



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**PROCESO DE ACTUALIZACIÓN DE SISTEMA DE PROTECCION EN
ALIMENTADOR DE 23 kV EN MINERA CANDELARIA**

Proyecto de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de
Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor guía: Sr. Juan Carlos Madrigal Lobos

Hernán Patricio Araya Arredondo
Nibaldo Arturo Olavarría Sandoval

Copiapó, Chile 2024

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todos aquellos los que me permitieron tener la posibilidad de crecer personal y profesionalmente. También, a todos los que siempre estuvieron en este camino de aprendizaje y que lograron hacerlo más grato, más fácil y con más oportunidades, las incontables veces que mi pareja me motivaba a continuar con este proceso luego de llegar de una jornada de trabajo, también a mis padres, hermana que también sin el apoyo de cada uno de los antes nombrados no lo hubiese podido lograr.

Esperando que este largo camino de aprendizaje jamás termine y, asimismo, que las personas que guían mi camino continúen conmigo en los mejores y peores momentos como lo han hecho hasta ahora.

A Nibaldo, le agradezco y le doy las gracias por las largas jornadas de estudios en las cuales ambos nos motivábamos a continuar porque sabíamos que este proceso llegaría a su fin y todos los esfuerzos realizados tendrían su recompensa.

Hernán Araya Arredondo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre que está en el cielo por estar conmigo y guiar siempre mi camino por la dirección correcta, y poder lograr lo que ella quería como madre para mí.

En los pequeños logros que he tenido tanto en lo profesional, educacional y como persona, de principio a fin, estuviste siempre presente, apoyándome y creyendo en mí. Gracias Mami Lucy y gracias a mi familia mis hijos, mi señora ellos también se han sacrificado en este gran proceso, dejando los momentos de familia de lado.

Mis hijos que a pesar de ser pequeños y otros adolescentes mantenían silencio en nuestro hogar para que yo pudiera concentrarme y estudiar, muchas veces no lo he dicho, pero sin el apoyo de ellos habría sido más difícil lograrlo y que esto es de todos nosotros el Clan Olavarría como nos llamamos y que son la razón que me alimenta a esforzarme día a día y en el futuro comprenderán todo lo que esto significo para mí. Gracias Mabel, Alexander, Maite, William y Emma.

A Hernán, le agradezco por esas horas de estudios y el sacrificio que hizo en conjunto conmigo, por siempre apoyarme y alegrarse así tanto como yo por cada etapa que fuimos superando juntos y que ahora se ve reflejado en nuestro Proyecto de Título.

Nibaldo Olavarría Sandoval

ÍNDICE

CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes de la Empresa	1
1.2 Descripción general del sistema eléctrico de mina Candelaria	3
1.3 Objetivo General	5
1.4 Objetivos Específicos	5
1.5 Metodología de trabajo	5
1.6 Resumen de capítulos	6
CAPITULO II	7
MARCO TEORICO	7
2.1 Definiciones generales	7
2.1.1 Características de un sistema de protección eléctrico	7
2.1.2 Relé	8
2.1.3 Relé de Protección	9
2.1.4 ANSI	10
2.1.5 Códigos numéricos ANSI	10
2.1.6 Esquema de protecciones	11
2.2 Pliegos Técnicos normativos que aplican en la migración de protecciones	12
2.2.1 RIC N° 02 Materia: tableros eléctricos	12
2.2.2 RIC N° 04 Materia: Conductores, materiales y sistemas de canalización	12
2.2.3 RIC N° 05 Materia: Medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas.	12
2.2.4 RIC N °11 Materia: Instalaciones especiales.	15
2.2.5 RIC N °13 Materia: Subestaciones y salas eléctricas.	15
2.2.6 RIC N °17. Materia: Operación y mantenimiento.	16
2.2.7 RIC N°06. Puesta a Tierra y Enlace Equipotencial.	16

