

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA MILAGRO GUAYAS – LOS RÍOS

Carlos Luis Muñoz Cabello ⁽¹⁾, Boris Adrian Quiroga Aguirre ⁽²⁾, Juan Saavedra ⁽³⁾

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación-FIEC,

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral

Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

⁽¹⁾ clmunoz@espol.edu.ec, ⁽²⁾ bquiroga@espol.edu.ec, ⁽³⁾ juan.saavedra@celec.gob.ec

Resumen

El presente trabajo desarrolla el estudio de la coordinación de protecciones aplicados a la subestación de distribución "MILAGRO SUR", ubicada en el cantón Milagro. Partiendo primero desde la descripción de las instalaciones para conocer los elementos que la componen; posteriormente, se realiza un estudio de flujo de carga en condiciones de máxima y mínima carga y un estudio de cortocircuito de la subestación aplicados a la barra de 69kV y 13.8kV, esto nos servirá como datos preliminares para proceder a realizar el ajuste adecuado de las protecciones de la subestación y la coordinación de las mismas con las protecciones del sistema de distribución, mediante el uso de herramientas informáticas modernas conseguiremos la mejor opción en cuanto a coordinación de protecciones se refiere permitiéndonos aumentar la confiabilidad y funcionamiento del sistema ante eventuales condiciones de falla.

Palabras Claves: *Coordinación, Ajuste, Protecciones eléctricas, Flujo de carga, Análisis de cortocircuito, Power World*

Abstract

This paper develops the study of the coordination of protections applied to the distribution substation "MILAGRO SUR", located at Milagro city. Starting first from the description of the facilities, for the elements that compose it, then a load flow study is performed at maximum and minimum load and a short study applied to the substation bars of 69kV and 13.8 kV, this will serve as preliminary data to proceed with appropriate adjustment of substation protection and coordination thereof with protection of the distribution system, by using modern tools we will get the best option in terms of coordination protections allowing to increase reliability and system performance to any fault conditions.

Key Words: *Coordination, Setting, Electric Protection, Power Flow, Short circuit Analysis, Power World*

1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 Introducción

En este capítulo detallaremos cada uno de los elementos y características de la subestación de Milagro Sur así como su ubicación exacta la ciudad de Milagro, esta subestación tiene como propósito alimentar cargas aledañas tales como UNEMI, piñas, troncos y camal/Yaguachi.

1.2 Descripción Física Generalizada de las Instalaciones.



Figura 1. Ubicación geográfica de la subestación Milagro Sur

El estudio de coordinación de las protecciones se realizará en la Subestación de distribución Milagro Sur. Ésta subestación se encuentra ubicada en la ciudad de Milagro en la avenida 17 de septiembre, junto a la UNEMI (universidad estatal de Milagro), y es alimentada por la línea de subtransmisión Milagro 1 esta línea forma parte del SNI.

En la tabla 1 se muestran los elementos principales de la subestación Milagro Sur.

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	SECCIONADOR TRIPOLAR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA	1
2	INTERRUPTOR EN GAS SF6 MITSUBISHI	1
3	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Mitsubishi 12/26 MVA	1
4	DISYUNTORES A 13.8KV 1200A	1
5	DISYUNTORES A 69KV 600A	1
6	PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR	1

7	CUCHILLAS SECCIONADORAS	1
8	PROTECCIONES	

Tabla 1. Elementos de la S/E Milagro Sur.

1.3 Descripción General del Sistema Eléctrico

En general, la subestación Milagro Sur es alimentada por la línea Milagro1. La configuración eléctrica de la subestación Durán Norte es Barra Simple y su esquema se muestra a continuación en la Figura 2.

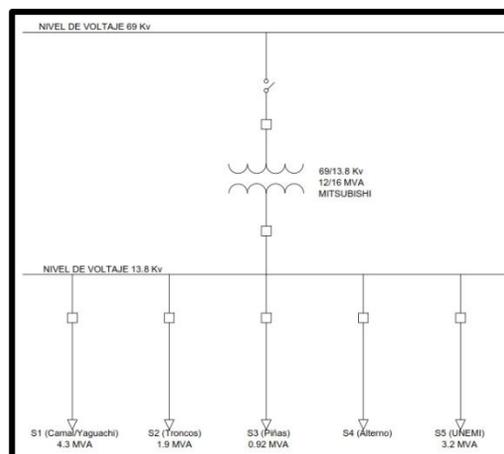


Figura 2 Diagrama Unifilar de la S/E Milagro Sur.

