



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

PROYECTO INTEGRAL DE MODERNIZACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR ANG-T6

RESIDENTE:

HÉCTOR DANIEL JIMÉNEZ GONZÁLEZ

N° DE CONTROL:

13270929

EMPRESA:

**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, GERENCIA REGIONAL DE
TRANSMISIÓN SURESTE, ZONA DE TRANSMISIÓN TUXTLA,
SECTOR ANGOSTURA.**

ASESOR INTERNO:

M.C. OSVALDO BRINDIS VELÁZQUEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. FIDEL ABDÍAS POZO AGUILAR

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN:.....	5
OBJETIVOS:.....	6
GENERAL:	6
ESPECÍFICOS:	6
METODOLOGÍA	7
JUSTIFICACIÓN:	8
CAPITULO I	9
1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	9
1.1 SUBESTACIÓN DE POTENCIA:	10
1.1.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	11
1.1.2 SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN	11
1.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA	11
1.3 NOMENCLATURA	12
CAPITULO II	15
2. PROTECCIONES.....	15
2.1 NÚMEROS ANSI PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.	16
2.2 PROTECCIONES PRIMARIAS	16
2.3 PROTECCIONES DE RESPALDO	17
2.4 PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR	17
2.5 FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES	19
CAPITULO III	20
3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	20
3.1 NORMA IEC 61850.....	21
3.2 IMPLEMENTACIÓN DE IEC-61850 MEDIANTE EL MODELO OSI	23
3.3 MENSAJES EN IEC 61850	25
3.4 MENSAJES CONVENCIONALES	26
3.5 MENSAJES GOOSE	27
CAPITULO IV	30
4. ESQUEMA DE PROTECCIONES	30
4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR.....	33
4.1.1 Protección Primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.....	34
4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	35

4.2.1 Protección de Respaldo lado primario del Transformador.....	35
4.2.2 Protección de sobrecorriente de fases en lado primario (51H).....	36
4.3 FUNCIONES DEL RELEVADOR SEL-487E.....	36
CAPITULO V	39
5. PARÁMETROS DE AJUSTE DEL TRANSFORMADOR ANG-T6.	39
5.2 BASE DE DATOS acSELerator QUITSET.	44
5.3 BASE DE DATOS acSELerator ARCHITEC.....	54
5.3.1 CONFIGURACIÓN DE BASE DE DATOS acSELerator ARCHITEC.....	56
5.4 MODERNIZACIÓN AL ESQUEMA DE PROTECCIONES	61
5.5 PRUEBAS, DIAGRAMA AS-BUILT Y ESQUEMA DE PROTECCIÓN.....	67
5.5.1 PRUEBAS.....	67
5.5.2 DIAGRAMAS AS-BUILT.....	69
5.5.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ANG-T6.....	71
RESULTADOS:	72
CONCLUSIÓN:.....	72
Bibliografía	73
ANEXOS	74

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 . Esquema de protección para un transformador con 3 devanados.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2. Nivel de estructura de comunicación del protocolo IEC 61850.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3. Transmisión de mensajes</i>	<i>26</i>
<i>Figura 4. Envío y recepción de datos.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 5. Mensajes GOOSE</i>	<i>28</i>
<i>Figura 6. Arreglo de banco de transformación ANG-T6</i>	<i>31</i>
<i>Figura 7. Esquema de protecciones ANG-T6 con relevador SEL-387E.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 8. Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores electromecánicos.</i>	<i>33</i>
<i>Figura 9. Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores digital.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 10. SEL-487E, Transformador con tres devanados.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 11. Características diferenciales de la pendiente</i>	<i>38</i>
<i>Figura 12. Operación diferencial.</i>	<i>39</i>
<i>Figura 13. Ventana de inicio AcSELerator Quitset</i>	<i>44</i>
<i>Figura 14. Selección del relé y ajustes.</i>	<i>45</i>

<i>Figura 15. Ajustes 487-E.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 16. Ventana de configuración</i>	<i>46</i>
<i>Figura 17. Datos precargados de ANG-T6.</i>	<i>47</i>
<i>Figura 18. Global setting y potection Logic FA</i>	<i>48</i>
<i>Figura 19. Lógica de mensajes GOOSE FA.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 20. Global setting y potection Logic FB</i>	<i>50</i>
<i>Figura 21. Lógica de mensajes GOOSE FB</i>	<i>51</i>
<i>Figura 22. Global setting y potection Logic FC</i>	<i>52</i>
<i>Figura 23. Lógica de mensajes GOOSE FC.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 24. Habilitación IEC en SEL-2440.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 25. Ventana general ACSELERATOR Architect.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 26. CONFIGURACIÓN DE ACSELERATOR QuickSet a ACSELERATOR Architect.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 27. Estructura IEC-61850.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 28. Word bits DATASET</i>	<i>58</i>
<i>Figura 29. Logical Device.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 30. Suscripción de datos.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 31. GOOSE TRANSMIT</i>	<i>60</i>
<i>Figura 32. BASE DE DATOS PARA EL ESQUEMA DE PROTECCIONES.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 33. Carrete de cable de señales.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 34. Tendido de cableado</i>	<i>62</i>
<i>Figura 35. Colocación SEL-2440 en M.ES</i>	<i>63</i>
<i>Figura 36. Cableado del M.ES</i>	<i>64</i>
<i>Figura 37. Cableado de Caseta</i>	<i>65</i>
<i>Figura 38. Cableado para el relé SEL-487E</i>	<i>66</i>
<i>Figura 39. Recepción de voltaje en tablero de control.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 40. Comunicación IRIG, FRECUENCIA DE SEL-2440 A SEL-487E.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 41. Comunicación SEL-487E.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 42. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ANG-T6.....</i>	<i>71</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Niveles de tensión.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2. Numeración de equipos</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 3. Numeración de equipos</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 4. Identificación de dispositivos.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 5. Datos del transformador ANG-T6</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 6. Componentes del descriptor</i>	<i>55</i>

INTRODUCCIÓN:

La funcionalidad de los esquemas de protección es minimizar los daños que se pueden generar por condiciones anormales de operación del sistema eléctrico y que pueden generar grandes afectaciones y costos por la interrupción del suministro de energía.

El transformador de potencia es el corazón y el elemento más costo de una subestación, por lo cual es de suma importancia que cuente con las protecciones más confiables, que eviten cualquier daño o anomalía que se pueda presentar en el equipo ante una falla y que nos brinden mayor información de lo ocurrido ante cualquier condición en el sistema eléctrico de potencia.

La modernización de subestaciones a lo largo de los años ha ido incrementado con el avance de las nuevas tecnologías. Anteriormente las protecciones utilizaban un sistema funcional electromecánico, que a pesar de su sencillez, era efectiva en cuanto a su operación, la desventaja que tenían estos equipos era su limitada comunicación con el centro de protección y medición de la subestación. La aplicación del protocolo IEC-61850, permite la comunicación de cualquier suceso que haya ocurrido en alguna protección, lo cual permite la interoperabilidad entre fabricantes, pudiendo sustituir o interconectar dispositivos independientemente del fabricante.

Teniendo el estándar IEC-61850, la subestación ya no estaría sujeta a las condiciones de los fabricantes, suponiendo así una mayor flexibilidad en la comunicación y una disminución de costes, ya que no se requiere de un excesivo cableado para el intercambio de información.

Este trabajo tiene como finalidad la implementación del protocolo de comunicación IEC-61850 para la modernización del esquema de protecciones.

OBJETIVOS:

GENERAL: *Implementar y configurar el esquema de protecciones del transformador de potencia ANG-T6 aplicando el protocolo IEC-61850 utilizando el software ACSELERATOR ARCHITEC.*

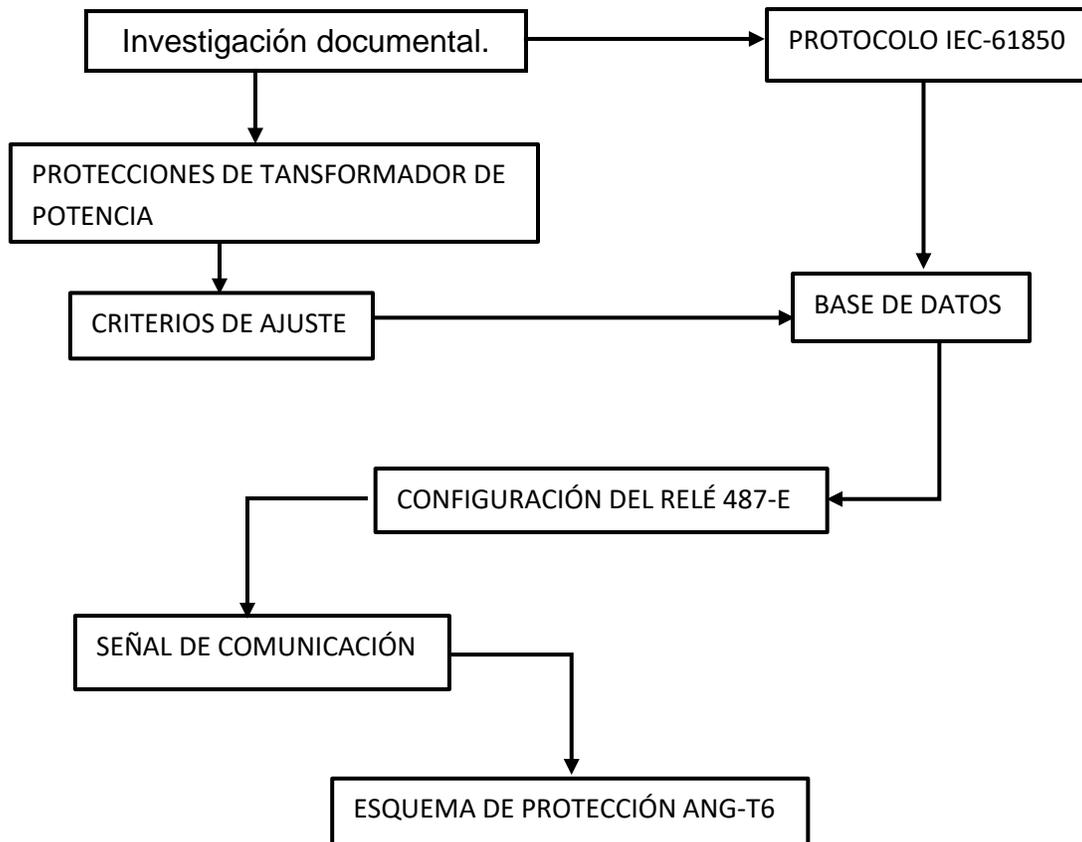
ESPECÍFICOS:

- Desarrollar una base de datos del esquema de protecciones del transformador ANG-T6 para la modernización e implementación del SEL-487E.
- Configurar el relé de protecciones del transformador SEL-487E.
- Probar y evaluar la comunicación con las protecciones del transformador de potencia ANG-T6 aplicando el protocolo IEC-61850.
- Realizar y maniobrar cableado eléctrico necesario del punto de conexión a otro
- Realizar pruebas de funcionamiento de operación de las protecciones.
- Elaborar esquemas y diagramas AS-BUILT de protecciones eléctricas en AutoCAD.

METODOLOGÍA

Los métodos y procedimientos utilizados para el desarrollo de este reporte son los siguientes:

- Se realiza una búsqueda exhaustiva sobre los antecedentes generales y particulares, acerca del Protocolo IEC-61850, sus aplicaciones e implementaciones realizadas en México principalmente.
- Se toma como base las prácticas de ingeniería en México sobre la integración al protocolo de comunicación IEC-61850.
- Se realiza la configuración del protocolo IEC-61850 para el esquema de protecciones.
- Implementación del esquema de protecciones al Transformador ANG-T6.



JUSTIFICACIÓN:

La automatización y comunicación siempre han formado parte de la protección de las subestaciones. Esta última en menor medida debido a que cada equipo de protección electromecánica traía consigo un lenguaje de comunicación exclusiva, y al tener una variedad de equipos electromecánicos no existía una adecuada transmisión de datos e interconectividad por lo cual se optó por una estandarización mediante el protocolo IEC-61850.

Al tener los relevadores electromecánicos la posibilidad de coleccionar información poco a poco se requirió de nueva infraestructura de comunicación para el envío de datos. Desde el surgimiento del relevador digital la transmisión de datos se ha vuelto más eficiente. Además de que se puede utilizar la mayor parte de las funciones de protección requeridas en un único dispositivo.

CAPITULO I

1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

En un sistema eléctrico tradicional, la producción de la energía eléctrica se concentra únicamente en unas cuantas subestaciones de potencia. El Sistema de Transmisión y Distribución mueve la energía desde las plantas generadoras, generalmente distantes de los consumidores de la energía eléctrica. Como la energía eléctrica es transportada desde la generación hasta los clientes, primero se transmite en grandes cantidades en alto voltaje. Como la energía eléctrica es distribuida a través del servicio por todo el territorio, es transmitida gradualmente hacia niveles de bajo voltaje en equipos de baja capacidad hasta llegar a los clientes.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está integrado por un conjunto de centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución, y en general por la infraestructura eléctrica operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), instalada en la República Mexicana y destinados a la prestación del servicio público de energía eléctrica en la forma y términos establecidos en los ordenamientos legales sobre la materia. [1]

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) usa como tensiones de transmisión y distribución las siguientes:

Tabla 1. Niveles de tensión

TRANSMISIÓN	
TENSIÓN NOMINAL (KV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO (KV)
400	420
230	245
161	172
138	142
115	123
DISTRIBUCIÓN	
TENSIÓN NOMINAL (KV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO (KV)
34.5	38
23	25
13.8	15

1.1 SUBESTACIÓN DE POTENCIA:

Las subestaciones forman parte indispensable de los sistemas eléctricos de potencia pues son centros de transformación de energía que enlazan las líneas eléctricas de alta tensión con las líneas de media tensión o viceversa dependiendo del tipo de subestación que se esté analizando, ya que una subestación es un conjunto de aparatos de maniobra y circuitos instalados en un lugar determinado que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (tensión y corriente).

1.1.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones de distribución son las encargadas de reducir una tensión de transmisión o subtransmisión a uno de media tensión.

Generalmente, las subestaciones de distribución manejan una tensión primaria de 115 kV y una tensión secundaria que varía entre 13.8 y 34.5 kV.

1.1.2 SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

Este tipo de subestaciones son las encargadas de reducir una tensión de transmisión a uno de subtransmisión.

En general, las subestaciones de transmisión manejan tensiones primarias de 400 ó 230 kV, mientras que la tensión secundaria es de 115 kV.

1.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores son máquinas que transmiten la energía eléctrica, mediante un campo magnético, desde un sistema con una tensión determinada a otro sistema con la tensión deseada, a la misma frecuencia.

La construcción de los transformadores varía mucho, dependiendo de sus aplicaciones, voltaje del devanado, capacidad de corriente y frecuencia de operación. [2]

En la práctica suelen utilizarse autotransformadores, que normalmente tienen las mismas funciones que un transformador, sólo difiere en su parte constructiva ya que los devanados del autotransformador están conectados en serie, es decir que el devanado primario y secundario están acoplados tanto eléctrica como magnéticamente, mientras que los de un transformador están separados, cuyos devanados están acoplados magnéticamente a través del flujo mutuo en el núcleo. Generalmente un transformador sumergido en aceite está constituido por cuatro partes, que son el tanque de expansión, los aisladores, los disipadores de calor o los radiadores y la cuba, dentro de la cual se encuentra el conjunto formado para núcleo y bobinas.

1.3 NOMENCLATURA

La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 KV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones. [3]

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

- PRIMERO: Tensión de operación
- SEGUNDO: Tipo de equipo
- TERCERO Y CUARTO: Número asignado al *equipo* (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.
- QUINTO: Tipo de dispositivo.

1) TENSIÓN DE OPERACIÓN. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 2. Numeración de equipos

TENSIÓN EN KV		NÚMERO ASIGNADO
DESDE	HASTA	
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5

44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.00	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

2) TIPO DE EQUIPO. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 3. Numeración de equipos

No.	No. EQUIPO
1	Grupo generador - transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

3) NUMERO ASIGNADO AL EQUIPO. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

4) TIPO DE DISPOSITIVO. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

Tabla 4. Identificación de dispositivos

No.	No. EQUIPO
1	cuchillas a barra uno
2	cuchillas a barra dos
3	cuchillas adicionales
4	cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	cuchillas de puesta a tierra
8	cuchillas de transferencia
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor-capacitor).
0	Interruptor

CAPITULO II

2. PROTECCIONES

Cuando se produce una falla las magnitudes asociadas al Sistema Eléctrico de Potencia alcanzan valores fuera de sus rangos normales de operación y determinadas áreas del sistemas pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas, con el riesgo que ello con lleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo.

Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían llegar a quedar fuera de servicio y la calidad del suministro se afectaría.

La operación del sistema de protección tiene como objetivo mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, afectando el menor número de equipos en un tiempo mínimo.

La mayor cantidad de fallas que se producen en el Sistema Eléctrico de Potencia son del tipo monofásica o de fase a tierra, y siendo las menos frecuentes las fallas trifásicas.

Independientemente del punto donde se produzca la falla y del tipo de falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de esfuerzo en el equipo eléctrico primario. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores origina un transitorio que puede implicar una serie de alteración como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio en la frecuencia, etc.

Cuando estas consecuencias den origen a condiciones fuera de los rangos de operación normales de los equipos, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no estaban directamente afectados por la falla, se ven alcanzados por sus efectos.

Independientemente del punto donde se produzca la falla y del tipo de falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de esfuerzo en el equipo eléctrico primario. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores origina un transitorio que puede implicar una serie de alteración como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio en la frecuencia, etc.

Cuando estas consecuencias den origen a condiciones fuera de los rangos de operación normales de los equipos, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no estaban directamente afectados por la falla, se ven alcanzados por sus efectos.

2.1 NÚMEROS ANSI PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

En el diseño de sistemas eléctricos de potencia, la norma ANSI/IEEE C37.2-2008 nos otorga información sobre los elementos que componen un esquema de protecciones.

Los cuales, de distintas maneras, protegerán los elementos principales del sistema eléctrico de potencia, como son: Generadores, transformadores y líneas de transmisión de posibles daños ocasionados por fallas de cortocircuito, de línea abierta, circuitos resonantes o algún régimen anormal como las sobrecargas, baja frecuencia, oscilación de potencia, pérdida de sincronismo, entre otras. Los números ANSI se utilizan para identificar las funciones de cada elemento en el esquema de protecciones. [1]

2.2 PROTECCIONES PRIMARIAS

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

2.3 PROTECCIONES DE RESPALDO

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre si las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar.

Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores. [4]

2.4 PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR

También denominadas protecciones mecánicas del transformador, estos aparatos se instalan para detectar anomalías y defectos internos, para fallos externos al transformador o por efectos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas se utilizaran protecciones diferenciales las cuales se explican en el capítulo de protecciones. A continuación se exponen las protecciones propias de transformador más utilizadas:

Relé de Buchholz (63B): Detecta faltas internas del transformador como fugas de aceite o acumulación de gases, en consecuencia provoca una alarma que sólo produce un aviso en el sistema de P&M o un disparo que por medio de un relé de disparo y bloqueo manda abrir los interruptores que aíslan el transformador.