CAPITULO III	17
SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRONICAS ACTUAL	17
3.1 Relé de sobreintensidad basado en microprocesador	17
3.2 Micro-51	18
3.2.1 Ajustes para Micro-51	18
3.3 Sistema de protección existente para fallas a tierra	20
3.3.1 Ajustes para GR-5	21
3.4 Análisis de esquema actual	21
3.4.1 Plano actual para protecciones análogas	22
CAPITULO IV	27
ACTUALIZACIÓN DE PROTECCIONES	27
4.1 Nuevo Sistema de Protecciones	27
4.1.1 REF615	28
4.2 Medidor Digital ION 7400	29
4.2.1 Funciones de la central de medida	30
4.2.2 Configuración básica	31
4.2.4 Configuración del medidor	31
4.2.5 Modo tensión	32
4.2.6 Configuración TT/TI	32
4.2.7 Central de medida y montaje en panel	32
4.3 Diseño de migración de Relé electrónico a Relé digital	33
4.3.1 Análisis de circuito del nuevo sistema de protecciones	34
4.3.2 Diseño del nuevo esquema de protecciones	36
4.3.3 Construcción de puerta	38
4.4 Cálculo de conductores	39
4.5 Configuración de protecciones	41
4.5.1 Compuertas lógicas	43
4.5.1.1 Compuerta lógica OR	43
4.5.1.2 Compuerta lógica NOT	44
4.5.2 Configuración de entradas.	44

4.5.2.1 Bloque CBXCBR	45
4.5.2.2 Bloque DCSXSWI	45
4.5.2.3 Bloque de control	46
4.5.2.4 Bloque TRPPTRC	47
4.5.2.5 Bloque RDRE	48
4.5.3 Salidas digitales	47
4.6 Homologación de ajustes	50
4.7 Pruebas de protección	52
4.8 Cambio de sistema actual	56
4.8.1 Aislar energía de control (CC)	56
4.8.2 Cortocircuito de transformadores de corrientes TC's	57
4.8.3 Corte de cables de alambrado actual	58
4.8.4 Retiro de puerta	59
4.8.5 Instalación de nueva puerta y alambrado	60
4.9 Pruebas de control y operación	61
4.10 Descarga de eventos desde los equipos actualmente instalados	62
4.11 Descarga de eventos desde un equipo digital	63
4.12 Análisis de una falla real	64
4.13 Informe de evento descargado desde la protección digital	66
CAPITULO V	69
EVALUACIÓN ECONOMICA	69
5.1 Consideraciones Generales	69
5.2 Evaluación del Proyecto	70
5.3 Análisis de Costo, Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno.	75
5.3.1 Análisis de costo.	75
5.3.2 Valor Actual Neto (VAN)	76
5.3.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).	77
5.4 Sensibilidad	78

CAPÍTULO VI	79
CONCLUSIONES	79

INDICE DE FIGURAS

Figura N° 1.1: Ubicación de operaciones de Lundin Mining	1
Figura N° 1.2: Dotación actual de trabajadores en minera candelaria..	2
Figura N° 1.3: Transformador de potencia. ..	3
Figura N° 1.4: Esquema en AT y MT, Minera Candelaria.	4
Figura N° 2.1: Componentes internos de un Relé..	9
Figura N° 2.2: Relé de protección térmico marca Schneider Electric.	10
Figura N° 2.3: Ejemplo de esquema de protecciones con norma ANSI.	11
Figura N° 2.4: Efectos de la corriente sobre el cuerpo humano..	13
Figura N° 2.5: Protector Diferencial monofásico.	14
Figura N° 2.6: Protector Termomagnético monofásico.	15
Figura N° 3.1: Relé de sobreintensidad análogo.	17
Figura N° 3.2: Relé de protección análogo para fallas a tierra.	2
Figura N° 3.3: Equipos de protección análogos en funcionamiento..	22
Figura N° 3.4: Plano de circuito para bajo nivel de gas aislante SF6.	23
Figura N° 3.5: Diagrama de alambrado de puerta existente.	24
Figura N° 3.6: Plano para apertura de protecciones 50, 51 y 51G.	26
Figura N° 4.1: Relé de protección REF615.	28
Figura N° 4.2: ION 7400..	29
Figura N° 4.3: Valores predeterminados de configuración básica. .	31
Figura N° 4.4: Parámetros en modo tensión.	32
Figura N° 4.5: parámetros configuración TT/TI.	33
Figura N° 4.6: Central de medida y montaje en panel.	34
Figura N° 4.7: Plano Migración.	35
Figura N° 4.8: Diseño final de alambrado para puerta.	37
Figura N° 4.9: Proceso de construcción de nueva puerta.	38
Figura N° 4.10: Valores de “K” para conductores.	40
Figura N° 4.11: Cableado y etiquetado de nueva puerta..	41
Figura N° 4.12: Diseño final luego de armado.	41
Figura N° 4.13: Configuración de las entradas.	43