1.4 Descripción Particular de la Subestación

1.4.1 Patio de 69KV

En las siguientes tablas se detallan las características de los elementos que componen el patio de 69kV.

SECCIONADOR	
KV. MAX	69
BIL (KV)	350
I CONTINUA (A)	600
I INSTANTANEA (A)	40 KA

Tabla 2. Seccionador tripolar de aire con cuchillas de tierra.

INTERRUPTOR EN GAS SF6	
MARCA	MITSUBISHI
TIPO	70-SFMT-25B
TENSIÓN	72.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	600 A
TENSION DE IMPULSO	350 KV
CORRIENTE DE INTERRUPCION NOMINAL	20 KA
MASA DE GAS	12 Kg
MASA TOTAL	1400 Kg
FRECUENCIA	60 Hz
PRESIÓN DEL GAS NOMINAL DE OPERACIÓN (+20°)	0.5 MPa

Tabla 3. Datos técnicos del interruptor Mitsubishi

1.4.2 Transformador de Potencia

El transformador de potencia de la subestación Milagro Sur presenta las siguientes características técnicas.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
MARCA	MITSUBISHI
FASES	3
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
ENFRIAMIENTO	ONAN(12MVA)/ONAF(16MVA)
CAPACIDAD NOMINAL	12/16MVA
VOLTAJE NOMINAL	69±2x2.5% / 13.8KV
IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO (16MVA)	9.06%
CONEXION	Dyn1
NIVEL BASICO DE IMPULSO A.T.	350 KV
NIVEL BASICO DE IMPULSO B.T.	110 KV

Tabla 4. Datos técnicos del Transformador de Potencia



Figura 3 Transformador de Potencia de la S/E Milagro Sur

1.4.3 Patio de 13.8KV

Todos los elementos correspondientes al nivel de 13.8 KV se encuentran dentro de los Armarios marca MITSUBISHI, como lo son los relés de sobrecorriente cuyas características se muestran en la tabla 5.

MILAGRO SUR			
S/E	Bahía	Relé	
		Fabricante	Modelo
MILAGRO SUR	Principal 13.8KV	ABB	SPAJ 140C
	CAMAL	ABB	SPAA 341 C2 SPAF 340 C3
	TRONCOS	ABB	SPAA 341 C2 SPAF 340 C3
	PIÑAS	ABB	SPAA 341 C2 SPAF 340 C3
	UNEMI	ABB	SPAA 341 C2 SPAF 340 C3

Tabla 5. Modelos y marcas de los relés usados en las alimentadoras.



Figura 4. Medidor totalizador de todas las alimentadoras.

2. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

El Estudio de Flujo de Carga nos proporciona información sobre:

- Corriente del Sistema (I)
- Voltaje en las barras (V)
- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)
- Factor de potencia (Fp)

Estos parámetros necesitan estar dentro de los rangos establecidos en los estándares y normas del sistema de distribución.

2.1 Introducción.

Para la realización del estudio de flujo de carga haremos uso del software PowerWorld Simulator Versión 18 Licencia Educacional, el cual nos permite realizar la simulación del comportamiento del sistema de distribución de la Milagro sur a valores de máxima y mínima carga.

2.2 Criterios adoptados para el estudio

- Flexibilidad Operacional. El sistema podrá funcionar alimentado por la empresa eléctrica sin ninguna restricción. El sistema es alimentado mediante la línea Milagro 1, que viene de SIN. La línea

Milagro 1 llega a la barra de Ecoelectric y sale para la S/E Milagro Sur. El sistema es alimentado por la empresa eléctrica CNEL Milagro.