Válvula de sobrepresión (63P-63CD): Se instala en transformadores que tienen un líquido como aislante, evita que se produzcan rupturas por presiones elevadas liberando la presión excesiva e impidiendo la entrada de agentes externos.

Dispone de un nivel de alarma y otro de disparo que actúan de la misma forma que en el caso anterior.

Protección de imagen térmica (49T): Mide la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, lo hace midiendo la corriente que lo atraviesa. Tiene niveles de alarma y disparo.

Temperatura del aceite (26Q): Mide la temperatura del aceite cerca de la parte superior del transformador. Tiene niveles de alarma y disparo, a través de un relé de disparo y bloqueo.

Indicadores de nivel de aceite (71Q): se encuentra en el depósito de expansión y proporciona alarma por bajo y alto nivel de aceite.

Los defectos que hacen alcanzar el nivel de disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar totalmente el transformador de la red eléctrica, desconectando los interruptores de todos sus devanados. Esto se consigue uniendo todos estos disparos junto con la protección diferencial de transformador y opcionalmente las protecciones de sobre intensidad sobre un relé de disparo y bloqueo con rearme manual o eléctrico (86T). Tras la apertura de los interruptores mediante contactos normalmente abiertos, otros contactos normalmente cerrados de este relé se abren para bloquear el cierre de los interruptores hasta que una vez solucionado el defecto sea posible el rearme.

En los esquemas eléctricos de los sistemas de Protección y medición generalmente se monta un relé auxiliar multiplicador de los contactos de disparo, obteniendo así todos los necesarios para las funciones de control y protección.

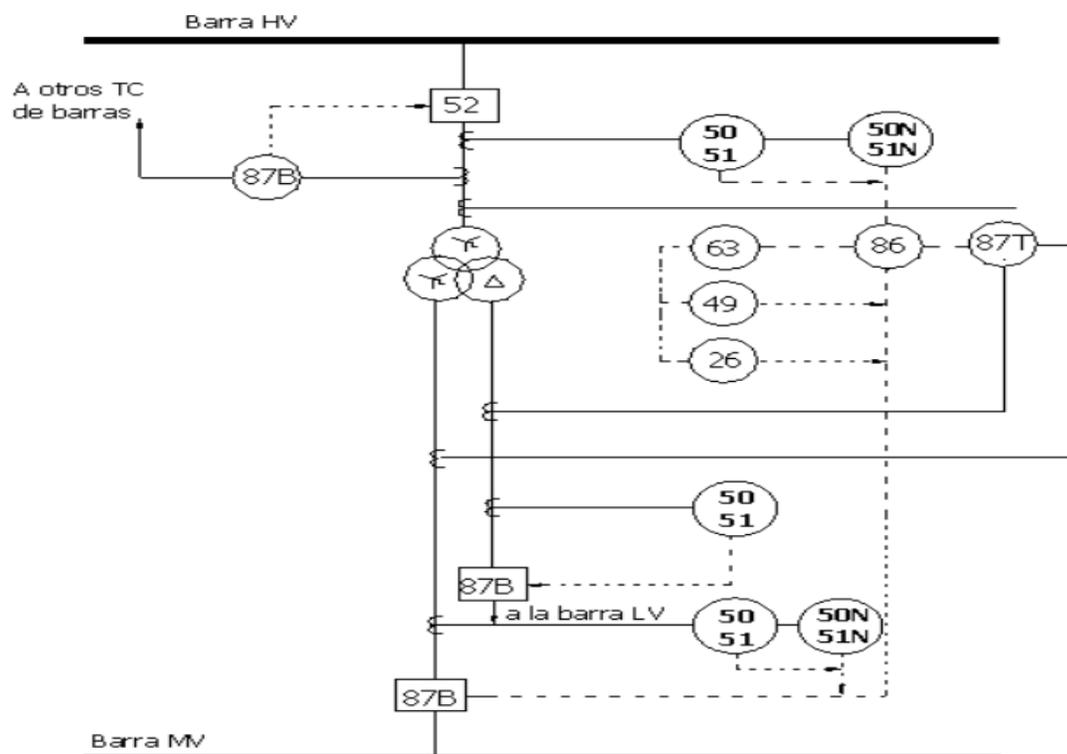


Figura 1. Esquema de protección para un transformador con 3 devanados

2.5 FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES

La función de la protección por relevadores es desconectar en el menor tiempo posible cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección está ayudado, en esta tarea, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección opera.

Estos interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para que pueda conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esta corriente.

CAPITULO III

3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Los protocolos que se utilizan en las comunicaciones son una serie de normas que deben aportar las siguientes funcionalidades:

1. Permitir localizar un dispositivo de forma inequívoca.
2. Permitir realizar una conexión con otro dispositivo.
3. Permitir intercambiar información entre dispositivos de forma segura.
4. Abstraer a los usuarios de los enlaces utilizados (red telefónica, radioenlaces, satélite...) para el intercambio de información.
5. Permitir liberar la conexión de forma ordenada.

Debido a la gran complejidad que conlleva la interconexión de dispositivos, se ha tenido que dividir todos los procesos necesarios para realizar las conexiones en diferentes niveles.

Cada nivel se ha creado para dar una solución a un tipo de problema particular dentro de la conexión. Cada nivel tendrá asociado un protocolo, el cual entenderán todas las partes que formen parte de la conexión.

Diferentes empresas han dado diferentes soluciones a la conexión entre ordenadores, implementando diferentes familias de protocolos, y dándole diferentes nombres (DNP, UCA, Modbus, Profibus, IEC, etc.).

Los protocolos de comunicaciones definen las normas que posibilitan el establecimiento de una comunicación entre varios equipos o dispositivos, ya que estos equipos pueden ser diferentes entre sí. Un interfaz, sin embargo, es el encargado de la conexión física entre los equipos, definiendo las normas para las características eléctricas y mecánicas de la conexión. [5]

Los protocolos definen las reglas para la comunicación entre las computadoras en los diferentes niveles, es necesario entonces, conocer las diferentes variables que utiliza y su funcionalidad:

1. Entradas binarias son útiles para monitorear dispositivos bi-estado, por ejemplo, un interruptor está cerrado o abierto; una alarma de presión se encuentra activada o no.
2. Variables analógicas, que convierten voltajes, corrientes, potencia, niveles de fluidos, y temperaturas
3. Contadores de entrada, reportan la potencia en KW/ horas, o volumen de fluido. Archivos que contienen información de configuración.

Así mismo, el protocolo deberá, también, manejar comandos:

1. Apertura o cierre, paro o inicio, abrir cerrar.
2. Salidas Analógicas para configurar y regular presiones, o un voltaje requerido.

3.1 NORMA IEC 61850

La IEC 61850 es el primer estándar en el área eléctrica para las redes de comunicación de las subestaciones automatizadas.

IEC publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas, mecánicas, hidráulicas y demás relacionadas con la automatización.

A pesar de ser un estándar europeo, ha tenido una gran aceptación en América, por tanto, la IEC 61850 tiene el respaldo del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI por sus siglas en inglés). [6]

En principio las dos vertientes de protocolos de comunicación eran los más destacados, DNP3 y la IEC 60870, sin embargo, fue necesario desarrollar una arquitectura que facilitara el diseño de los sistemas de protección, control, monitoreo y diagnóstico de la subestación.

El objetivo primario es simplificar la interacción de estos sistemas automatizados para subestaciones de diferentes proveedores para alcanzar una mejora operativa y obtener niveles más altos de integración de equipos. Esta iniciativa ha culminado con la creación de la UCA 2 los cuales son los precursores de IEC 61850.

El protocolo IEC 61850 fue emitido en 2005 y desarrollado para control y sistemas de protección estandarizados para el intercambio de información entre todos los IED's dentro de una subestación automatizada y telecontroladas vía remota.

La IEC 61850 proporciona un marco normalizado para la integración de una subestación que especifica los requerimientos de comunicación, las características funcionales, la estructura de datos en dispositivos, las convenciones de nomenclatura para datos y las aplicaciones que controlan los dispositivos.

Algunas ventajas de la IEC 61850 son:

1. Capacidades de comunicación, adquisición de datos y control, incluidas en los equipos primarios.
2. Permite una libre asignación de funciones en sistemas en configuraciones centralizadas o distribuidas.
3. Reduce el cableado convencional de cobre en la subestación al usar como medio de comunicación el Ethernet.

La norma IEC 61850 trabaja con cable Ethernet como un medio de comunicación para la sincronización de todos los elementos de red.

Algunos equipos dedicados para comunicación de subestaciones disponen de un sistema de posicionamiento global (GPS por sus siglas en inglés) capaz de realizar las funciones de servidor, distribuyendo la sincronización al resto de IED's de la subestación.

El estándar IEC 61850 está diseñado para mejorar y agilizar la comunicación entre los niveles de bahía y subestación.

A nivel centro de control, se usan otros protocolos del tipo serial. Actualmente en México ya existen varias subestaciones trabajando bajo el protocolo IEC 61850 y aunque la gran mayoría de las subestaciones del país se manejan con protocolos seriales; esto es un gran avance que muestra la confianza que está adquiriendo la IEC 61850 por parte de la compañía suministradora, sin embargo, aún falta mucho por hacer en cuestión de automatización de subestaciones.

3.2 IMPLEMENTACIÓN DE IEC-61850 MEDIANTE EL MODELO OSI

El protocolo IEC 61850 basa su estructura de comunicación y transporte de datos en las 7 capas del modelo OSI para comunicación.

Primera capa (nivel físico):

Se definen los medios físicos por los que va a viajar la comunicación, es decir, el cable de pares trenzados, coaxial, Ethernet, fibra óptica, etc.

Segunda capa (nivel enlace de datos):

Se encarga del direccionamiento físico, de la topología de red, de las notificaciones errores, de la distribución ordenada de tramas y del control del flujo, aquí es donde se hace el direccionamiento de los datos de la red.

Tercera capa (nivel red):

Básicamente es hacer que los datos lleguen desde el origen al destino, aun cuando ambos no estén conectados directamente, es una capa de protocolo entre redes, los dispositivos que facilitan esta aplicación son los router, switch, etc.

Cuarta capa (nivel transporte):

Se efectúa el transporte de los datos que se encuentran dentro del mensaje de la máquina de origen a la de destino, puede ser que dentro de un mensaje existan otros mensajes.

En términos generales las 4 primeras capas validan la conexión física y de la quinta capa en adelante lleva información del mensaje.

De esta forma, al apegarse la IEC 61850 al modelo OSI, proporciona un transporte fiable de datos, mediante mensajes GOOSE.

Quinta capa (nivel de sesión):

Se establece, gestiona y finalizan las conexiones entre usuarios, procesos u aplicaciones; en esta capa se controla la interacción entre emisor y el receptor.

Sexta capa (capa de presentación):

Es la encargada de la representación de la información, es decir, que aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, números, sonidos o imágenes los datos lleguen de manera reconocible.

Séptima capa (nivel de aplicación): El usuario puede o no acceder a los servicios de las demás capas y define los protocolos que utilizan para intercambiar datos. En esta capa administramos el mensaje.

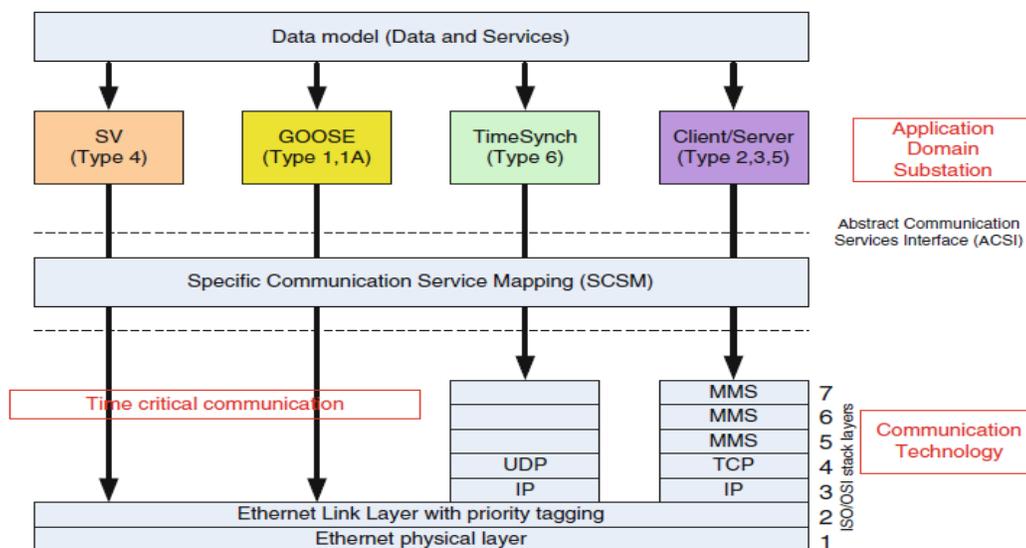


Figura 2. Nivel de estructura de comunicación del protocolo IEC 61850

3.3 MENSAJES EN IEC 61850

La buena comunicación dentro de la subestación es vital, dado que es necesario un envío y recepción de información constante.

Ya sea por eventos, fallas o maniobras, es muy importante tener una excelente coordinación para actuar de la mejor manera ante alguna de estas situaciones. En el caso de la IEC 61850 la comunicación se da mediante mensajes convencionales y mensajes GOOSE. [6]

Los mensajes convencionales son los que envían los IED's hacia los centros de control y no tienen un carácter de urgente. Mientras que los mensajes GOOSE son de orden prioritario y se dan entre IED's o hacia otros dispositivos.

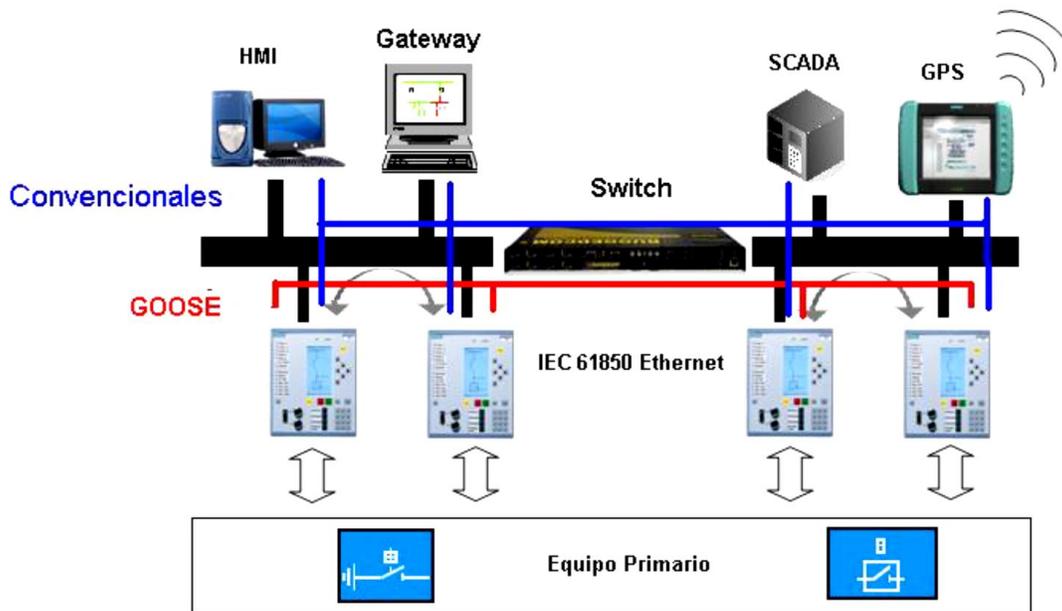


Figura 3. Transmisión de mensajes

3.4 MENSAJES CONVENCIONALES

No todas las subestaciones trabajan con IEC 61850 por completo y existen varias en las que se manejaban varios protocolos de comunicación y están trabajando con IEC 61850 y DNP3 para controlar ciertos elementos ya definidos, bajo estas condiciones es necesario crear una interface de protocolos con ayuda de un gateway.

DNP3 usa la arquitectura de red esclavo - maestro, siendo los mensajes entre ellos de forma serial.

Esto significaba que maestro le iba preguntando a cada dispositivo si tenía algo que reportar y de esta forma se comunicaban, su gran desventaja era que si el esclavo tenía un reporte urgente, tenía que esperar su turno en la fila para decirlo.

La IEC 61850 adopta la arquitectura serial para comunicar los IED's con los SCADA y el HMI, es decir vertical, se envían telegramas normales, dado que muchas veces la comunicación no es de orden urgente.

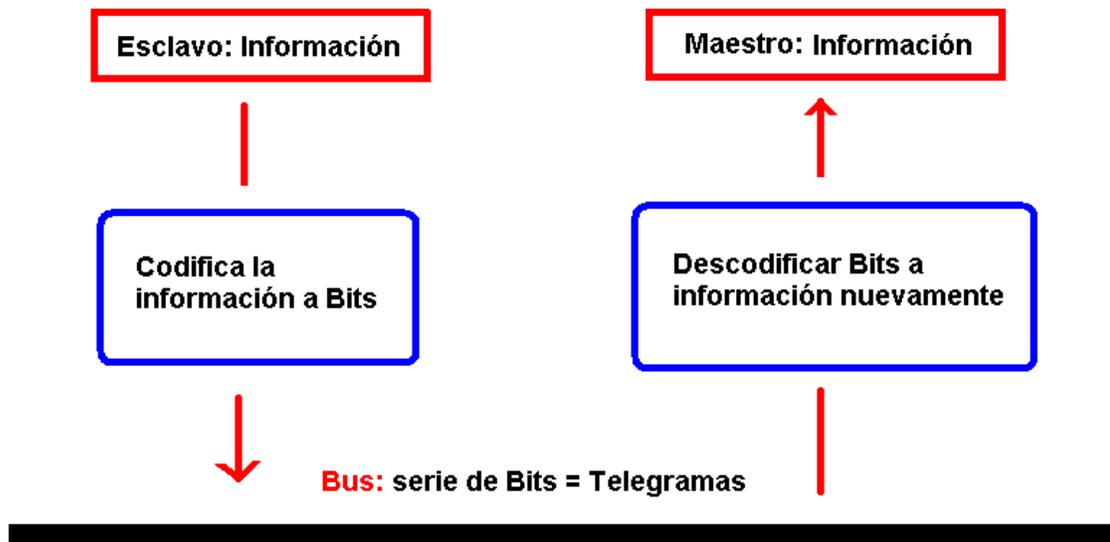


Figura 4. Envío y recepción de datos

3.5 MENSAJES GOOSE

Los mensajes GOOSE, son telegramas rápidos, de trama corta para una comunicación horizontal que se está publicando sobre un bus de comunicación cada microsegundo para transmitir:

1. Mensajes de disparo de interruptores
2. Mensajes de cierre de interruptores
3. Inicio de falla de interruptores
4. Inicio de cierres
5. Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección. También se usan para transmitir eventos entre IED's, esta comunicación se da en forma punto a punto.

