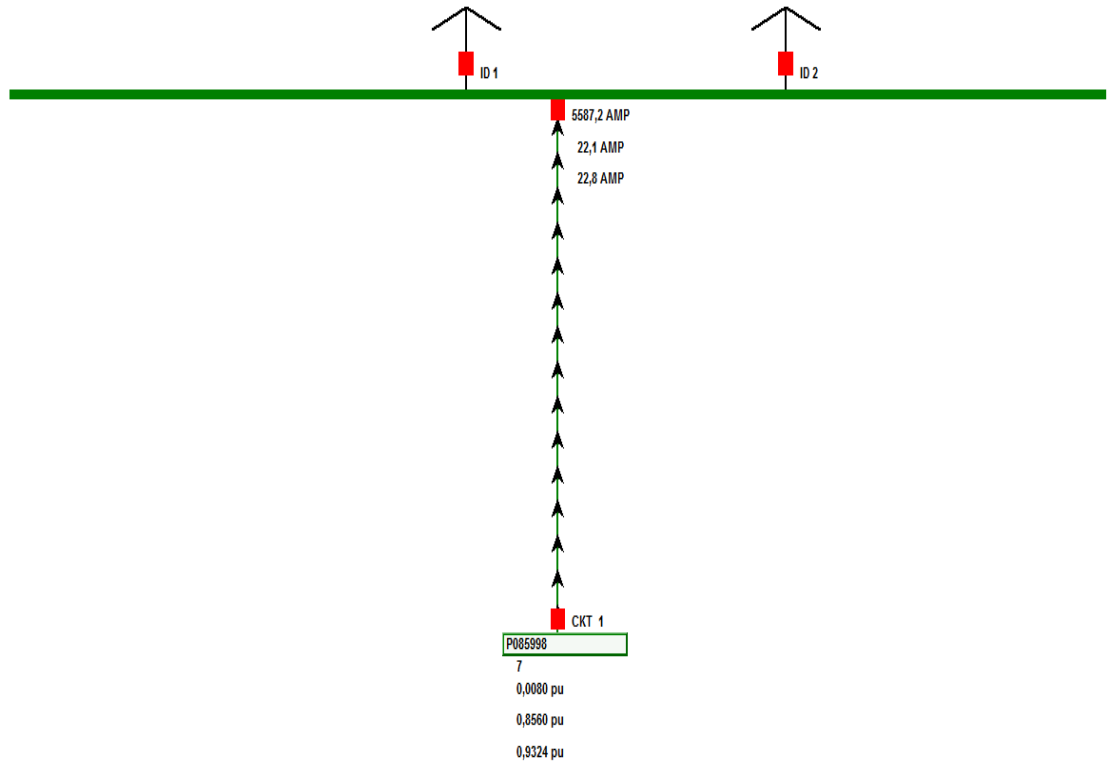
1  
0,4232 pu  
0,8565 pu  
0,9252 pu

# P088003

Bus: P088003 (8)  
Nom kV: 13,80  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

0,0000 pu  
0,8560 pu  
0,00 deg  
0,9337 pu  
-105,85 deg  
103,98 deg

System State



# P088002

Bus: P088002 (9)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

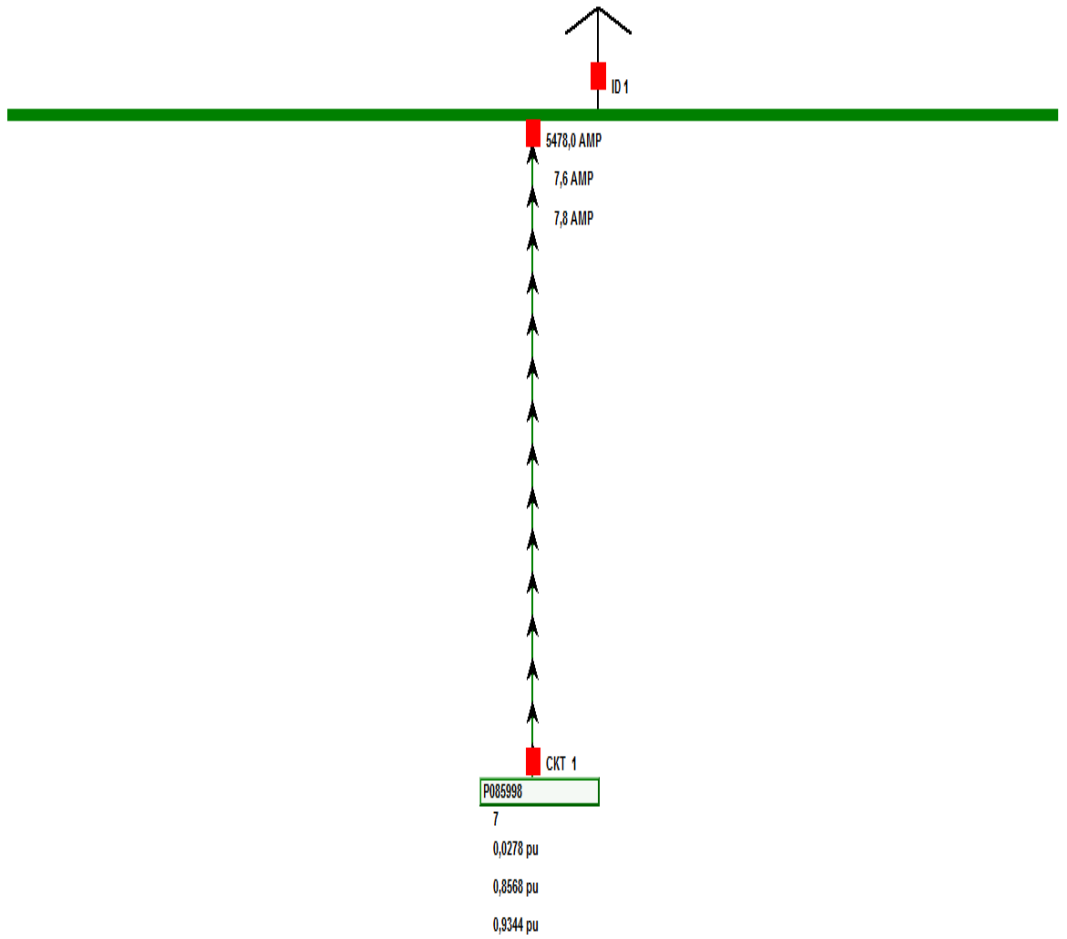
0,8570 pu

0,00 deg

0,9390 pu

-106,66 deg

104,65 deg



System State