- Niveles de Confiabilidad. El sistema debe proveer continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de empresas y sectores urbanos alimentados a un nivel de 13.8 kV en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del sistema. Una correcta coordinación de las protecciones aumenta nuestro nivel de confiabilidad del sistema, procurando siempre que la interrupción de los circuitos sea por el periodo de tiempo más corto posible.
- Niveles de sobrecarga. No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas de los mismos. Para el caso del Transformador de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad ONAF (16 MVA).
- 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 Flujo de Carga - Demanda máxima

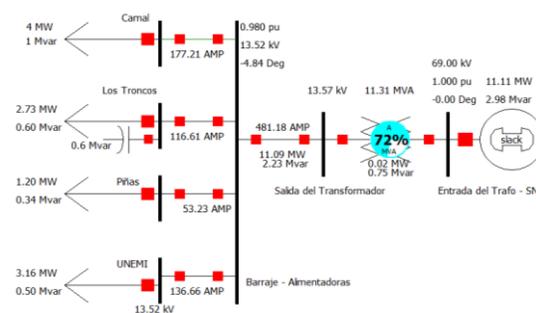


Figura 5. Flujo de Carga – Máxima Demanda.

2.3.1 Voltajes y Carga en las barras (D. Max.)

No	Nombre	Nomin al (kV)	Volt. (pu)	Volt. (kV)	Ángulo °C
1	Barra 69 kV	69	1	69	0
2	Barra 13,8 kV	13,8	0,9797	13,52	-4,84°

Tabla 6. Voltaje en barras para demanda máxima.

2.3.2 Potencia recibida para máxima carga

Consumo - Carga Máxima		
Barra de	MW	MVAR
69 kV	11,11	2,98

Tabla 7. Consumo para carga máxima.

La potencia que entrega el sistema para máxima carga es la que se detalla en la tabla 7, con esta potencia tenemos que el transformador tiene una cargabilidad de 72%, lo cual es un valor aceptable.

2.4 Flujo de Carga - Demanda mínima

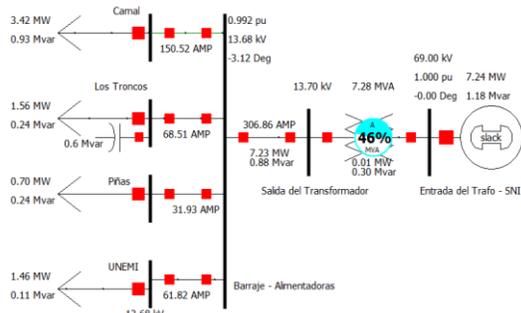


Figura 6. Flujo de Carga – Mínima Demanda.

2.4.1 Voltajes y Carga en las barras (D. Mín.)

No	Nombre	Nominal (kV)	Volt. (pu)	Volt. (kV)	Ángulo °C
1	Barra 69 kV	69	1	69	0
2	Barra 13,8 kV	13,8	0,9913	13,68	-3,13°

Tabla 8. Voltaje en barras para demanda mínima.

2.4.2 Potencia recibida para mínima carga

Consumo - Carga Mínima		
Barra de	MW	MVAR
69 kV	7,24	1,18

Tabla 9. Consumo para carga mínima.

La potencia que entrega el sistema para mínima carga es la que se detalla en la tabla 9, con esta potencia tenemos que el transformador tiene una cargabilidad de 46%, lo cual es un valor aceptable.

3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

3.1 Introducción.

En el análisis de corto circuito, 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 exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.

3.2 Datos del Sistema

Impedancia Equivalente-Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica

Impedancia de secuencia	R (p.u.)	X (p.u.)	R + j X (Ohmios)	X/R
Positiva	0.0479	0.2237	2.2805+j10.6503	4.67
Negativa	0.0479	0.2237	2.2805+j10.6503	4.67
Cero	0,0790	0.5013	3.3755+j23.8668	6,34

Tabla 10. Impedancia Equivalente en máxima generación 69 kV.

Impedancia de secuencia	R p.u.	X p.u.	R +j X Ohmios	X/R
Positiva	0.0504	0.2491	2.3995+j11.8596	4.94
Negativa	0,0504	0.2491	2.3995+j11.8596	4.94
Cero	0,0790	0.5013	3.3755+j23.8668	6,34

Tabla 11. Impedancia Equivalente en mínima generación 69 kV.

Cabe indicar que estos valores están en base de 100 MVA.

3.2.1 Datos de conductores.

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

3.2.2 Datos del transformador.

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son análogas a las utilizadas en los estudios de flujo de carga.