Realmente la comunicación mediante mensajes GOOSE va dirigida entre equipos de protección que envían cualquier cantidad de datos al bus de comunicación y de ahí a otros dispositivos.

Esto último es de suma importancia ya que es la base angular de la comunicación entre equipos mediante mensajes GOOSE.

Los mensajes GOOSE también pueden ser llamados, Eventos Genéricos de Estado de la Subestación (GSSE por sus siglas en inglés). Estos últimos también son parte del IEC 61850 y realizan las mismas funciones que los mensajes GOOSE. Los mensajes GSSE en la IEC 61850 proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información y solicitudes de control.

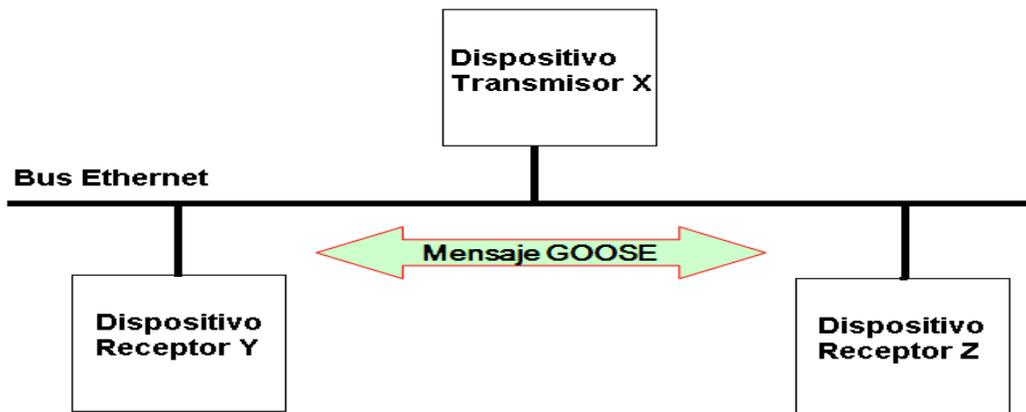


Figura 5. Mensajes GOOSE

Los mensajes GOOSE son telegramas cortos, dado que no contienen toda la cadena de información como los mensajes convencionales que se envían dos equipos comúnmente o al HMI, esto los hace instantáneos y dado que son telegramas urgentes no se detienen a formar parte de la fila de mensajes en el bus de comunicación, sino que tienen su propio carrier de comunicación y llegan al momento, dado que tienen una connotación de prioritarios. Ésta es una de las grandes ventajas que da el protocolo IEC 61850.

Dado que todos los dispositivos que envían mensajes GOOSE llevan continuamente la transmisión de información de valores o de estados con etiquetas de tiempo a cualquier relevador en la LAN.

El relevador receptor busca en el bus, en el constante flujo de mensajes y puede reportar inmediatamente cuando dicho mensaje haya sido recibido o el flujo haya cesado e incluso si los mensajes están ausentes cuando se esperaban. Esta función que realizan los relevadores la podemos llamar monitoreo activo, la cual no se tiene en el alambrado convencional o con los switches de bloqueo.

CAPITULO IV

4. ESQUEMA DE PROTECCIONES

El transformador de potencia es uno de los elementos más vitales e importantes del sistema de eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio.

En base a los tipos de fallas que pueden ocurrir ya sea dentro del transformador o en el sistema de energía externo, los esquemas de protección se pueden dividir en dos grupos principales, es decir, esquema de protección para detectar:

- Fallas internas
- Fallas externas

Para operar fallas internas y externas dentro de la zona de protección diferencial (87T) se tienen los datos para el banco de transformación ANG-T6, con una capacidad máxima de 225 MVA, Con un arreglo de tres devanados de configuración Estrella-Estrella-Delta, para el lado de alta del transformador se tiene una tensión de 400 kv, en el secundario o lado de bajo con tensión de 115 kv y un terciario de 34.5 kv.

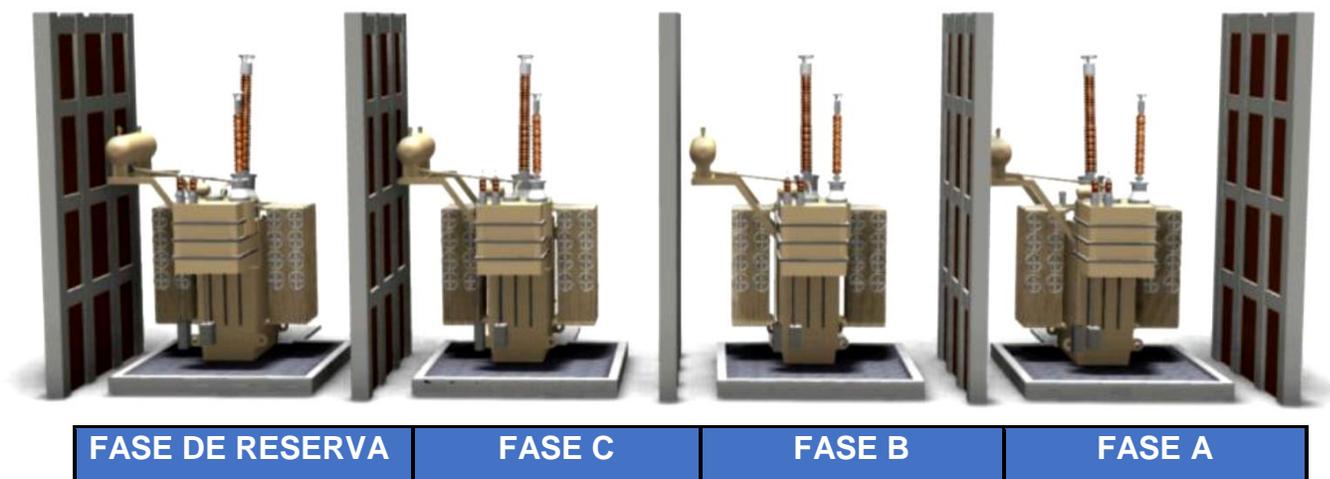


Figura 6. Arreglo de banco de transformación ANG-T6

En la siguiente tabla se muestra los datos del transformador de potencia ANG-T6, así como los TP'S Y TC'S.

Tabla 5. Datos del transformador ANG-T6

TENSIÓN (KV)		
ALTA (H)	BAJA (X)	TERCIARIO (T)
400	115	34.5
CAPACIDAD (MVA)		
OA		FOA2
225		375
RTC		
PRP		2000/5
PRS		2500/5
PSP		300/5
PRT		4000/5
NT-1		600/5
NT-2		600/5

El esquema de protección típico para el transformador de potencia es el mostrado en la figura D2, donde podemos observar protecciones: de sobrecorriente tanto instantánea como de tiempo en fase (50FI/51NTH), diferencial (87), Buchholz (63), entre otras, las cuales proporcionan un esquema de protección primaria y de respaldo.

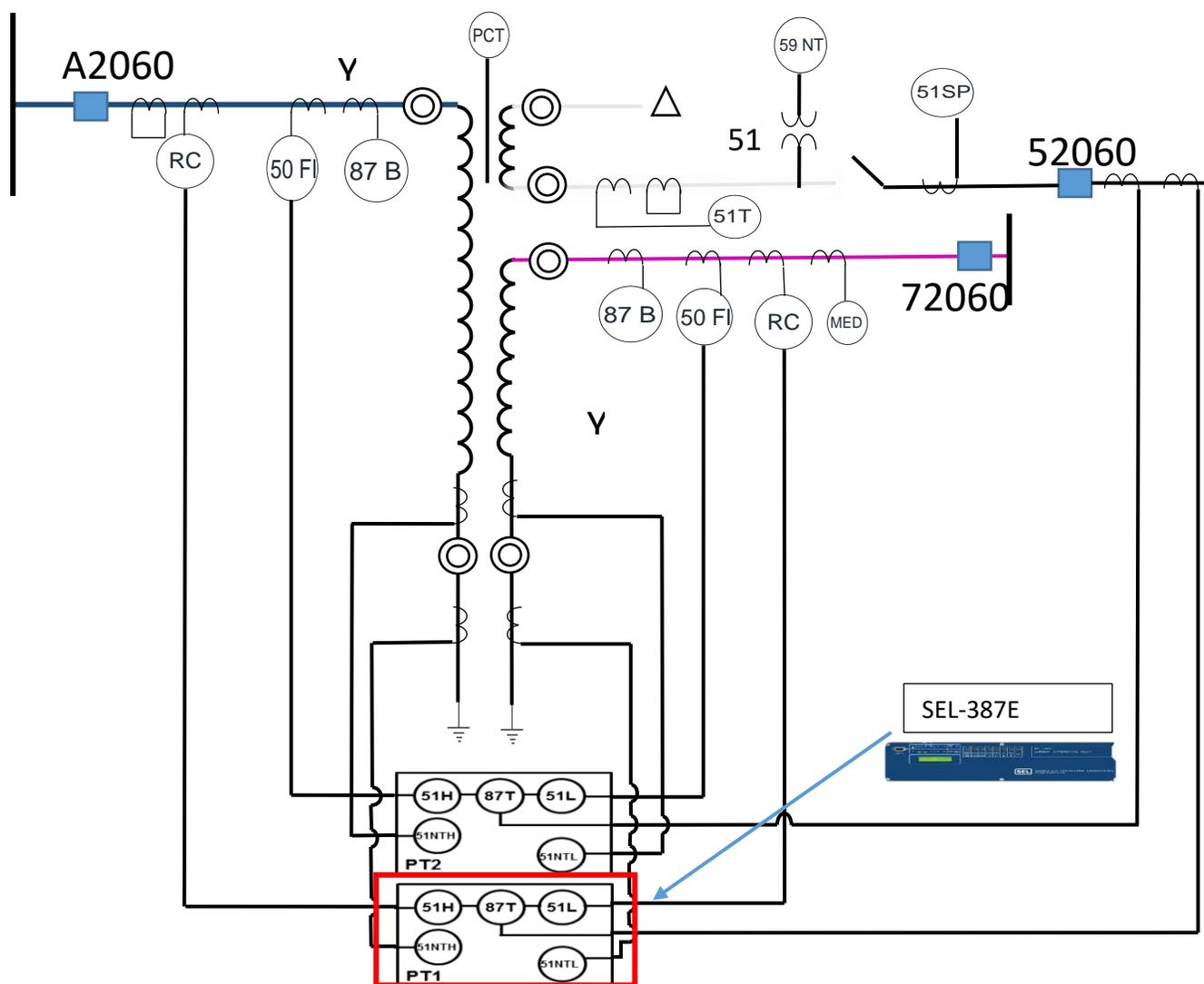


Figura 7. Esquema de protecciones ANG-T6 con relevador SEL-387E.

Para proveer alta sensibilidad en condiciones de falla interna y alta seguridad de bloqueo ante condiciones de falla externa, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje. La protección diferencial de un transformador por medio de un relevador digital, se utiliza el esquema de la figura.

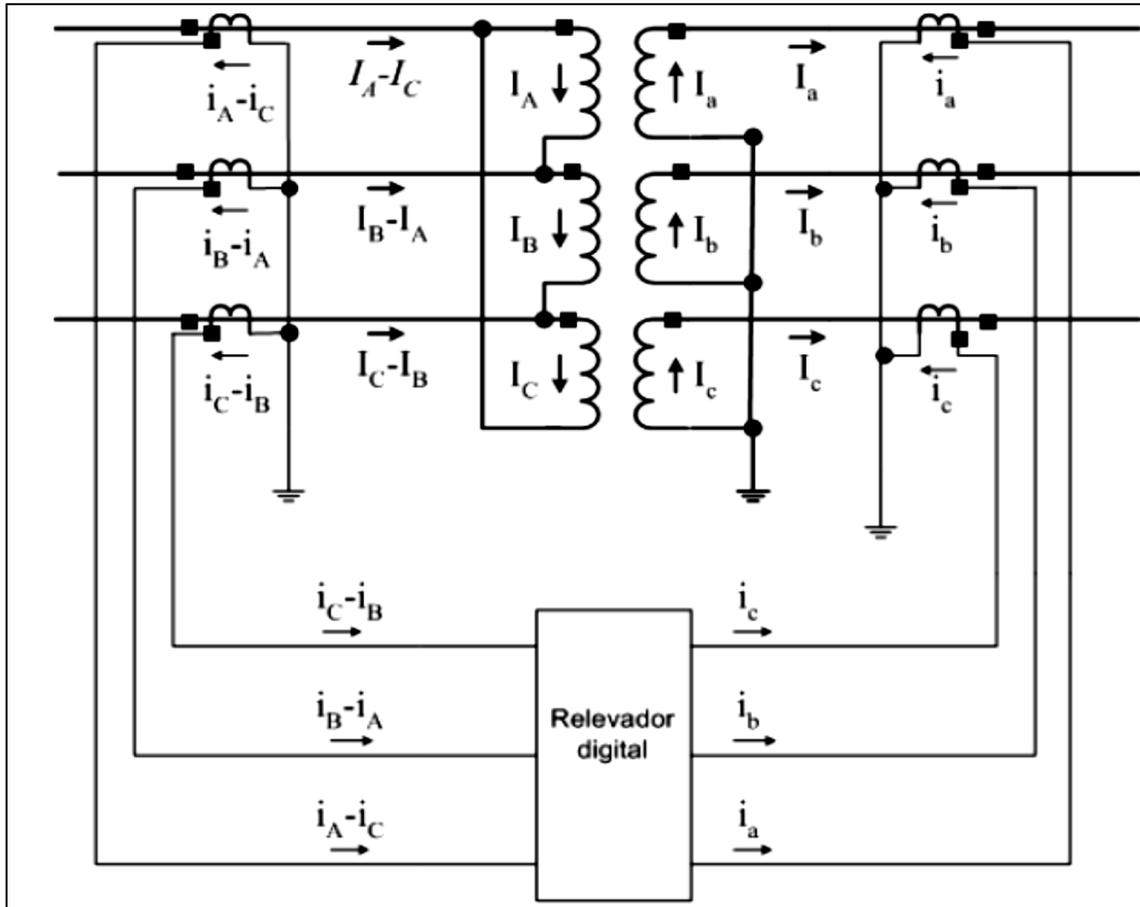


Figura 9. Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores digital.

4.1.1 Protección Primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.

Se toman en cuenta los siguientes criterios para la operación de la protección diferencial.

- a) Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización.
- b) No debe operar para fallas externas a su cobertura.
- c) No debe operar durante la energización del transformador cuando no exista falla interna.
- d) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.
- e) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.
- f) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC'S a niveles altos de corrientes.

4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas.

Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

Los relevadores de sobrecorriente instantánea de fase proporcionan a los transformadores, protección contra cortocircuitos además de protección contra sobrecargas.

Cuando se usan en el primario, generalmente coordinan con los dispositivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se selecciona en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y el arreglo de los circuitos.

4.2.1 Protección de Respaldo lado primario del Transformador.

Protección de sobrecorriente instantáneo de fases (50H), se considera lo siguiente:

- La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión.
- El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

4.2.2 Protección de sobrecorriente de fases en lado primario (51H).

- Debe operar de manera coordinada con las protecciones primarias y de respaldo del banco. [8]
- Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.

Para el Pickup.

- Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.
- Ajustar al 200% si no existe la Protección de Respaldo del Secundario.
- El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.
- Mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 mseg contra el 51NT-H y 51L y 51NT-L para fallas monofásicas en el bus de baja.

4.3 FUNCIONES DEL RELEVADOR SEL-487E

El relé diferencial de transformador SEL-487E proporciona protección diferencial trifásica para aplicaciones de transformador con hasta cinco entradas de corriente de restricción trifásica.

Este relevador posee las siguientes funciones de protección:

- Protección Diferencial de Corriente.
- Protección de Sobrecorriente.
- Protección de Falla Restringida a Tierra (REF).

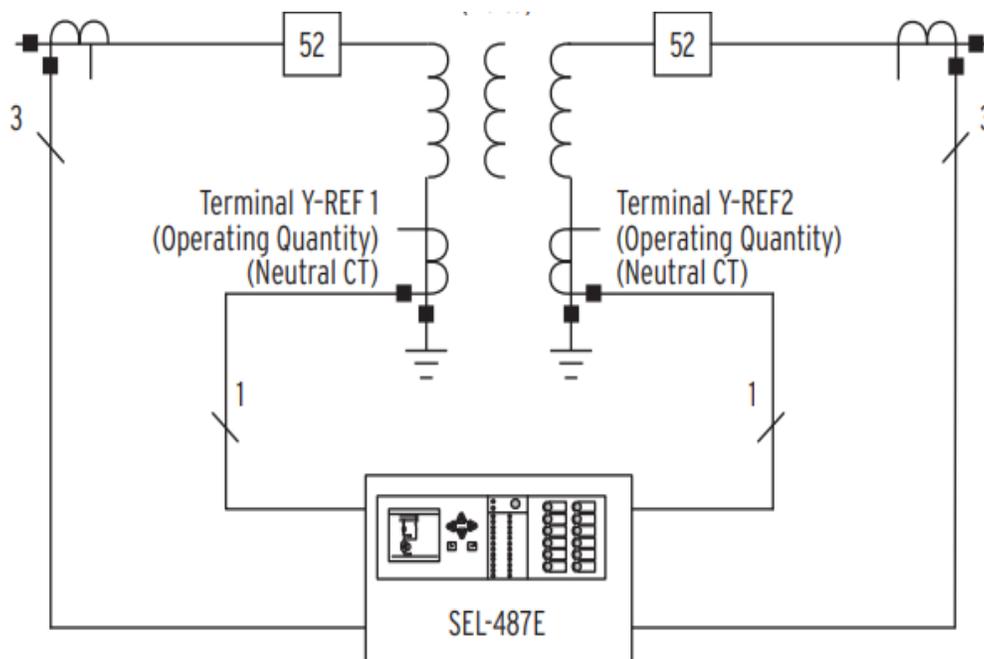


Figura 10. SEL-487E, Transformador con tres devanados.

El relevador cuenta tanto con elementos diferenciales de corriente con retención como sin retención, los cuales son independientes entre sí.

El relé ofrece la opción de bloqueo armónica o retención armónica, las que otorgan estabilidad durante condiciones de inrush del transformador. Armónicas pares (segunda y cuarta), reforzadas por bloqueo de DC, proporcionan seguridad durante la energización, en tanto que el bloqueo de quinta armónica provee seguridad para condiciones de sobreexcitación.

En el SEL-487E, los elementos diferenciales de fase emplean cantidades de operación (IOPFn, donde n = A, B, C) y restricción (IRTFn) que el relé calcula desde el corrientes de entrada de devanado seleccionadas [7]. La figura 6 muestra la característica del elemento diferencial filtrado como una línea recta a través del origen de la forma:

$$IOPFA (IRTFA) = SLPc \cdot IRTFA$$

Para cantidades de operación (IOPFA) que exceden el nivel de umbral O87P y caen en la región de operación de la figura 6, el elemento diferencial filtrado emite una salida. Hay dos ajustes de pendiente, Pendiente 1 (SLP1) y Pendiente 2 (SLP2). La Pendiente 1 es efectiva durante las condiciones normales de operación, y la Pendiente 2 es efectiva cuando la lógica de detección de fallas detecta una condición de falla externa. En general, el relevador usa cantidades análogas filtradas y no filtradas (instantáneas) en dos algoritmos separados para formar el elemento diferencial. El elemento diferencial adaptativo responde a la mayoría de las condiciones internas de falla en menos de un ciclo y medio.

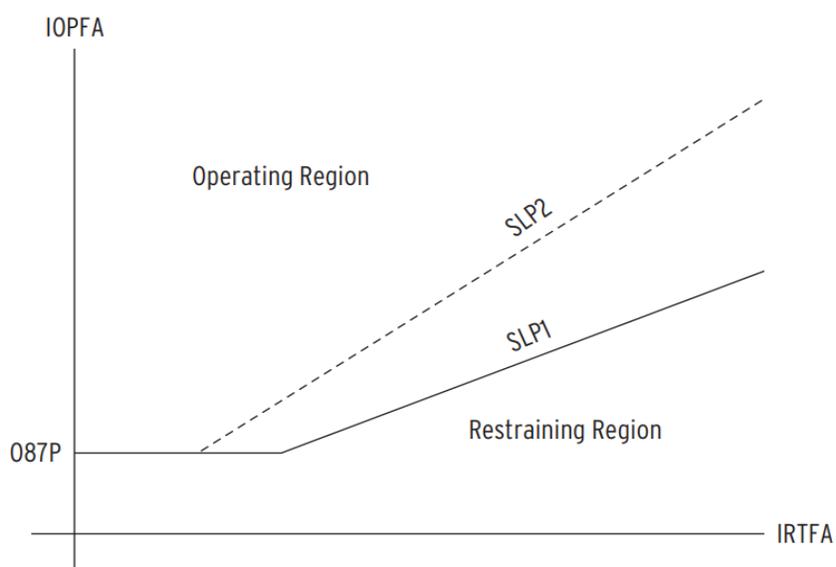


Figura 11. Características diferenciales de la pendiente

CAPITULO V

5. PARÁMETROS DE AJUSTE DEL TRANSFORMADOR ANG-T6.

Los criterios de ajuste para el transformador de potencia ANG-T6, son representados con las siguientes fórmulas:

$$I_{nom}FOA2_H = \frac{Capacidad\ FOA2H\ (KVA)}{\sqrt{3} * TENSION\ LADO\ ALTA\ (KV)} = \frac{375,000}{\sqrt{3} * 400} = 541.26\ A$$

$$I_{nom}FOA2_X = \frac{Capacidad\ FOA2H\ (KVA)}{\sqrt{3} * TENSION\ LADO\ BAJA\ (KV)} = \frac{375,000}{\sqrt{3} * 115} = 1882.66\ A$$

$$I_{nom}FOA2_Y = \frac{Capacidad\ FOA2H\ (KVA)}{\sqrt{3} * TENSION\ TERCARIO\ (KV)} = \frac{375,000}{\sqrt{3} * 34.5} = 686.12\ A$$

Estos datos se tomaron como la base para los cálculos de ajustes:

a) Para la protección primaria del transformador: La corriente Pickup del banco de transformación ANG-T6, se ajustó al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

- Primer pendiente: 30%.
- Segunda pendiente: 60%.

O87P = mínimo nivel de IOP requerido para operación.

IOP= corriente de operación.

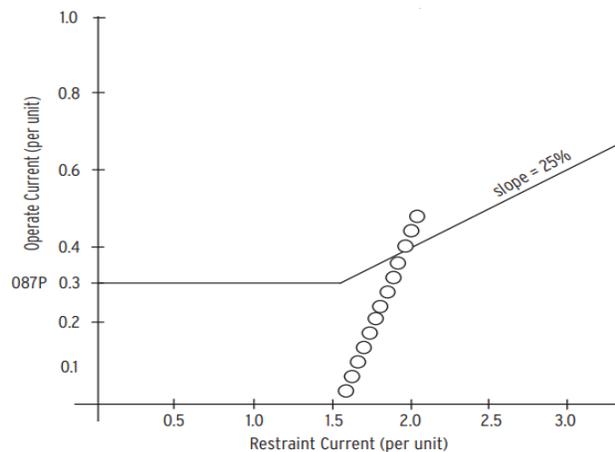


Figura 12. Operación diferencial.

➤ Unidad diferencial sin restricción (87T-H).

Se ajusta la unidad diferencial sin restricción a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

$$I_{pickup}^{87_{TH}} = \frac{10 * \text{Capacidad OA (KVA)}}{\sqrt{3} * \text{TENSION LADO ALTA (KV)}}$$

$$I_{pickup}^{87_{TH}} = \frac{10 * 225,000}{\sqrt{3} * 400} = 3251.4 \text{ A}$$

Ajuste:

$$I_{pickup}^{87_{TH}} = \frac{I_{pickup}^{87_{TH}}}{RTC} = \frac{3251.4 \text{ A}}{400} = 8.1 \text{ A SECUNDARIOS}$$

b) PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR.

A continuación se dan las protecciones 50/51H, son protecciones de sobrecorriente de fases del lado primario del transformador.

Pickup 50H.

- El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión. [8]

$$I_{50H} = 10 * I_{nom}FOA2_H = 10 * 541.26 = 5412.6 \text{ A}$$

$$I_{50H} < 200\% \text{ DE CORRIENTE DE APORTACIÓN PARA FALLA EN BAJA}$$

Se considera una falla de aportación de 3009 A

$$I_{50H} < 2 * 3009 , \quad 5412.6 < 6018, \text{ CUMPLE CON LA CONDICIÓN.}$$

$$\text{Ajuste: } 50_H = \frac{I_{pickup}^{50_H}}{RTC} = \frac{5412.6 \text{ A}}{400} = 13.5 \text{ A secundarios}$$

Pickup 51H.

Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador ya que cuenta con la protección de respaldo del secundario

$$I_{pickup51H} = \frac{2.2 * Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * TENSION\ LADO\ ALTA\ (KV)}$$

$$I_{pickup51H} = \frac{2.2 * 225,000}{\sqrt{3} * 400} = 714.47\ A$$

$$Ajuste: 51_H = \frac{I_{pickup51H}}{RTC} = \frac{714.47\ A}{400} = 1.78\ Asecundarios$$

El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión. De la curva de operación se obtiene el tiempo deseado. [8]

$$t = TD * \left[\frac{3.922}{(M^2 - 1)} + 0.0982 \right]$$

Fig. D8. Curva de operación de tiempo

Corriente de aportación 3009 A, despejando la fórmula de la fig. D8 se obtiene el ajuste del TIME DIAL (TD):

$$TD = \frac{0.9}{\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{3009}{714.7} \right)^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right]} = 2.7$$

c) PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.

La protección de sobrecorriente de fases en lado secundario (51L) se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

$$I_{pickup}^{51_{FX}} = \frac{200 \% * Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * TENSION\ LADO\ BAJA\ (KV)} = \frac{2 * 225,000}{\sqrt{3} * 115}$$

$$I_{pickup}^{51_{FX}} = 2259\ A$$

Ajuste:

$$I_{pickup}^{51_{FX}} = \frac{I_{pickup}^{51_{FX}}}{RTC} = \frac{2259}{400} = 5.65\ A$$

El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión. Con una aportación de 10,466 A.

$$TD = \frac{0.7}{\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{10,466}{2259} \right)^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right]} = 2.41$$

d) PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO TERCIARIO DEL TRANSFORMADOR.

La unidad instantánea (50T) no se habilita porque existen servicios propios conectados en el terciario.

Unidad de tiempo inverso (51T).

Pickup.

Existen servicios propios conectados en el terciario. Se ajustará a una corriente de 150% de la capacidad máxima del devanado terciario.

$$I_{pickup51T} = \frac{1.5 \% * Capacidad FOA2T (KVA) \sqrt{3}}{\sqrt{3} * TENSION LADO BAJA (KV)} = \frac{1.5 * 41,000}{34.5}$$

$$I_{pickup51T} = 1782.6 A$$

Ajuste:

$$I_{pickup51T} = \frac{I_{pickup51T}}{RTC} = \frac{1782.6}{800} = 2.22 A$$

Para operar en 200 milisegundos para una falla trifásica a la salida del alimentador de servicios propios, corriente de aportación=24107 Amperes.

$$TD = \frac{0.2}{\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{24107}{1782.6} \right)^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right]} = 1.67$$

Teniendo los tiempos de operación y ajustes de las protecciones principal y de respaldo, se procede a realizar la base de datos para la comunicación implementando el protocolo IEC-61850.

5.2 BASE DE DATOS acSELerator QUITSET.

CFE transmisión, sector angostura, cuenta con equipos que en su mayoría son de la marca SEL, por lo cual para la creación de la base datos se utilizó el software propietario acSELerator ARCHITECT y acSELerator QUITSET para la configuración del relé SEL-487E.

1. Como primera instancia se procede configurar el dispositivo SEL-487E, para eso en la ventana de inicio de la *Figura 13 Ventana de inicio AcSELerator Quitset*, se procede a abrir un archivo nuevo.

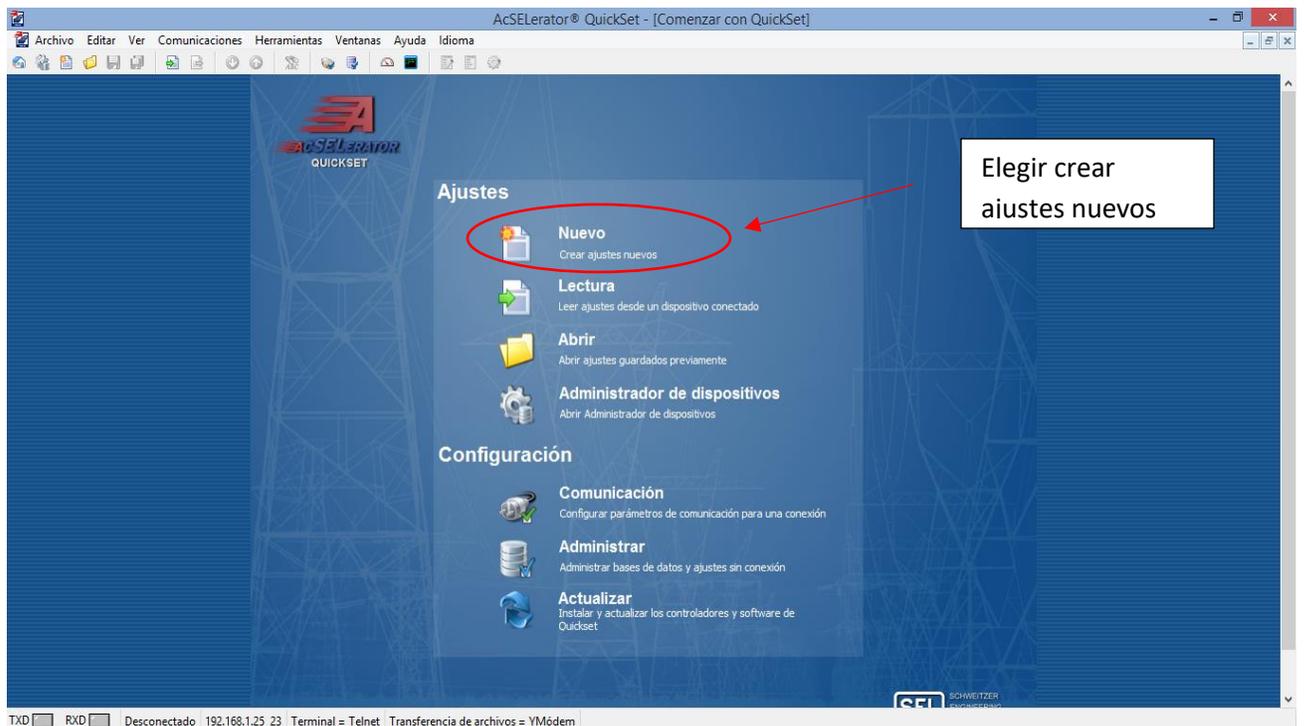


Figura 13. Ventana de inicio AcSELerator Quitset

2. Abriendo el archivo nuevo de ajustes se selecciona el número de relevador a ajustar, en la Figura 14, se representa la selección de relevador 487, el tipo y la versión al cual se configurará los nuevos parámetros.

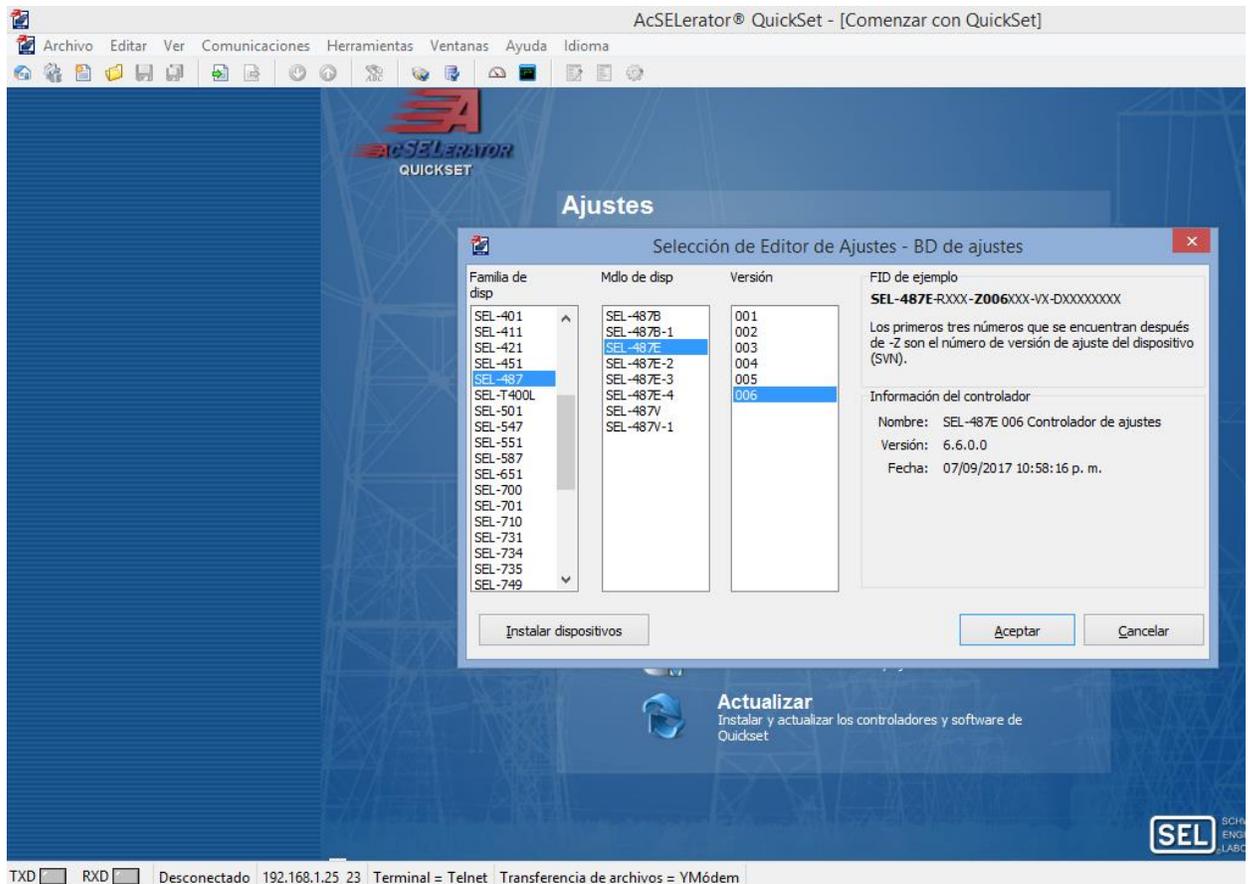


Figura 14. Selección del relé y ajustes.

3. Se selecciona los ajustes deseados, es muy importante activar la ventana del protocolo IEC-61850 para la comunicación, en la Figura 15 se muestra los ajustes:

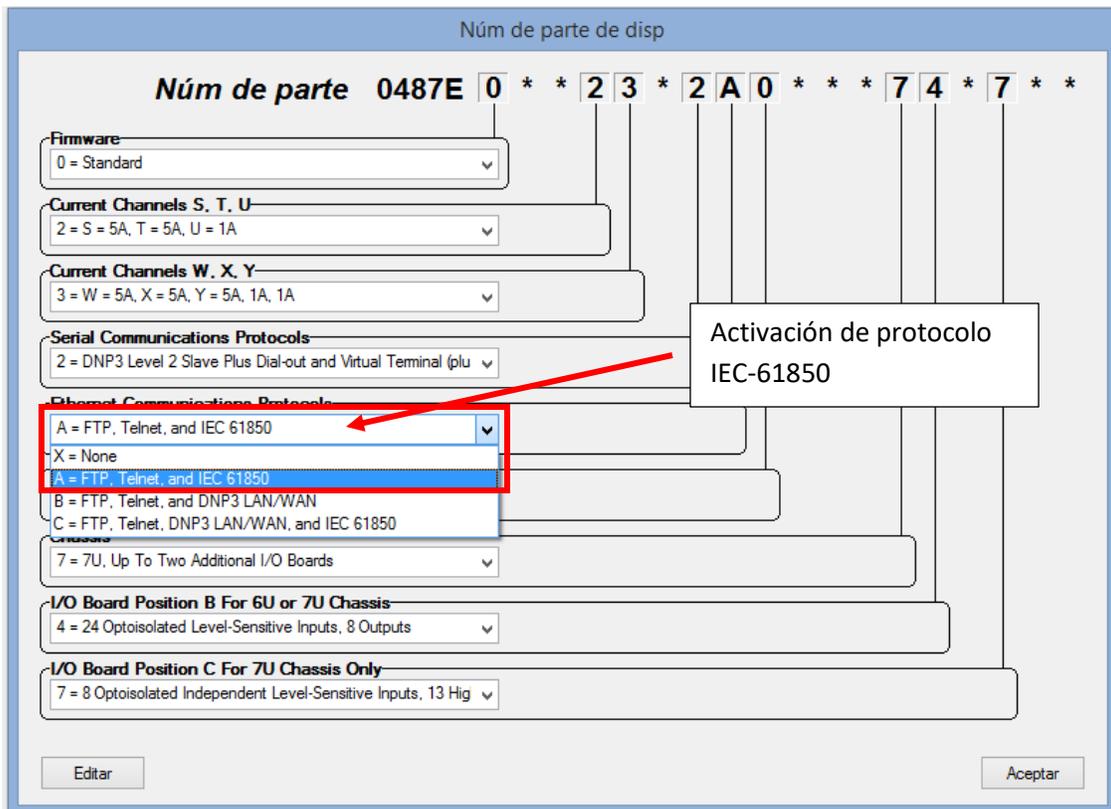


Figura 15. Ajustes 487-E

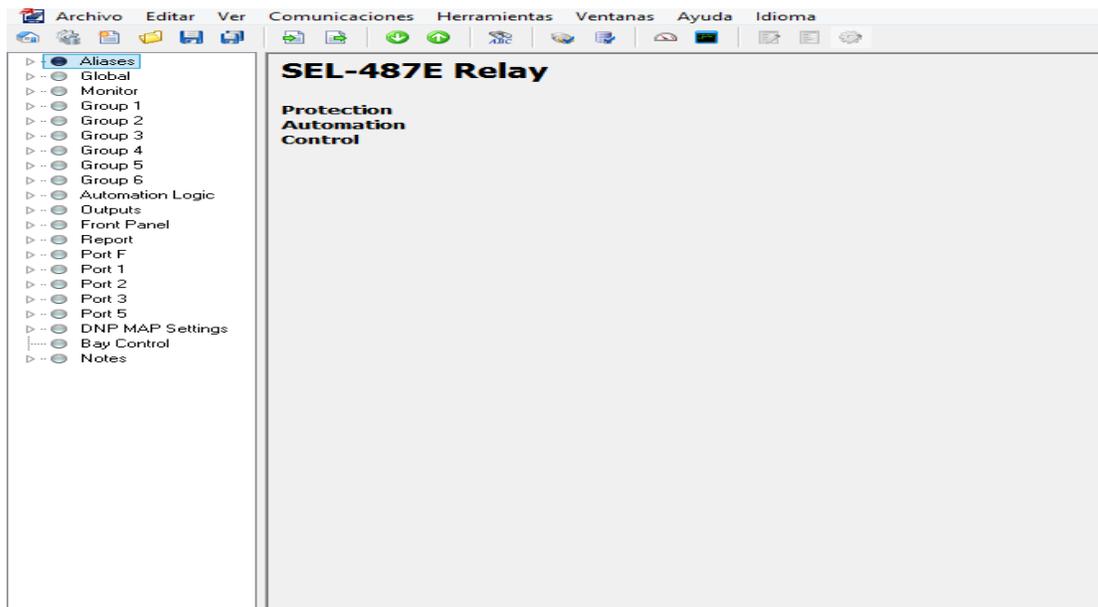


Figura 16. Ventana de configuración

En la Figura 16 se muestra la ventana de configuración de características a programar del relé SEL-487E.