3.3 Resultados del Estudio de Corto Circuito.

3.3.1 Corrientes de falla en cada una de las barras.

A continuación en la tabla 11 mostramos los resultados obtenidos en la simulación de las diferentes fallas en el sistema eléctrico para máxima generación, tanto para el lado de 69KV como en el lado de 13.8KV.

Tipo Falla	69 kV		13,8 kV	
	Icc (A)	Icc (p.u.)	Icc (A)	Icc (p.u.)
Fase Tierra	2654,6	3,173	4792	1,145
Línea - Línea	3224,6	3,854	3791,5	0,906
Dos Fases tierra	2051,5	2,45	5270	1,260
Trifásica	3723,4	4,45	4378,1	1,046

Tabla 11. Resumen de las corrientes de falla

A continuación en la tabla 12 mostramos los resultados obtenidos en la simulación de las diferentes fallas en el sistema eléctrico para mínima generación, tanto para el lado de 69KV como en el lado de 13.8KV.

Tipo Falla	69 kV		13,8 kV	
	Icc (A)	Icc (p.u.)	Icc (A)	Icc (p.u.)
Fase Tierra	2482,9	2,967	5034,7	1,203
Línea - Línea	2875,8	3,437	3656,7	0,874
Dos Fases tierra	1981,8	2,369	6221,5	1,487
Trifásica	3320,6	3,969	4222	1,009

Fase Tierra	2482,9	2,967	5034,7	1,203
Línea - Línea	2875,8	3,437	3656,7	0,874
Dos Fases tierra	1981,8	2,369	6221,5	1,487
Trifásica	3320,6	3,969	4222	1,009

Tabla 12. Resumen de las corrientes de falla

3.3.2 Corrientes de Corto circuito máximas en la Subestación Milagro Sur

En la tabla a continuación detallamos la falla LLG donde observamos los valores de para máxima generación obtenidos en el estudio de corto circuito por fase.

	69 KV	13,8 kv
	I _{max}	I _{max}
Amperios	3320,6	4991,2
p.u.	3,969	1,193
Falla	3Ø	LLG

Tabla 13. Corriente de cortocircuito máximas en la subestación Milagro Sur

4. PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

La subestación Milagro Sur está conformada por los siguientes elementos:

Del lado de 69 kV hay un interruptor de marca Mitsubishi tipo 70-SFMT-25B. El transformador de potencia además se encuentra protegido en el lado de alta por pararrayos de óxido metálico de marca Mitsubishi tipo MAL-PC(S), también posee un relé de protección diferencial (87) SPAD 346 C3. Esta S/E también posee un relé de sobrecorriente instantánea (50) SPAA 341 C2 del lado de 13.8 kV para cada alimentadora y un SPAJ 140 C del lado de 13.8 kV a la salida del transformador.

En el lado de 13.8 kV a la salida del transformador se tiene un interruptor en vacío tipo 10 VPR-25C marca Mitsubishi con una corriente nominal de

1200 A y una corriente de interrupción de 18 (AT a 15kV) kA. Las alimentadoras poseen cuchillas seccionadoras de 600 A nominales y 40 kA de corriente instantánea y 110 kV de BIL. La alimentadora S1 posee a lo largo de su troncal un disyuntor (52) tipo 10-VPR-25C, además se encuentra un fusible k de 140 A. La alimentadora S2 posee a lo largo de su troncal un disyuntor igual que la alimentadora S1 y además un fusible k de 100 A. La alimentadora S3 y S4 solo poseen un disyuntor con las mismas características que el de la alimentadora S1.