Se realizó el ajuste del relé SEL-487E para cada uno de las fases del transformador, la Figura 17 muestra los parámetros precargados.

29							
30	RID	=SEL 487 T-6 2000292064					
31	TID	=ANG T-6 (P.S. 010618)					
32	E87W1	= Y	E87W2 = Y	E87W3 = Y	E87W4 = N		
33	EOC1	= Y	EOC2 = Y	EOC3 = Y	EOC4 = N		
34	EOCC	= N	ESLS1 = N	ESLS2 = N	ESLS3 = N		
35							
36	W1CT	= Y	W2CT = Y	W3CT = Y	W4CT = Y		
37	CTR1	= 160	CTR2 = 320	CTR3 = 240	CTR4 = 400		
38	MVA	= OFF	ICOM = Y				
39	W1CTC	= 11	W2CTC = 11	W3CTC = 0	W4CTC = 0		
40	VWDG1	= 400.00	VWDG2 = 115.00	VWDG3 = 34.50	VWDG4 = 13.80		
41							
42	TAP1	= 2.03	TAP2 = 3.53	TAP3 = 15.20	TAP4 = 23.53		
43	TAP1	= 2.03	TAP2 = 3.53	TAP3 = 15.20	TAP4 = 23.53		
44	O87P	= 0.3	SLP1 = 40	SLP2 = 50	IRS1 = 3.0		
45	U87P	= 5.0	PCT2 = 15	PCT5 = 35			
46	TH5P	= OFF	TH5D = 30.000	IHBL = N			
47							
48							
49	E32I	=0					
50							
51	Press RETURN to continue						
52	32IOP	= 1	a0 = 0.10	50GP = 0.50			
53	50P11P	= 2.50	50P11D = 30.00	50P11TC =1			
54	50P12P	= OFF	50P12TC =1				
55							
56	50P13P	= 0.50	50P14P = 4.00				
57	51P1P	= 4.00	51P1C = U2	51P1TD = 3.00	51P1TD = 3.00		
58	51P1RS	= Y	51P1TC =1				
59							
60	50Q11P	= OFF	50Q11D = 5.00	50Q11TC =1			
61	50Q12P	= OFF	50Q12TC =1				
62							
63	51Q1P	= 6.00	51Q1C = U2	51Q1TD = 3.00	51Q1TD = 3.00		
64	51Q1RS	= Y	51Q1TC =1				
65							

Figura 17. Datos precargados de ANG-T6.

Los datos necesarios para la comunicación de protección y medición se muestran en las Figuras 18, 20 y 22, en donde se realizó la programación de protecciones, datos de configuración global general y habilitación global, lógica de salidas del tablero principal y disparos, para las fases A,B,C, respectivamente, los cuales serán transducidos para la configuración del protocolo IEC-661850.

General Global Settings and Global Enables

General Global Settings

SID Station Identifier
ANG

RID Relay Identifier
87E-A

NUMBK Number of Breakers
12 Range = 1 to 21, N

NUMDS Number of Disconnects
36 Range = 1 to 60, N

NFREQ Nominal System Frequency (Hz)
60 Select: 50, 60

Global Enables

EDCMON Station DC Battery Monitor
N Select: Y, N

EICIS Enable Independent Control Input Settings
N Select: Y, N

EDRSTC Data Reset Control
Y Select: Y, N

```

1 # BUSES AMARRADOS
2 PSV01 := 89CL01 AND 89CL02 # ALIMENTADOR 1 AMARRADO
3 PSV02 := 89CL04 AND 89CL05 # ALIMENTADOR 2 AMARRADO
4 PSV03 := 89CL07 AND 89CL08 # ALIMENTADOR 3 AMARRADO
5 PSV04 := 89CL10 AND 89CL11 # ALIMENTADOR 4 AMARRADO
6 PSV05 := 89CL13 AND 89CL14 # ALIMENTADOR 5 AMARRADO
7 PSV06 := 89CL15 AND 89CL17 # ALIMENTADOR 6 AMARRADO
8 PSV07 := 89CL19 AND 89CL20 # ALIMENTADOR 7 AMARRADO
9 PSV08 := 89CL22 AND 89CL23 # ALIMENTADOR 8 AMARRADO
10 PSV09 := 89CL25 AND 89CL26 # ALIMENTADOR 9 AMARRADO
11 PSV10 := 89CL28 AND 89CL29 # ALIMENTADOR 10 AMARRADO
12 PSV11 := 89CL31 AND 89CL32 # ALIMENTADOR 11 AMARRADO
13 PSV12 := 89CL34 AND 89CL36 # CU LATERALES DE INT.77010 CERRADAS
14 PSV13 := PSV01 OR PSV02 OR PSV03 OR PSV04 OR PSV05 OR PSV06 OR PSV07 OR PSV08 OR PSV09 OR PSV10 OR PSV11 OR PSV12 # BUSES AMARRADOS
15 #DISPAROS TRANSFERIDOS
16 PSV14 := (87BTR01 AND 89CL03) OR (87BTR02 AND 89CL06) OR (87BTR03 AND 89CL09) OR (87BTR04 AND 89CL12) OR (87BTR05 AND 89CL15) OR (87BTR06 AND 89CL18) OR (87BTR07 AND 89CL21) OR (87BTR08 AND 89CL24) OR (87BTR09 AND 89CL27) OR (87BTR10 AND 89CL30) OR (87BTR11 AND 89CL33) # DISPAROS TRANSFERIDOS FASE A
17 PSV15 := PSV14 OR (87BTR08 AND 89CL24) OR (87BTR09 AND 89CL27) OR (87BTR10 AND 89CL30) OR (87BTR11 AND 89CL33) # DISPAROS TRANSFERIDOS FASE A
18 #BAHIA EN TRANSFERENCIA
19 PSV16 := (89CL03 OR 89CL06 OR 89CL09 OR 89CL12 OR 89CL15 OR 89CL18 OR 89CL21 OR 89CL24) AND 89CL34 AND 89CL36
20 #BLOQUEO 87B GENERAL
21 PLT01S := R_TRIG PCT01Q AND NOT PLT01 # 87B-BARRA GENERAL HABILITADA
22 PLT01R := R_TRIG PCT01Q AND PLT01 # 87B-BARRA GENERAL BLOQUEADA
23 PCT01PU := 180.000000
24 PCT01IN := PB1 OR VB065 OR VB085
25 PCT02IN := (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085) AND NOT PCT02Q)
26 PCT02PU := 15.000000
27 PCT02DO := 15.000000
28 PSV42 := (PLT01 AND NOT (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085))) OR PCT02Q
29 #MODO DE PRUEBA
30 PLT03S := R_TRIG PCT03Q AND NOT PLT03 # MODO DE PRUEBA
31 PLT03R := R_TRIG PCT03Q AND PLT03 # NORMAL
32 PCT03PU := 180.000000
33 PCT03IN := (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PLT04 AND IN105
34 PCT04IN := (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PCT04Q)
35 PCT04PU := 15.000000
36 PCT04DO := 15.000000
37 PSV43 := NOT IN105 OR (PLT03 AND NOT (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087))) OR PCT04Q

```

Figura 18. Global setting y protection Logic FA

Se indica en la Figura 19 las lógicas de variables de protección para la transmisión de mensajes GOOSE.

PARA FASE A:

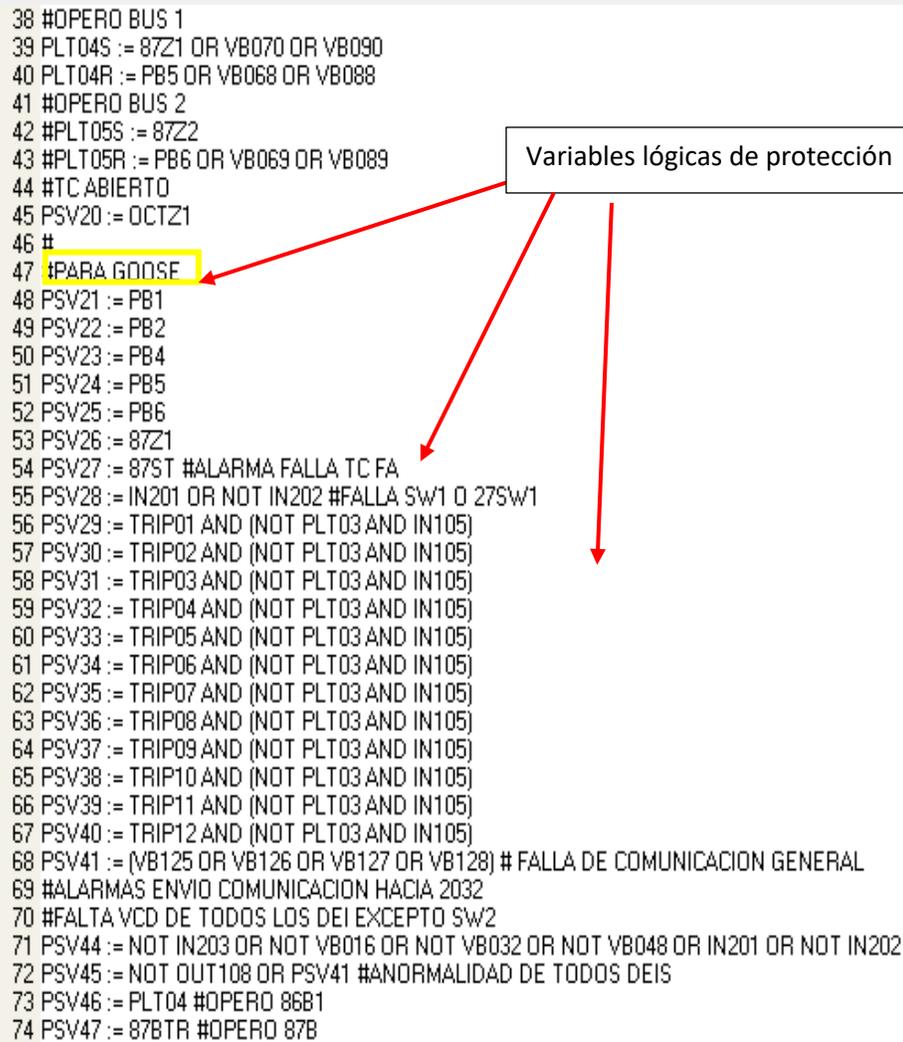


Figura 19. Lógica de mensajes GOOSE FA.

PARA FASE B

General Global Settings and Global Enables

General Global Settings

SID Station Identifier
ANG

RID Relay Identifier
87E-B

NUMBK Number of Breakers
12 Range = 1 to 21, N

NUMDS Number of Disconnects
36 Range = 1 to 60, N

NFREQ Nominal System Frequency (Hz)
60 Select: 50, 60

1 # BUSES AMARRADOS
 2 PSV01 := 89CL01 AND 89CL02 # ALIMENTADOR 1 AMARRADO
 3 PSV02 := 89CL04 AND 89CL05 # ALIMENTADOR 2 AMARRADO
 4 PSV03 := 89CL07 AND 89CL08 # ALIMENTADOR 3 AMARRADO
 5 PSV04 := 89CL10 AND 89CL11 # ALIMENTADOR 4 AMARRADO
 6 PSV05 := 89CL13 AND 89CL14 # ALIMENTADOR 5 AMARRADO
 7 PSV06 := 89CL15 AND 89CL17 # ALIMENTADOR 6 AMARRADO
 8 PSV07 := 89CL19 AND 89CL20 # ALIMENTADOR 7 AMARRADO
 9 PSV08 := 89CL22 AND 89CL23 # ALIMENTADOR 8 AMARRADO
 10 PSV09 := 89CL25 AND 89CL26 # ALIMENTADOR 9 AMARRADO
 11 PSV10 := 89CL28 AND 89CL29 # ALIMENTADOR 10 AMARRADO
 12 PSV11 := 89CL31 AND 89CL32 # ALIMENTADOR 11 AMARRADO
 13 PSV12 := 89CL34 AND 89CL36 # CU LATERALES 77010
 14 PSV13 := PSV01 OR PSV02 OR PSV03 OR PSV04 OR PSV05 OR PSV06 OR PSV07 OR PSV08 OR PSV09 OR PSV10 OR PSV11 OR PSV12 # BUSES AMARRADOS
 15 #DISPAROS TRANSFERIDOS
 16 PSV14 := (87BTR01 AND 89CL03) OR (87BTR02 AND 89CL06) OR (87BTR03 AND 89CL09) OR (87BTR04 AND 89CL12) OR (87BTR05 AND 89CL15) OR (87BTR06 AND 89CL18) OR (87BTR07 AND 89CL21)
 17 PSV15 := PSV14 OR (87BTR08 AND 89CL24) OR (87BTR09 AND 89CL27) OR (87BTR10 AND 89CL30) OR (87BTR11 AND 89CL33) # DISPAROS TRANSFERIDOS FASE B
 18 #BAHIA EN TRANSFERENCIA
 19 PSV16 := (89CL03 OR 89CL06 OR 89CL09 OR 89CL12 OR 89CL15 OR 89CL18 OR 89CL21 OR 89CL24) AND 89CL34 AND 89CL36
 20 #BLOQUEO 87B GENERAL
 21 PLT01S := R_TRIG PCT01Q AND NOT PLT01 # 87B-BARRA GENERAL HABILITADA
 22 PLT01R := R_TRIG PCT01Q AND PLT01 # 87B-BARRA GENERAL BLOQUEADA
 23 PCT01PU := 180.000000
 24 PCT01IN := PB1 OR VB065 OR VB085
 25 PCT02IN := (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085) AND NOT PCT02Q)
 26 PCT02PU := 15.000000
 27 PCT02DO := 15.000000
 28 PSV42 := (PLT01 AND NOT (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085))) OR PCT02Q
 29 #MODO PRUEBA
 30 PLT03S := R_TRIG PCT03Q AND NOT PLT03 # MODO DE PRUEBA
 31 PLT03R := R_TRIG PCT03Q AND PLT03 # NORMAL
 32 PCT03PU := 180.000000
 33 PCT03IN := (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PLT04 AND IN105
 34 PCT04IN := (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PCT04Q)
 35 PCT04PU := 15.000000
 36 PCT04DO := 15.000000
 37 PSV43 := NOT IN105 OR (PLT03 AND NOT (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087))) OR PCT04Q

Figura 20. Global setting y protection Logic FB

```

38 #OPERO BUS 1
39 PLT04S := 87Z1 OR VB070 OR VB090
40 PLT04R := PB5 OR VB068 OR VB088
41 #OPERO BUS 2
42 #PLT05S := 87Z2
43 #PLT05R := PB6 OR VB069 OR VB089
44 #TC ABIERTO
45 PSV20 := OCTZ1
46 #
47 #PARA GOOSE
48 PSV21 := PB1
49 PSV22 := PB2
50 PSV23 := PB4
51 PSV24 := PB5
52 PSV25 := PB6
53 PSV26 := 87Z1
54 PSV27 := 0
55 PSV28 := 89CL19 #ESTADO DE CUCHILLA 72061 PARA AUX 1 PERMISIVO CIERRE 72060
56 PSV29 := TRIP01 AND (NOT PLT03 AND IN105)
57 PSV30 := TRIP02 AND (NOT PLT03 AND IN105)
58 PSV31 := TRIP03 AND (NOT PLT03 AND IN105)
59 PSV32 := TRIP04 AND (NOT PLT03 AND IN105)
60 PSV33 := TRIP05 AND (NOT PLT03 AND IN105)
61 PSV34 := TRIP06 AND (NOT PLT03 AND IN105)
62 PSV35 := TRIP07 AND (NOT PLT03 AND IN105)
63 PSV36 := TRIP08 AND (NOT PLT03 AND IN105)
64 PSV37 := TRIP09 AND (NOT PLT03 AND IN105)
65 PSV38 := TRIP10 AND (NOT PLT03 AND IN105)
66 PSV39 := TRIP11 AND (NOT PLT03 AND IN105)
67 PSV40 := TRIP12 AND (NOT PLT03 AND IN105)
68 PSV41 := (VB125 OR VB126 OR VB127 OR VB128) # FALLA DE COMUNICACION GENERAL
69 #ALARMAS ENVIO COMUNICACION HACIA 2032
70 #FALTA VCD DE TODOS LOS DEI EXCEPTO SW1: 27VCD-87BFA 27VCD-87BFB 27VCD-87BFC Y FALLASW2 O 27SW2 O FALLA SW1 O 27SW1
71 PSV44 := NOT VB016 OR NOT VB032 OR NOT VB048 OR IN201 OR NOT IN202 OR VB078
72 PSV45 := NOT OUT108 OR PSV41 #ANORMALIDAD DE TODOS DEIS
73 PSV46 := PLT04 #OPERO 86B1
74 PSV47 := 87BTR #OPERO 87B