4.1 Esquema de Protección

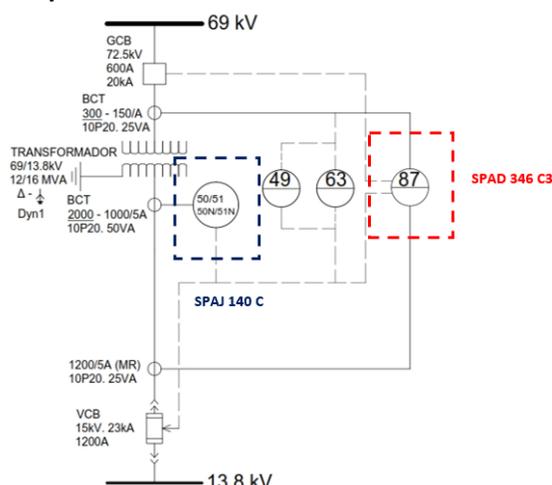


Figura 7 Esquema de las protecciones del transformador

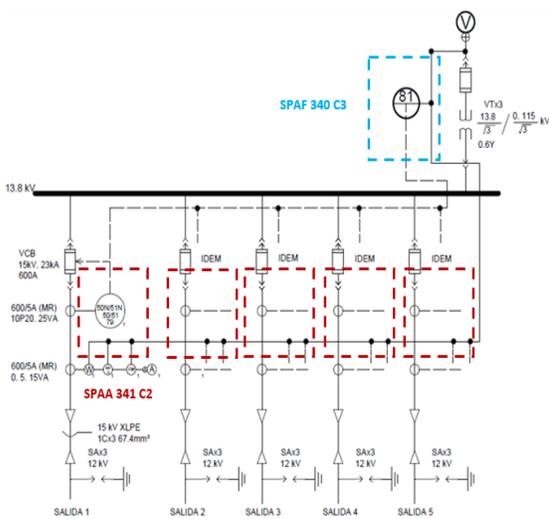


Figura 8 Esquema de las protecciones de las alimentadoras

Dentro de las características del módulo de relé diferencial SPCD 3D53 abarca los siguientes tipos de protecciones:

- Protección diferencial entre fases.
- Los ajustes son los mismos en cada fase.
- Mide las corrientes de fase en el lado de AT y BT del transformador que debe proteger.

4.2 Ajuste de la Protección del Transformador de Potencia

El transformador de la Subestación Milagro Sur y capacidad de 12/16 MVA. A continuación se muestra un resumen del ajuste de la protección 87.

Ajuste del 87	
Transformador 12/16 MVA	
Lado de Alta	
Conexión	Delta
Corriente nominal	134.03
Relación CT	600:5
Corriente de puesta en trabajo	
Lado de Baja	
Conexión	Estrella
Corriente nominal	670.18
Relación CT	1200:5
Corriente de puesta en trabajo	
Errores	
%Error por TAP	12,5
%Error por CT	10
%Error Relé	4
Ajuste	
Margen de seguridad	5
Pendiente 87	31,5%

Tabla 14. Resumen de Ajuste de la Protección 87

4.3 Ajuste del arranque básico

La configuración básica (P) define la mínima sensibilidad de la protección. Básicamente este valor permite la corriente sin carga del transformador de potencia; pero también puede ser usado para influenciar el nivel

general de la característica de operación del relé.

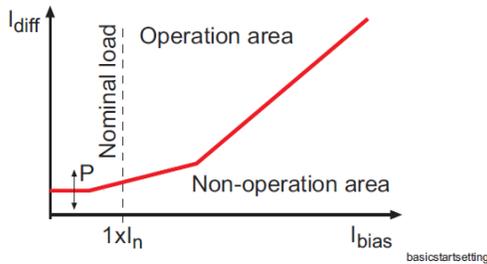


Figura 9 Arranque básico P

$$P = 0,5 * S + P'$$

donde P' representa las pérdidas sin carga del transformador en su máximo voltaje de operación. Típicamente se usa $P' = 10\%$ si su valor actual se lo desconoce.

$$P = 0,5 * 31,5\% + 10\%$$

$$P = 25,75\%$$

4.4 Segundo punto de quiebre I_{2tp}

El segundo punto de quiebre define el punto en la característica de operación en el cual la influencia de S termina y una pendiente constante del 100% empieza. En una aplicación de esta protección en un transformador de potencia al segundo punto de quiebre I_{2tp} se los escoge normalmente en el rango de 1.5 a 2. Donde el valor de 1.5 hace que la protección sea algo más estable contra fallas fuera de la zona de protección, mientras que un valor de 2 provee algo más de sensibilidad a la protección para las fallas dentro de la zona de protección.

5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Para el estudio de la coordinación de las protecciones usamos el software CYMTCC 4.5 Rev. 13 que nos facilita realizar estudios de protecciones eléctricas. El software cuenta con una extensa base de datos que contiene muchos dispositivos de protección de diferentes fabricantes.

5.1 Protección del Sistema de Distribución

Para los diferentes ajustes que se realizarán en este capítulo es de vital importancia los valores obtenidos en el estudio de flujo de carga y corto circuito como son las corrientes de fallas tanto máximas y mínimas así como también conocer los

valores nominales de corriente de cada alimentadora.

5.2 Criterios generales de coordinación.

- **Selectividad:** Cada relé y/o protección debe de operar únicamente en su zona protegida.
- **Respaldo:** Los relés deben dar protección primaria en la zona protegida y además de respaldo en la zona adyacente.
- **Tiempo de actuación:** Este tiempo debe ser tal que cumpla con los criterios de selectividad y respaldo.
- **Simplicidad:** Se deben utilizar el mínimo de equipos de protección sin faltar a los criterios antes mencionados

5.3 Coordinación de las protecciones

La coordinación debe hacerse desde el punto más alejado a la fuente (para un sistema radial) hasta llegar a las protecciones de la S/E de distribución. Usaremos el Std. IEEE 242-2001 que se aplica a relés de sobrecorriente, el cual recomienda que se establezca un intervalo entre 0.15 a 0.3 segundos en el punto de coordinación en el punto correspondiente a la contribución de la corriente de falla en la ubicación del relé.

A continuación mostraremos la coordinación de las protecciones de las cuatro alimentadoras, cabe indicar que las gráficas para la alimentadora S1 y S2 serán idénticas puesto que ambas tienen el mismo tipo de protección incluyendo un fusible de característica extremadamente inversa. Las alimentadoras S3 y S5 poseen las mismas protecciones que las alimentadoras S1 y S2 excepto que no poseen un fusible "aguas debajo de los relés", por lo tanto en la gráfica de la coordinación aparecerá una curva menos.

5.3.1 Ajustes del tap de los relés SPAJ 140 C y SPAA 341 C2

Selección del Tap del relé SPAA 341 C2

Los ajustes se realizarán considerando la corriente más alta de las cuatro alimentadoras, esto es, la corriente de S1.

$$I_{max}(S1) = 177A$$

$$I_{pickup} = (1.1) * 177 = 194.7$$

Se ha considerado un 10% de sobrecarga

$$TAP = \frac{194.7}{400/5} = 2.43$$

Selección del Tap del relé SPAJ 140 C

$$I_{max}(Salida Trafo) = 670A$$

$$I_{pickup} = (1.1) * 670 = 736 A$$

$$TAP = \frac{736}{1000/5} = 3.68$$

Estos valores son introducidos en el programa computacional dándonos los siguientes resultados gráficos (curvas de coordinación).

5.3.2 Alimentadora S1 y S2

A continuación se muestra la coordinación de las protecciones para la alimentadora S1 y S2.

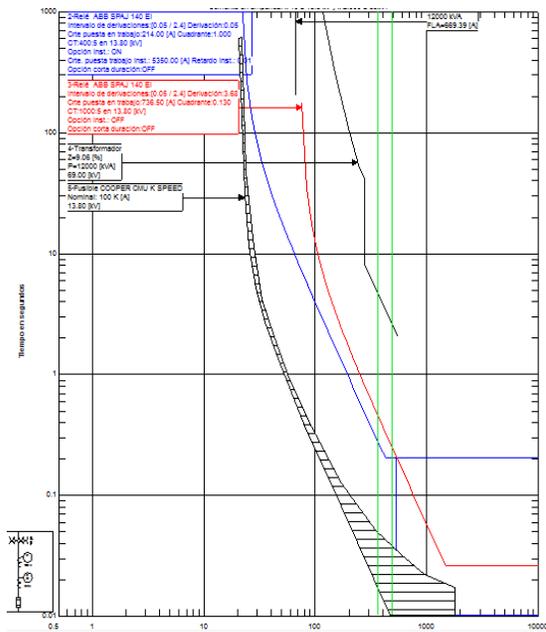


Figura 10 Coordinación Alimentadora S1 y S2

Las *curvas verticales* de color verde muestran el rango de valores de las corrientes de falla para los cuales debe cumplirse la

coordinación de las protecciones, estos valores son las máximos y mínimos de falla, 3650 A y 4870 A respectivamente. La *curva negra* que se encuentra en la parte superior es la curva de daño del transformador. La *curva roja* siguiente (de arriba hacia abajo) es la curva del relé SPAJ 140 C. La curva azul pertenece al relé SPAA 341 C2 presente en todas las alimentadoras excepto en la S3 y S5. Finalmente la *curva negra a rayas* pertenece a la curva del fusible. La curva del fusible no aparece en las alimentadoras S3 y S5.