```

Figura 21. Lógica de mensajes GOOSE FB

PARA FASE C

General Global Settings and Global Enables

General Global Settings

SID Station Identifier
ANG

RID Relay Identifier
87E-C

NUMBK Number of Breakers
12 Range = 1 to 21, N

NUMDS Number of Disconnects
36 Range = 1 to 60, N

1 # BUSES AMARRADOS
 2 PSV01 := 89CL01 AND 89CL02 # ALIMENTADOR 1 AMARRADO
 3 PSV02 := 89CL04 AND 89CL05 # ALIMENTADOR 2 AMARRADO
 4 PSV03 := 89CL07 AND 89CL08 # ALIMENTADOR 3 AMARRADO
 5 PSV04 := 89CL10 AND 89CL11 # ALIMENTADOR 4 AMARRADO
 6 PSV05 := 89CL13 AND 89CL14 # ALIMENTADOR 5 AMARRADO
 7 PSV06 := 89CL15 AND 89CL17 # ALIMENTADOR 6 AMARRADO
 8 PSV07 := 89CL19 AND 89CL20 # ALIMENTADOR 7 AMARRADO
 9 PSV08 := 89CL22 AND 89CL23 # ALIMENTADOR 8 AMARRADO
 10 PSV09 := 89CL25 AND 89CL26 # ALIMENTADOR 9 AMARRADO
 11 PSV10 := 89CL28 AND 89CL29 # ALIMENTADOR 10 AMARRADO
 12 PSV11 := 89CL31 AND 89CL32 # ALIMENTADOR 11 AMARRADO
 13 PSV12 := 89CL34 AND 89CL36 # ESTADO DE CU-77011 Y CU-77018 PARA PERMISIVO DE CIERRE
 14 PSV13 := PSV01 OR PSV02 OR PSV03 OR PSV04 OR PSV05 OR PSV06 OR PSV07 OR PSV08 OR PSV09 OR PSV10 OR PSV11 OR PSV12 # BUSES AMARRADOS
 15 #DISPAROS TRANSFERIDOS
 16 PSV14 := (87BTR01 AND 89CL03) OR (87BTR02 AND 89CL06) OR (87BTR03 AND 89CL09) OR (87BTR04 AND 89CL12) OR (87BTR05 AND 89CL15) OR (87BTR06 AND 89CL18) OR (87BTR07 AND 89CL21)
 17 PSV15 := PSV14 OR (87BTR08 AND 89CL24) OR (87BTR09 AND 89CL27) OR (87BTR10 AND 89CL30) OR (87BTR11 AND 89CL33) # DISPAROS TRANSFERIDOS FASE C
 18 #BAHIA EN TRANSFERENCIA
 19 PSV16 := (89CL03 OR 89CL06 OR 89CL09 OR 89CL12 OR 89CL15 OR 89CL18 OR 89CL21 OR 89CL24) AND 89CL34 AND 89CL36
 20 #BLOQUEO 87B GENERAL
 21 PLT01S := R_TRIG PCT01Q AND NOT PLT01 # 87B-BARRA GENERAL HABILITADA
 22 PLT01R := R_TRIG PCT01Q AND PLT01 # 87B-BARRA GENERAL BLOQUEADA
 23 PCT01PU := 180.000000
 24 PCT01IN := PB1 OR VB065 OR VB085
 25 PCT02IN := (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085) AND NOT PCT02Q)
 26 PCT02PU := 15.000000
 27 PCT02DO := 15.000000
 28 PSV42 := (PLT01 AND NOT (NOT PCT01Q AND (PB1 OR VB065 OR VB085))) OR PCT02Q
 29 #MODO DE PRUEBA
 30 PLT03S := R_TRIG PCT03Q AND NOT PLT03 # MODO DE PRUEBA
 31 PLT03R := R_TRIG PCT03Q AND PLT03 # NORMAL
 32 PCT03PU := 180.000000
 33 PCT03IN := (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PLT04 AND IN105
 34 PCT04IN := (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087) AND NOT PCT04Q)
 35 PCT04PU := 15.000000
 36 PCT04DO := 15.000000
 37 PSV43 := NOT IN105 OR (PLT03 AND NOT (NOT PCT03Q AND (PB4 OR VB067 OR VB087))) OR PCT04Q]

Figura 22. Global setting y protection Logic FC

```

38 #OPERO BUS 1
39 PLT04S := 87Z1 OR VB070 OR VB090
40 PLT04R := PB5 OR VB068 OR VB088
41 #OPERO BUS 2
42 #PLT05S := 87Z2
43 #PLT05R := PB6 OR VB069 OR VB089
44 #TC ABIERTO
45 PSV20 := OCTZ1
46 #
47 #PARA GOOSE
48 PSV21 := PB1
49 PSV22 := PB2
50 PSV23 := PB4
51 PSV24 := PB5
52 PSV25 := PB6
53 PSV26 := 87Z1
54 PSV27 := 87ST #ALARMA FALLA TC FC
55 PSV28 := PSV12 #ESTADO DE CU-77011 Y CU-77018 PARA AUX 2 PERMISIVO CIERRE 77010
56 PSV29 := TRIP01 AND (NOT PLT03 AND IN105)
57 PSV30 := TRIP02 AND (NOT PLT03 AND IN105)
58 PSV31 := TRIP03 AND (NOT PLT03 AND IN105)
59 PSV32 := TRIP04 AND (NOT PLT03 AND IN105)
60 PSV33 := TRIP05 AND (NOT PLT03 AND IN105)
61 PSV34 := TRIP06 AND (NOT PLT03 AND IN105)
62 PSV35 := TRIP07 AND (NOT PLT03 AND IN105)
63 PSV36 := TRIP08 AND (NOT PLT03 AND IN105)
64 PSV37 := TRIP09 AND (NOT PLT03 AND IN105)
65 PSV38 := TRIP10 AND (NOT PLT03 AND IN105)
66 PSV39 := TRIP11 AND (NOT PLT03 AND IN105)
67 PSV40 := TRIP12 AND (NOT PLT03 AND IN105)
68 PSV41 := (VB125 OR VB126 OR VB127 OR VB128) # FALLA DE COMUNICACION GENERAL
69 #ALARMAS ENVIO COMUNICACION HACIA 2032
70 #FALTA VCD DE TODOS LOS DEI EXCEPTO SW2
71 PSV44 := NOT IN203 OR NOT VB016 OR NOT VB032 OR NOT VB048 OR IN201 OR NOT IN202
72 PSV45 := NOT OUT108 OR PSV41 #ANORMALIDAD DE TODOS DEIS
73 PSV46 := PLT04 #OPERO 86B1
74 PSV47 := 87BTR #OPERO 87B

```

Figura 23. Lógica de mensajes GOOSE FC

Para los relevadores auxiliares se estableció el dispositivo SEL-2440, AUX1 Y AUX2, tienen la función de establecer la comunicación y envío de información al relé SEL-487E, por eso, solo se configuró el protocolo de comunicación para ambos dispositivos (Figura 24).

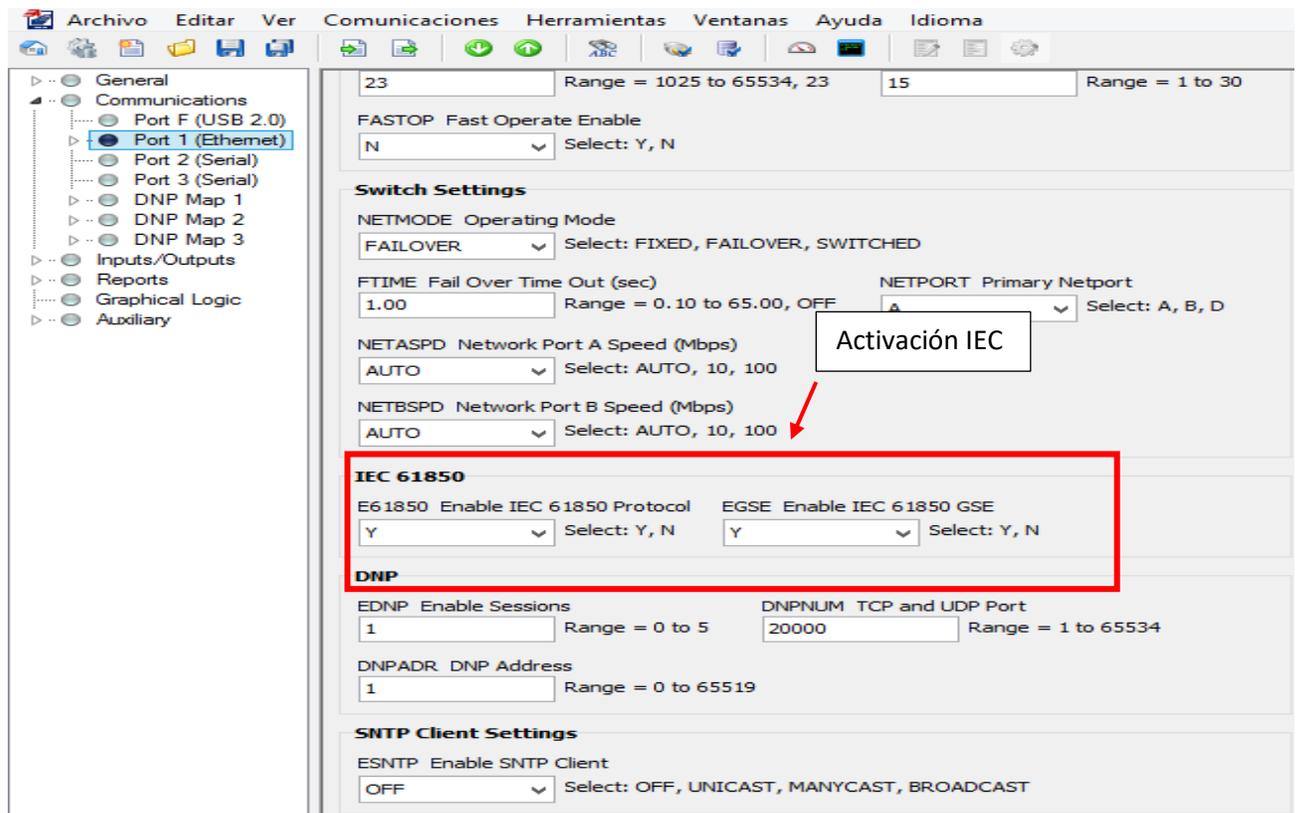


Figura 24. Habilitación IEC en SEL-2440.

5.3 BASE DE DATOS acSELeRator ARCHITEC.

El estándar IEC 61850 se basa en gran medida en la Comunicación Abstracta Modelos de interfaz de servicio (ACSI) para definir un conjunto de servicios y las respuestas a esos servicios. En términos de comportamiento de la red, el modelado abstracto permite que todos los IED actúen de forma idéntica.

Estos modelos abstractos se utilizan para crear objetos (elementos de datos) y servicios que existen independientemente de cualquier protocolo subyacente.

Estos objetos están en conformidad con la especificación de clase de datos común (CDC), que describe el tipo y la estructura de cada elemento dentro de un nodo lógico. Los CDC para el estado, las mediciones, los análogos y estados controlables y las configuraciones tienen todos atributos únicos de CDC.

Cada atributo de CDC pertenece a un conjunto de restricciones funcionales que agrupa los atributos en categorías específicas como el estado (ST), la descripción (DC) y el valor sustituido (SV). Las restricciones funcionales, los CDC y los atributos de CDC se utilizan como bloques de construcción para definir nodos lógicos.

Los nodos lógicos se pueden organizar en dispositivos lógicos que son similares a los directorios en un disco de computadora. Como se representa en la red IEC 61850, cada dispositivo físico puede contener muchos dispositivos lógicos y cada dispositivo lógico puede contener muchos nodos lógicos. Muchos relés, medidores y otros dispositivos IEC 61850 contienen un dispositivo lógico principal donde todos los modelos están organizados.

A diferencia de otros protocolos de Supervisión y Adquisición de Datos que presentan datos como una lista de direcciones o índices, IEC 61850 presenta datos con descriptores en una composición compuesta de componentes. En la tabla 5 se representa el cómo la corriente de fase A expresada como:

“ $MMXU \$ A \$ phsA \$ cVal$ ”, se divide en sus partes componentes.

Tabla 6. Componentes del descriptor

COMPONENTE		DESCRIPCIÓN
MMXU	Logical Node	Unidad de medida polifásica
A	Data Object	Amperios - fase a tierra
PhsA	Sub-Data Object	Phase A
CVal	Data Attribute	Valor complejo

Los datos del dispositivo se asignan a los nodos lógicos (LN) IEC-61850 según las reglas definidas por SEL. A menos que se indique lo contrario, los datos de corriente y tensión se informan en unidades primarias. Las magnitudes de tensión por debajo de 0,10 V y las magnitudes actuales por debajo del 0,5 por ciento de I_{nom} se fuerzan a 0, junto con sus ángulos correspondientes.

Los nodos lógicos SEL-487E se agrupan en Dispositivos lógicos para la organización basada en la función.

El lenguaje de configuración de subestación (SCL) es una configuración basada en XML lenguaje utilizado para admitir el intercambio de datos de configuración de la base de datos entre diferentes herramientas, que pueden venir de diferentes fabricantes. Existen cuatro tipos de archivos SCL:

- IED Capability Description file (.ICD)
- System Specification Description (.SSD) file
- Substation Configuration Description file (.SCD)
- Configured IED Description file (.CID)

5.3.1 CONFIGURACIÓN DE BASE DE DATOS acSELERator ARCHITEC.

Para abrir ACSELERATOR Architect el archivo de configuración previamente guardado en ACSELERATOR QuickSet se debe abrir la ventana general como lo muestra la Figura 25.

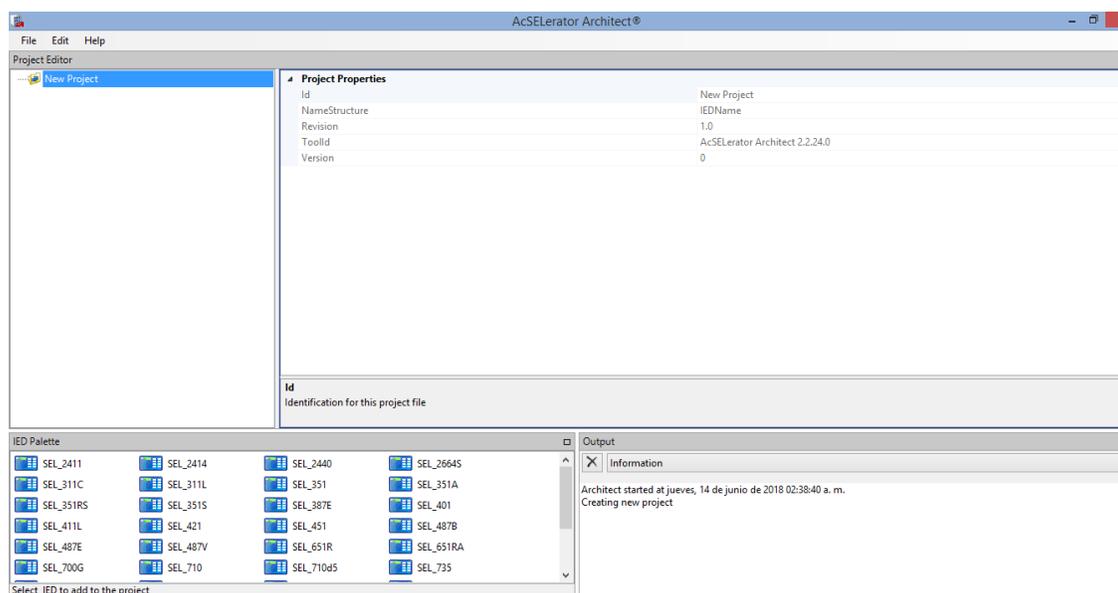


Figura 25. Ventana general ACSELERATOR Architect

La Figura 26 muestra cómo abrir el archivo en ACSELERATOR Architect para configuración previamente guardado en ACSELERATOR QuickSet.

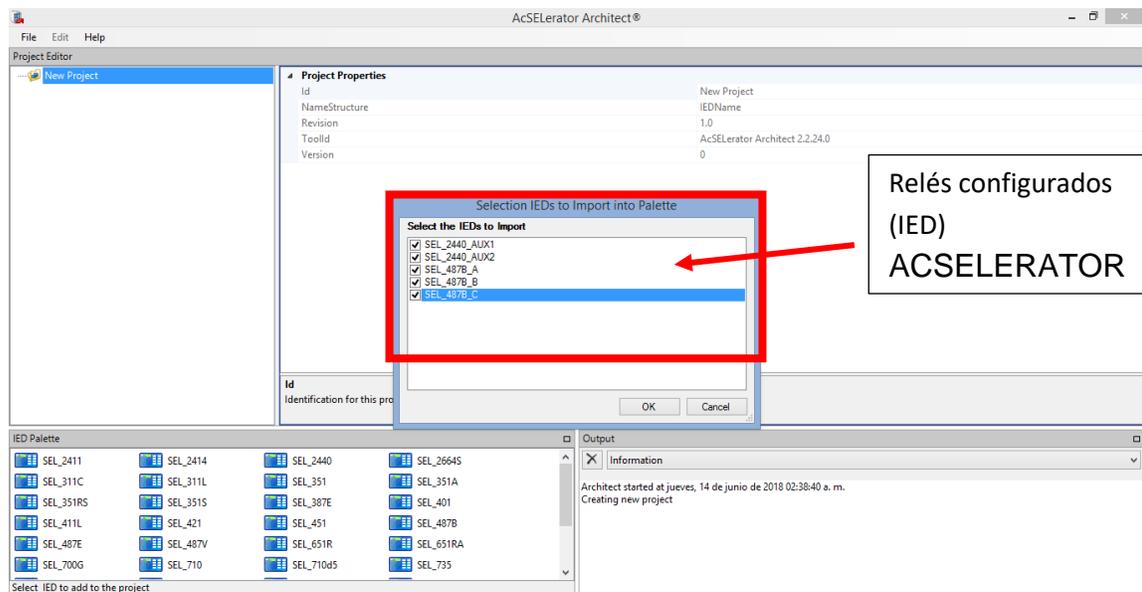


Figura 26. CONFIGURACIÓN DE ACSELERATOR QuickSet a ACSELERATOR Architect.

El archivo ICD describe las capacidades de un IED, incluida información sobre Soporte de LN y GOOSE. El archivo SCD contiene información sobre todos IED, datos de configuración de comunicaciones y una descripción de la subestación. El archivo CID, del que puede haber varios, describe un solo IED instanciado dentro del proyecto, e incluye información de dirección.