5.3.3 Alimentadora S3 y S5

Estas alimentadoras no poseen fusible en su trayectoria por lo que solo se deben coordinar los relés SPAJ 140 C y el SPAA 341 C2

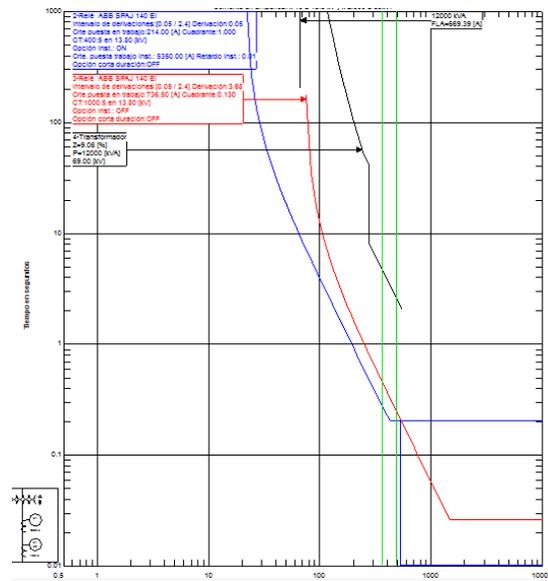


Figura 11 Coordinación alimentadora S3 y S5

5.3.3 Tiempo de coordinación entre las protecciones

Los siguientes datos son los dados por el programa y que son presentados para demostrar que se cumple con lo establecido en la norma Std. IEEE 242-2001.

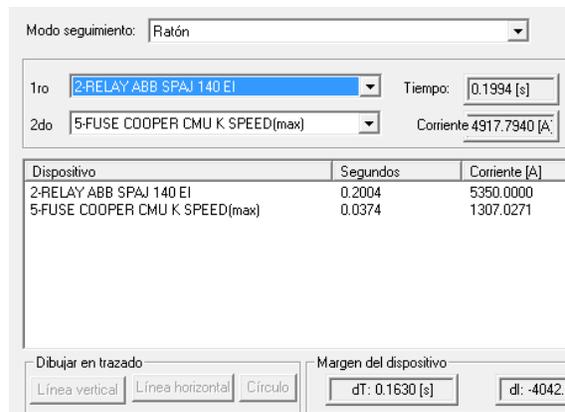


Figura 12 Intervalo de coordinación entre el fusible y el relé SPAA 341 C2

En la figura se puede observar un tiempo de coordinación de 0.19 segundos entre el fusible de la alimentadora S1 y S2 y el relé SPAA 341 C2. (En la figura aparece el relé SPAJ 140 EI debido a que en la base de datos del programa no consta el relé SPAA 341 C2 sin embargo los dos pueden ser calibrados con curvas extremadamente inversas que es una de las opciones que nos brinda el programa).

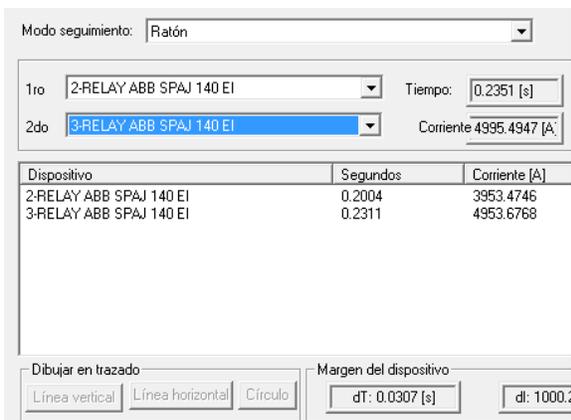


Figura 13 Intervalo de coordinación entre relés

En la figura se puede observar un tiempo de coordinación de 0.23 segundos entre el relé SPAA 341 C2 de la alimentadora S1, S2, S3 y S5 y el relé SPAJ 140 C. (En la figura aparecen dos relés SPAJ 140 EI debido a que en la base de datos del programa no consta el relé SPAA 341 C2 sin embargo los dos pueden ser calibrados con curvas extremadamente inversas que es

una de las opciones que nos brinda el programa).

Con esto hemos concluido con la coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación de distribución “Milagro Sur”.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En el Capítulo 2 no se halló nada anormal en los flujos que se obtuvieron para máxima y para mínima carga, esto es, ni los conductores ni el transformador se encuentra sobrecargado y el nivel de voltaje del lado de 13.8 kV en el peor de los casos fue de 13.57 kV, lo cual representa una disminución del voltaje (respecto a 13.8 kV) de 1.66%.
2. En el Capítulo 3 se determinó que la corriente de falla máxima para máxima generación del lado de 69 kV y del lado de 13.8 kV fue de 3723 y 4863 A respectivamente. Y además que la corriente de falla mínima para mínima generación del lado de 69 kV y del lado de 13.8 kV fue de 3650 y 2483 A respectivamente. Estos son los casos extremos de las fallas ocurridas. El tipo de falla en cada caso se especificó en las conclusiones del Capítulo 3.
3. En el Capítulo 4 se realizó la descripción de todos los relés y protecciones usados en la subestación Milagro Sur y determinó el ajuste del relé diferencial con detalle y gráficas donde la primera pendiente de la característica nos dio un valor de 31.5%.
4. En el Capítulo 5 se usó el mismo criterio de coordinación para todas las alimentadoras por tanto la coordinación obtenida para las alimentadoras S1 y S2 es exactamente la misma (ambas tienen fusibles) y para las alimentadoras S3 y S5 lo que se hizo fue sacar simplemente los fusibles puesto que estas alimentadoras no los tienen. El intervalo de coordinación entre el fusible y el relé de protección de la alimentadora quedó en 0.199 segundos y el intervalo de tiempo de coordinación entre relés es de 0.23 segundos

5. Se recomienda el uso de la función 79 (función de recierre) del relé SPAA 341 C puesto que actualmente se cuenta deshabilitada.
6. La subestación en general cuenta con protecciones eléctricas de última generación (relés numéricos) por lo que en esta ocasión no se recomienda el cambio de ninguna de ellas, solamente hacer un uso exhaustivo de ellas como ya se lo ha dicho en el punto anterior de estas recomendaciones.
7. Ciertos datos importantes que deberían tener en la subestación no lo tienen (por ejemplo el sistema de puesta a tierra) o hay desconocimiento de ello debido a que no han llevado (o quizás se han perdido) un registro adecuado de ello, por lo que se recomienda que la subestación haga un estudio o un levantamiento de esta información para que estén de respaldo para futuros estudios y/o ampliaciones de la misma.

[5] ABB, Differential Protection SPAD 346 C3, Application and Setting Guide, [http://www09.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/3c515ac3f932e2f0c22570150025f7df/\\$file/application_settingguide_SPAD346C3_ENa.pdf](http://www09.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/3c515ac3f932e2f0c22570150025f7df/$file/application_settingguide_SPAD346C3_ENa.pdf), Fecha de consulta: 21 de junio del 2014

[6] ABBInc, Descripción técnica SPAJ140 C Rele combinado de sobrecorriente y falla a tierra, Version CAbril 2004. Fecha de consulta: julio 28 del 2014

[7] IEEE Std 242, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems," 17 Diciembre 2001.

7. BIBLIOGRAFÍA

[1] Ubicación de Subestación Milagro Sur, http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10265_MAPA_CNEL_MILAGRO.pdf, Fecha de consulta: 10 de mayo del 2014

[2] Diseño del sistema de distribución Primario de la Subestación Sur de la empresa eléctrica Milagro C.A. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/932/1/1777.pdf>, Fecha de consulta: 17 de mayo del 2014

[3] ABBInc, Descripción técnica SPAD 346 C Relé diferencial estabilizado, http://nicolasdiruscio.redirectme.net/Facultad/5%20Nivel/Generacion,%20Transmisi%C3%B3n%20y%20Distribuci%C3%B3n/problemaabierto_2010/folletos/fm_spad346c_es_aaaaa.pdf, Fecha de consulta: 15 de junio del 2014

[4] Unidad diferencial imagen, <http://www.gridautomation.ziv.es/notas-tecnicas/proteccion-de-comparacion-direccional-para-lineas-barras-y-transformadores/>, Fecha de consulta: 20 de junio del 2014