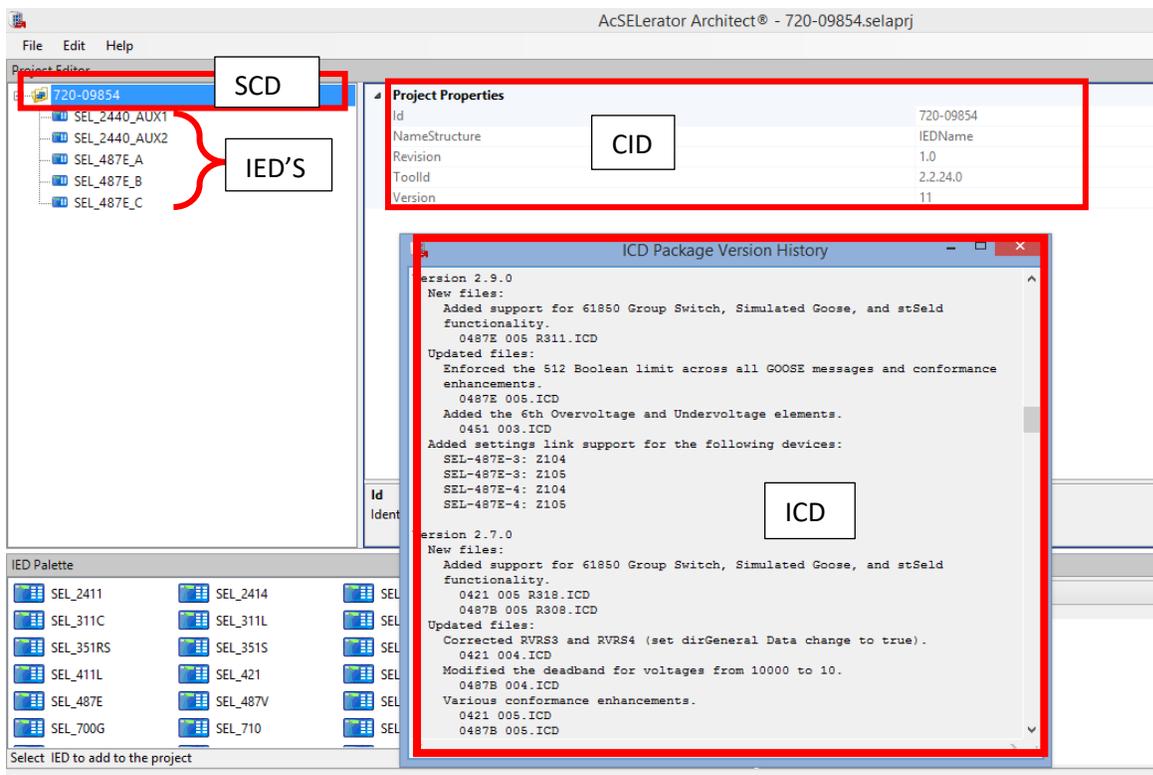


Figura 27. Estructura IEC-61850.

Cada base de datos de relevador integrado en el SCD se tiene que programar en cada IED para establecer la comunicación de datos (GOOSE TRANSMIT), la programación se establece en la sección de DATASETS donde se transfieren los parámetros a recibir (GOOSE RECEIVE).

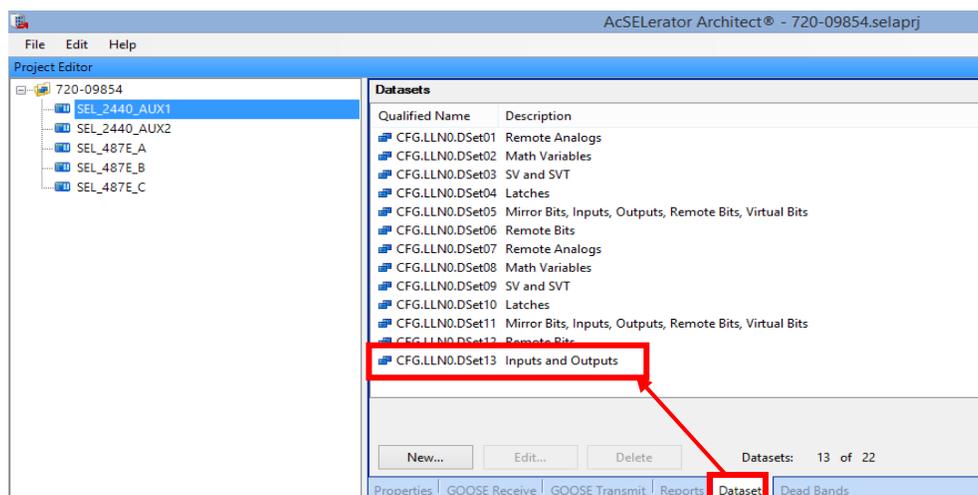


Figura 28. Word bits DATASET

Para la suscripción de datos en el Dataset se elige el último carácter que contenga el Word bits para el cual se debe escoger el dispositivo lógico de ANN que establece las anunciaciones de tendrá configurado los IED'S. la siguiente figura (Figura 29) establece la descripción de los dispositivos lógicos (Logical Device).

Logical Device	Description
CFG	Configuration elements—datasets and report control blocks
PRO	Protection elements—protection functions and breaker control
MET	Metering or Measurement elements—currents, voltages, power, etc.
CON	Control elements—remote bits
ANN	Annunciator elements—alarms, status values

Figura 29. Logical Device.

Anunciación de elementos requeridos para la transmisión de datos, Figura 30.

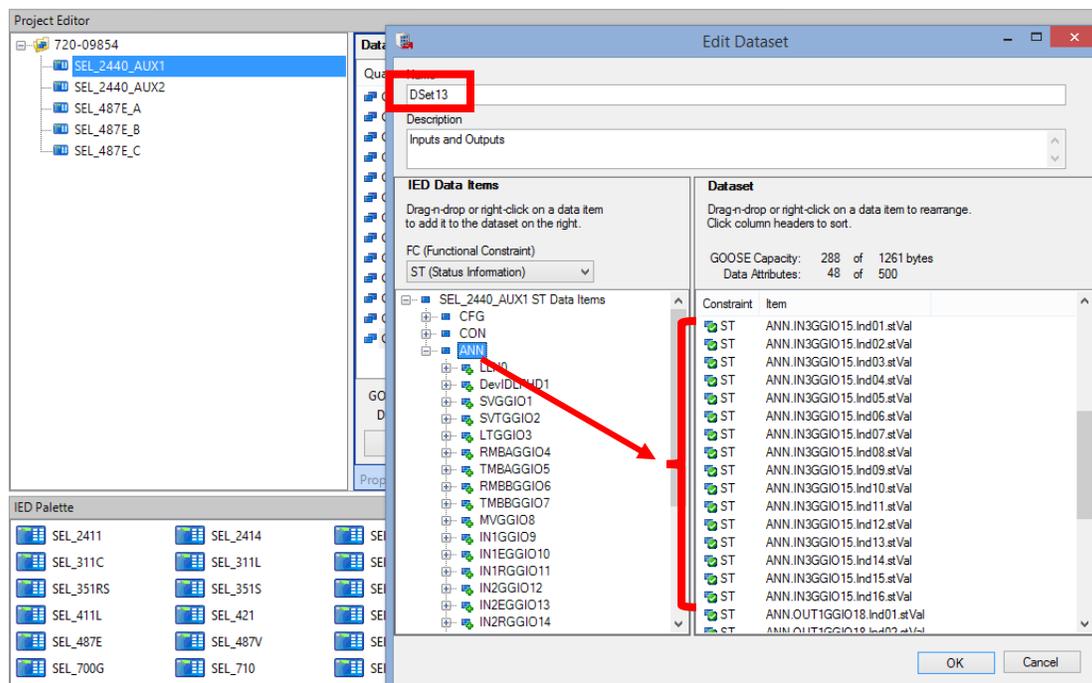


Figura 30. Suscripción de datos.

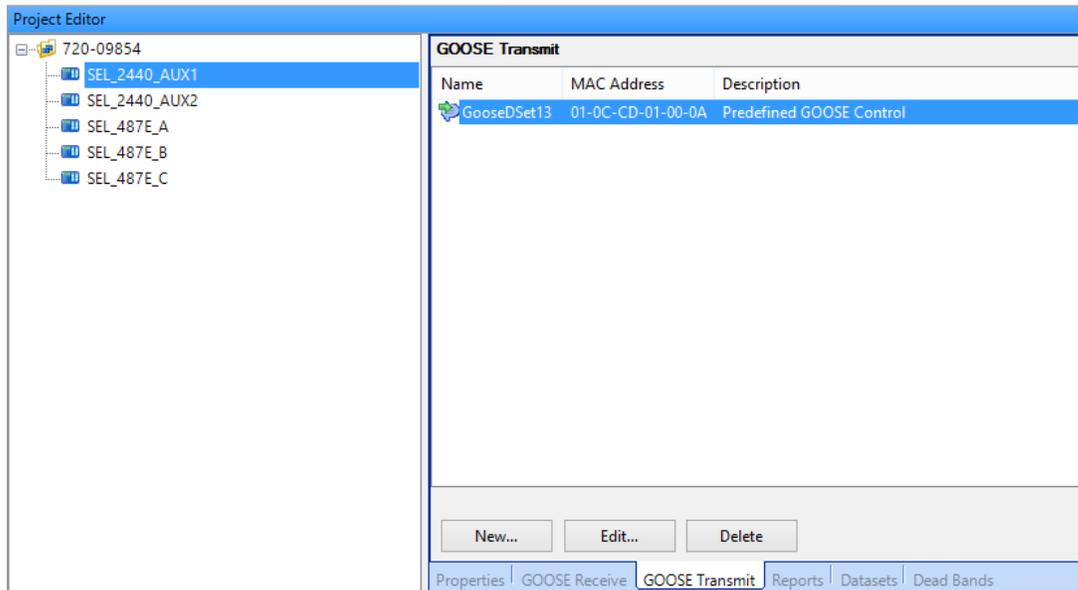


Figura 31. GOOSE TRANSMIT

Los datashets contenidos en el Goose Transmit son los que aparecerán en el Goose Receive y en cada uno de los IED'S, ahora cada IED contiene datos de elementos de anunciación en los que indican una alarma o un disparo. En la Figura 32 se aprecian de color verde las variables de protección activadas para cada IED del relevador así como el número de anunciación recibida para su correcta operación.

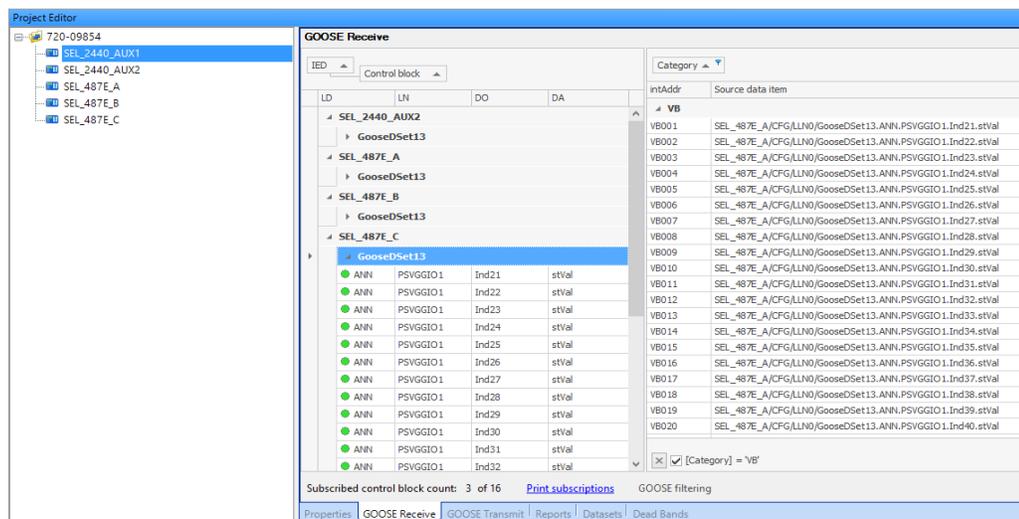


Figura 32. BASE DE DATOS PARA EL ESQUEMA DE PROTECCIONES

5.4 MODERNIZACIÓN AL ESQUEMA DE PROTECCIONES

Para la modernización se realizó el tendido del cableado eléctrico de la caseta de control hasta el banco de transformador de potencia ANG-T6, para la recepción y transmisión de señales que le permitan al relé SEL-487E operar en cuestiones de fallas o alarmar para casos no tan severos.



Figura 33. Carrete de cable de señales

Se tendieron 210 m de cable de control blindado 4x10, 3 de señales voltajes, dos de ellas de corriente directa divididos en sistema 1 y sistema 2 proveniente del banco de baterías para alimentación de los equipos y transmisión de señales, con un voltaje de 250-150 vcd, 4 cables para cada fase y la de reserva y uno para implementaciones futuras.

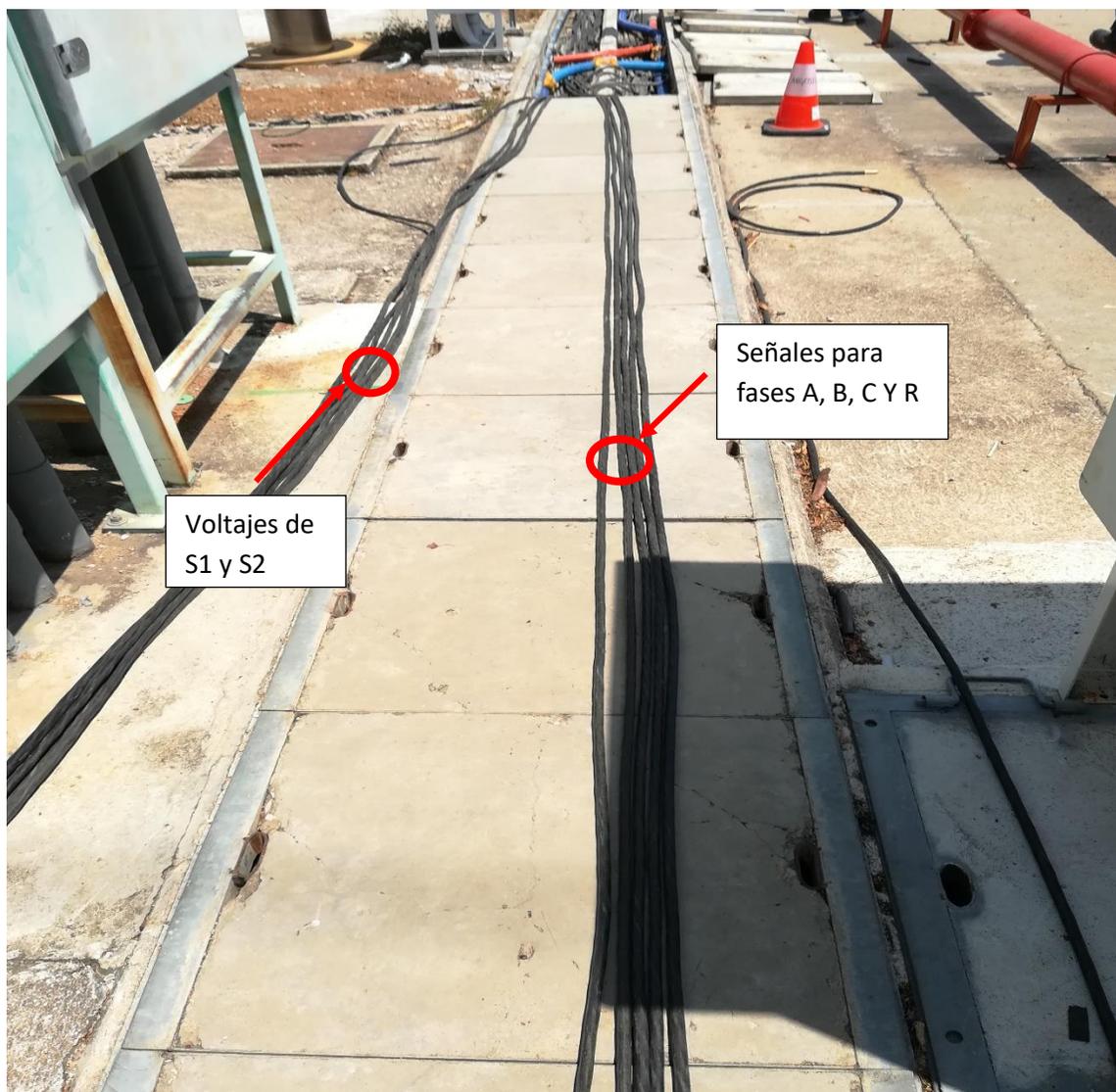


Figura 34. Tendido de cableado

Disposición del equipo SEL-2440 en M.ES, que será el encargado de transmitir la información reciba del transformador de potencia y enviar los mensajes al SEL-487E.



Figura 35. Colocación SEL-2440 en M.ES

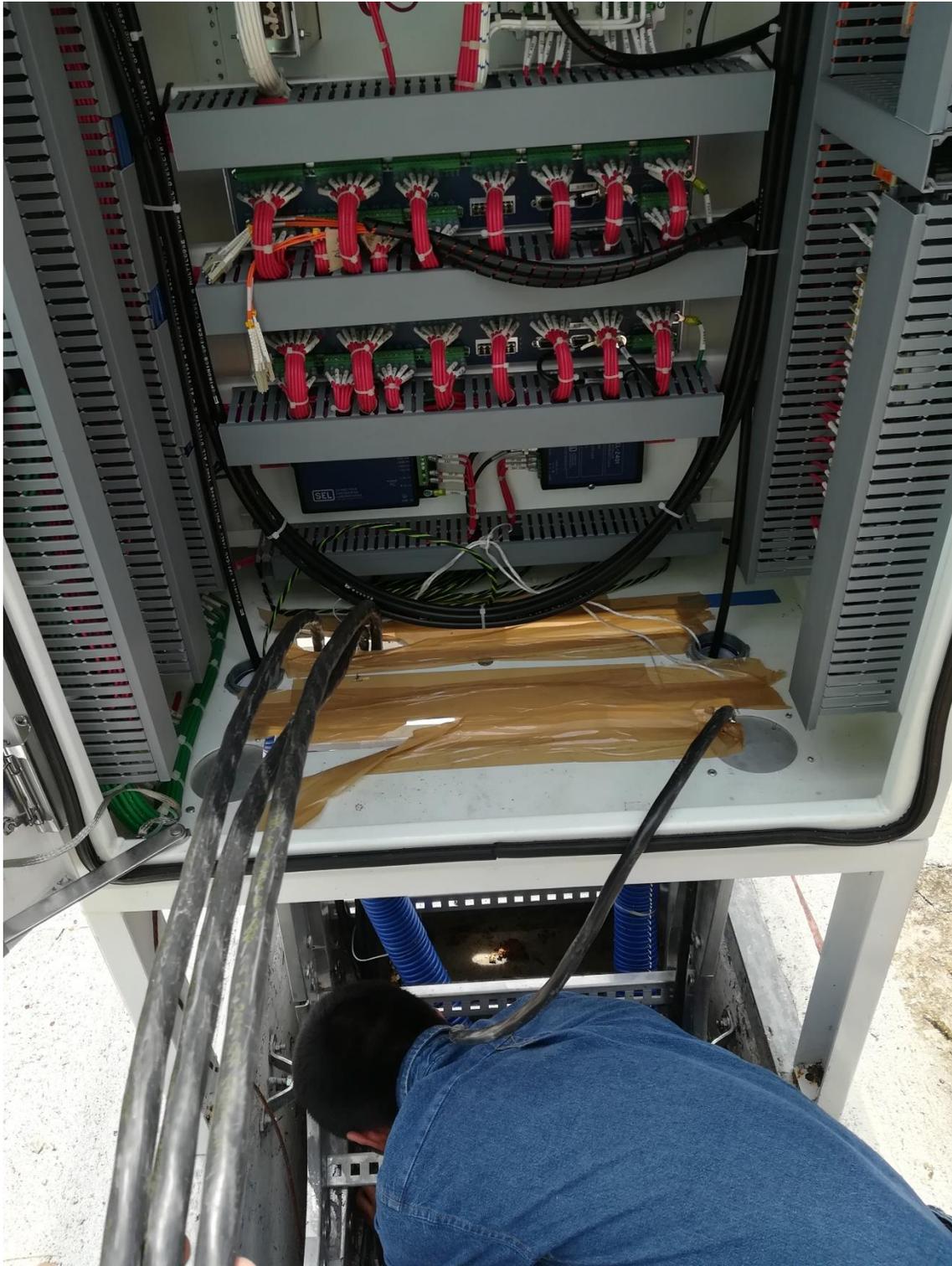


Figura 36. Cableado del M.ES

Se procedió a cablear la caseta de control donde se situó en relé SEL-487E, para posteriormente realizar las pruebas de comunicación del relé SEL-487E y SEL-2440.



Figura 37. Cableado de Caseta



Figura 38. Cableado para el relé SEL-487E

5.5 PRUEBAS, DIAGRAMA AS-BUILT Y ESQUEMA DE PROTECCIÓN

5.5.1 PRUEBAS

Como primera instancia se forzó la transmisión de señal de voltaje directo entre el módulo de entrada y salida y el tablero de control del relevador SEL-487E, para validar que no hubiera interferencia o falla de la llegada de la señal.



Figura 39. Recepción de voltaje en tablero de control

Como segunda instancia se realiza una prueba de comunicación mediante la activación de dos leds en el SEL-2440, indicando que tanto el relé SEL-487E y el SEL-2440 están interactuando de la base de datos configurada en los software propietarios SEL.

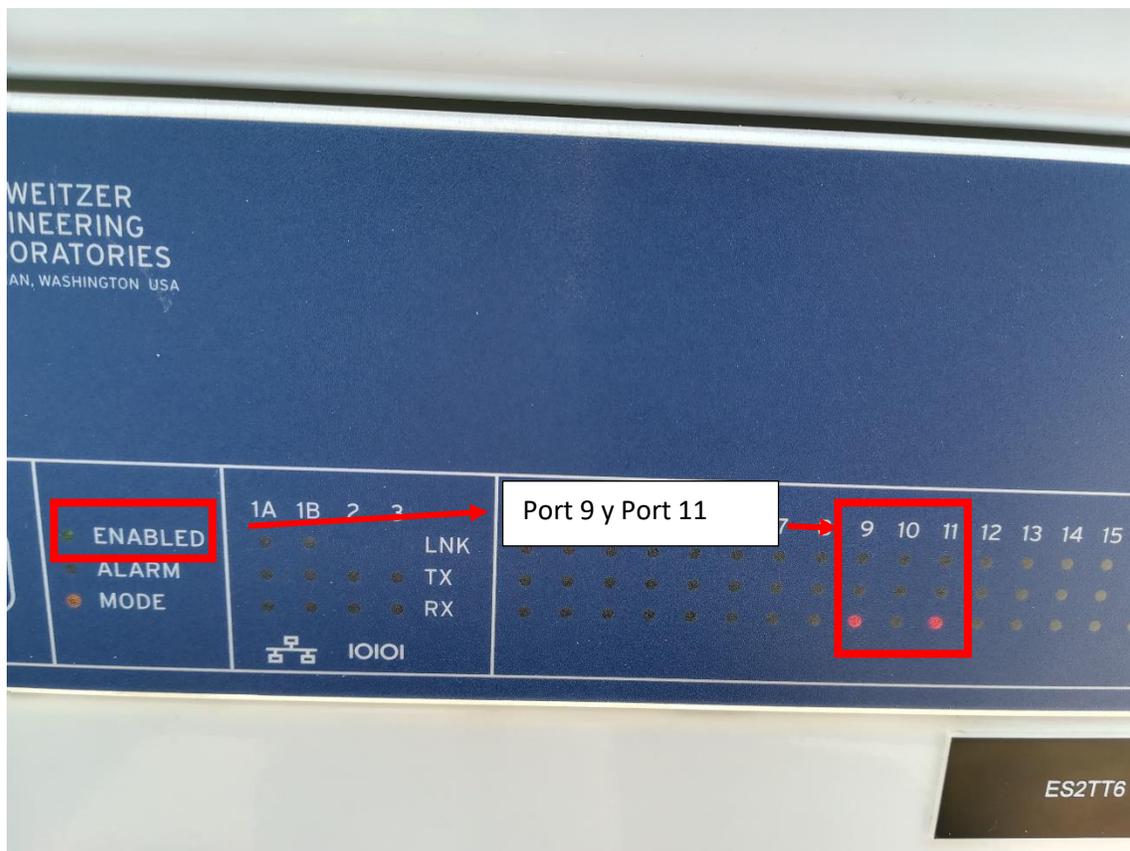


Figura 40. Comunicación IRIG, FRECUENCIA DE SEL-2440 A SEL-487E.

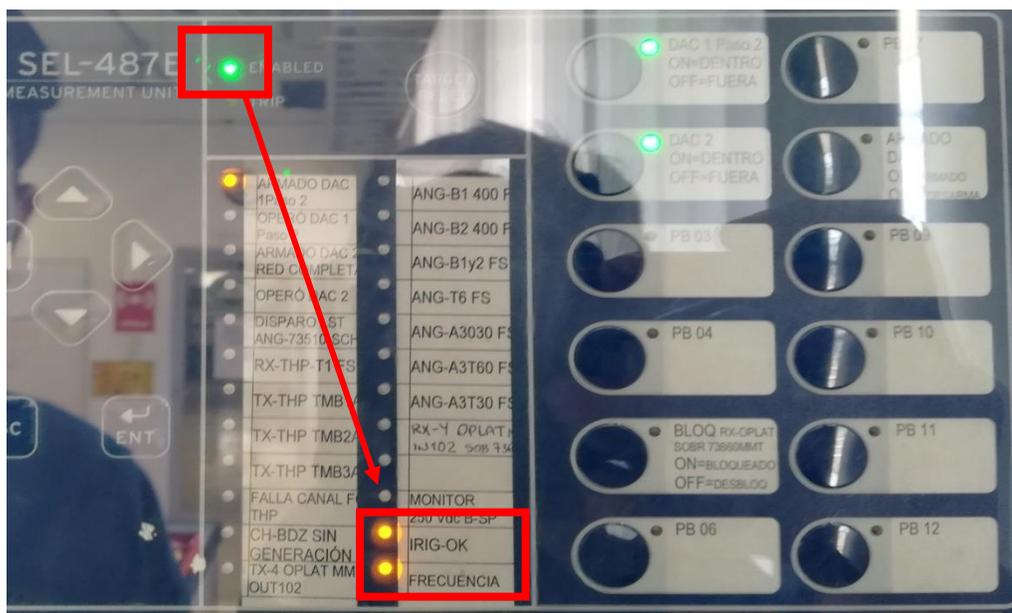
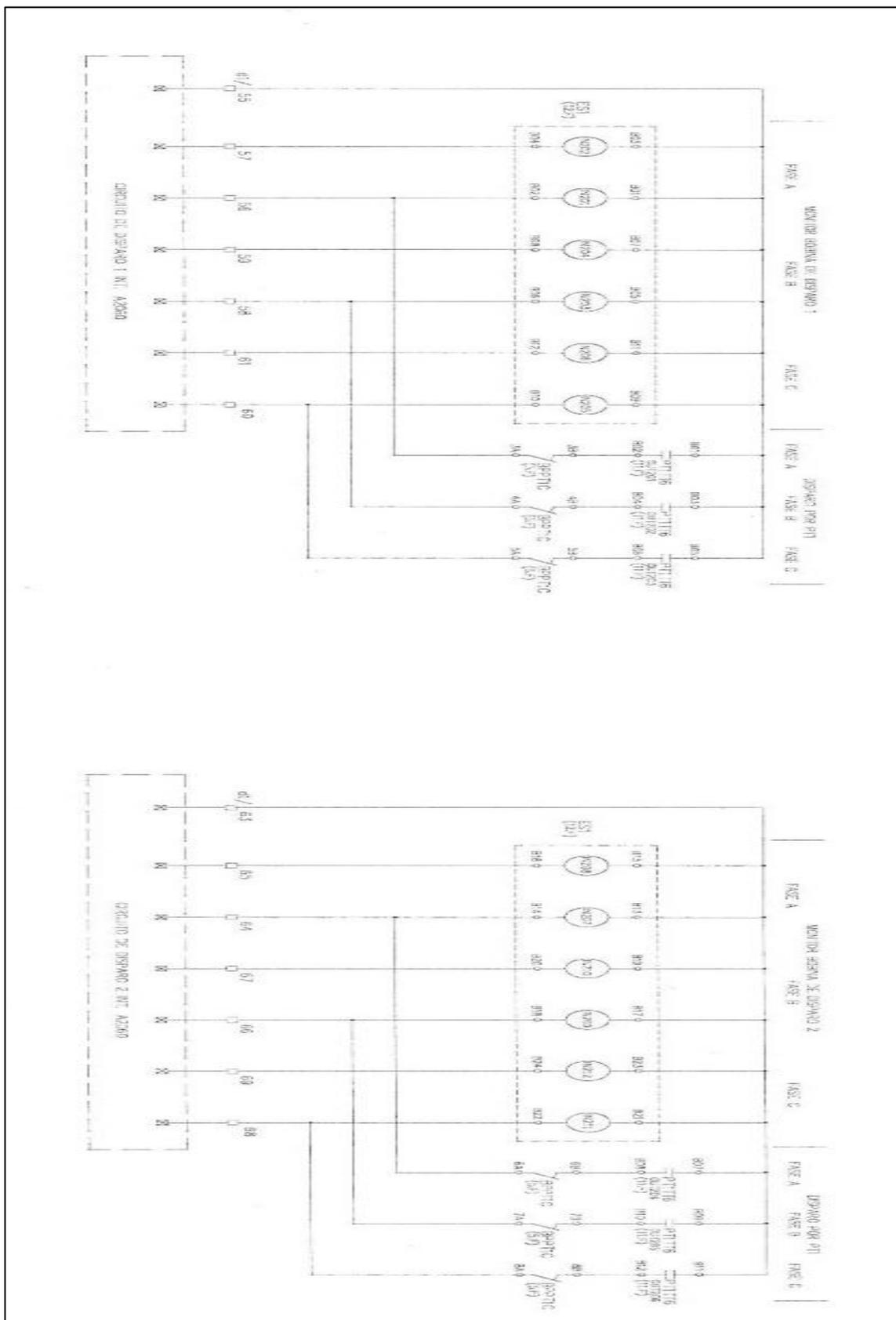


Figura 41. Comunicación SEL-487E

CIRCUITOS DE DISPARO A2060



5.5.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ANG-T6

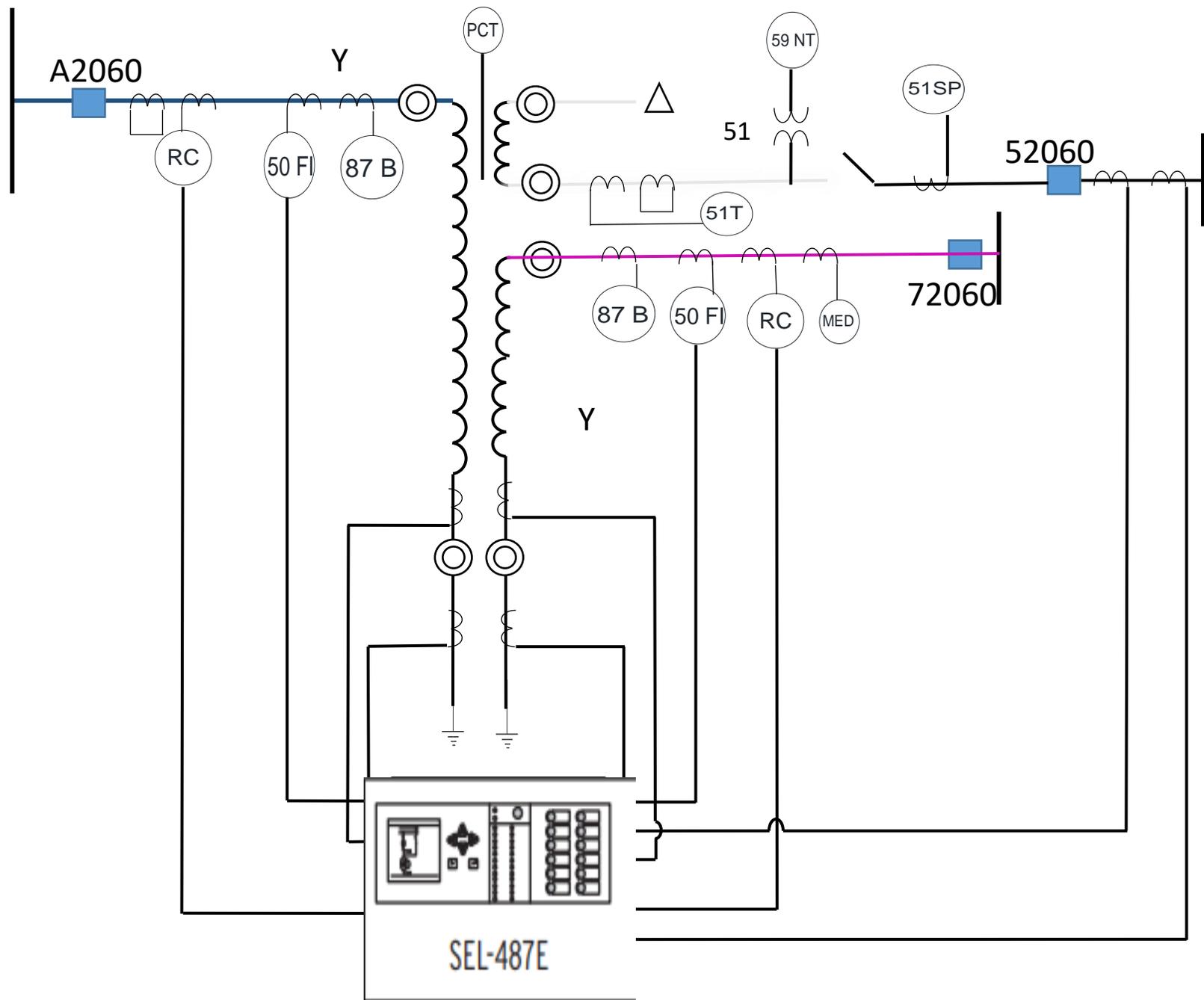


Figura 42. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ANG-T6

RESULTADOS:

La programación obtenida de la base de datos se transfirió al relé SEL-487E para la modernización del esquema de protecciones del transformador de potencia ANG-T6, teniendo un solo archivo SCD para los IED'S que permite unificar las señales en un solo relé, haciendo que se necesiten menos equipos, tendidos de cable y menos bases de datos para la protección adecuada de la subestación.

Los ajustes realizados al relé del transformador fueron los adecuados para configurar los parámetros a la base de datos.

CONCLUSIÓN:

Se pudo concluir que:

1. Que el cálculo de ajustes del corrientes del transformador fueron de vital importancia ya que las magnitudes que se establecieron tomaron en cuenta para una buena coordinación de protecciones para evitar falsos positivos o disparos inadecuados, asegurando así la calidad de transportación de la energía a la red nacional.
2. Los esquemas de protecciones son un reflejo fiel a lo existente en la subestación, es por esto que su actualización constate conforme a los nuevos equipos que se integran a la protección de la subestación eficiente el trabajo de los profesionistas de protección y medición para mantenerla en óptimas condiciones.
3. La integración del protocolo IEC-61850 aumenta la capacidad de comunicación entre diversos dispositivos, haciendo que las protecciones sean más versátiles debido a su interoperabilidad de dispositivos que constantemente están monitoreando la subestación.

Bibliografía

- [1] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 200. [En línea]. Available:
http://www.sener.gob.mx/res/1825/sector_electrico.pdf.
- [2] J. J. G. & W. d. S. Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, Mc Graw Hill, 1996.
- [3] REGLAS DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL..
- [4] M. M. ANGELES, «PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORE DE POTENCIA,» 2004.
- [5] S. I. LABORATORIES. [En línea].
- [6] R. B. GONZÁLEZ, «CÁLCULO DE AJUSTES Y PROGRAMACIÓN DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIGITAL PARA UN TRANSFORMADOR DE 230/23 KV,» 27 septiembre 2016. [En línea]. [Último acceso: 14 febrero 2018].
- [7] «[https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/487E,](https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/487E)» [En línea].
- [8] C. S. d. Transmisión, «Criterios de ajuste de protecciones de Transformadores y Autotransformadores .,» 2014.

ANEXOS

GLOSARIO:

AC.- Corriente Alterna.

ANSI.-American National Standards Institute.

Broadcast.-Comunicación de un punto a varios puntos.

Buffer.-Instrumento digital reservada para el almacenamiento temporal de información digital, mientras que está esperando ser procesada.

Carrier.-Canal, Bus.

CID.-Configured IDE Description.

DC.-Direct Current.

DNP.- Distributed Network Protocol.

Ethernet.-Estándar de redes de área local.

FOA1.- Enfriamiento por circulación forzada de aire, normalmente con un paquete de ventiladores.

FOA2.- Enfriamiento por circulación forzada de aire, con doble paquete de enfriamiento por ventiladores.

Gateways.-Puerta de Enlace.

GOOSE.-Generic Object Oriented Substation Event.

GPS.-Global Positioning System.

GSSE.-Generis Substation State Event.

ICCP.-Inter Control Center Protocol.

ICD.-IDE Capability Description.

IEC.-International Electrotechnical Commission.

IED.-Intelligent Electronic Device.

IHM.-Human Machine Interface.

ISO.-International Estándar Organization.

LAN.-Local Area Network.

Modbus.-Communications protocol used for automation applications.

Multicast.-Comunicación de un punto a todos los puntos.

OSI.-Open Systems Interconnection.

OA.-Inmerso en aceite, con circulación natural.

PCT.- Protecciones propias contenidas en el transformador (49T, 63T, 63P, 63PC y 63F).

PSP.- Protección de Servicios Propios.

PSV.- Protection SELOGIC variable

Router.-Enrutador, proporciona conectividad a nivel de red.

SCADA.-Supervisory Control And Data Acquisition.

SCD.-Substation Configuration Description.

Switches.-Instrumento para interrumpir la corriente.

TC.-Transformador de Corriente.

TCP/IP.-Descripción de protocolos de red.

TIC.- Tecnologías de Información y Comunicaciones.

TP.-Transformador de Potencia.

Unicast.-Comunicación punto a punto.

UTR.-Unit Terminal Remote.