Figura N° 4.14: Compuerta lógica OR	44
Figura N° 4.15: Compuerta lógica NOT.	44
Figura N° 4.16: Bloque CBXCBR.	45
Figura N° 4.17: Bloque DCSXSWI.	46
Figura N° 4.18 Bloque de control	46
Figura N° 4.19: Bloque TRPPTRC.	47
Figura N° 4.20: Módulo RDRE.	48
Figura N° 4.21: Salidas digitales.	49
Figura N° 4.22: Homologación de ajustes incompatible.	50
Figura N° 4.23: Curva de homologación de ajustes incompatible.	51
Figura N° 4.24: Homologación de ajustes compatible.	52
Figura N° 4.25: Comprobación de homologación.	53
Figura N° 4.26: Pruebas de protección.	54
Figura N° 4.27: Prueba de protección Micro 51.	55
Figura N° 4.28: Prueba de protección REF615.	56
Figura N° 4.29: Desenergización de circuito de control.	57
Figura N° 4.30: Descarga de energía de TC's.	57
Figura N° 4.31: Retiro de alambrado existente.	58
Figura N° 4.32: Retiro de soporte de puerta.	59
Figura N° 4.33: Instalación de nueva puerta.	60
Figura N° 4.34: Definición de diseño de pantalla.	61
Figura N° 4.35: Luz indicadora de falla debido a corriente.	62
Figura N° 4.36: Luz indicadora de falla a tierra.	63
Figura N° 4.37: Registro de fallas históricas a través del Software PI visión.	64
Figura N° 4.38: Gráfica de alimentador	64
Figura N° 4.39: Gráfica con una falla de 4 horas.	65
Figura N° 4.40: Informe de falla de REF 615.	66
Figura N° 4.41: Diagrama binario el cual indica el tipo de falla.	67
Figura N° 4.42: Diagrama de vector de corrientes y voltajes	68
Figura N° 5.1: Cálculo de ahorro en la producción.	72
Figura N° 5.2: Gráfico de tiempo de detención por falla de sobrecorriente.	73

Figura N° 5.3: Gráfico de tiempo de detención por una falla de sobrecorriente.	73
Figura N° 5.4: Gráfico de costo de detención por una falla a tierra.	74
Figura N° 5.5: Gráfica con una falla de 4 horas.	74

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 3.1: Componentes de alambrados de puerta.	25
Tabla N° 4.1: Componentes de nuevo sistema.	36
Tabla N° 4.2: Asignación de entradas.	43
Tabla N° 4.3: Resultados de pruebas.	57
Tabla N° 5.1: Costos estimados.	71
Tabla N° 5.2: Estructura de costos.	77

RESUMEN

Este proyecto de titulación tiene como objetivo principal, realizar la actualización del sistema de protecciones de la alimentación en 23 kV del molino SAG 1 de minera Candelaria, la cual se encuentra ubicada en la tercera región de Chile, comuna de Tierra Amarilla. Actualmente el sistema de protecciones que cuenta el molino SAG es totalmente análogo y uno de los principales factores por la que se realizara la migración es porque no se puede obtener los registros cuando ocurre alguna falla, de este modo es imposible realizar algún pronóstico certero en el cual se encuentre el motivo de la falla, y de este modo realizar las mejoras correspondientes para no volver a incurrir en el mismo problema en el futuro. El nuevo sistema de protecciones que se implementara será un gran paso para la modernización del sistema eléctrico, el relé de protecciones digitales que se utilizará será el ABB REF 615, debido a la gran cantidad de prestaciones que cuenta este relé, en las que destaca la protección diferencial con detección de arco eléctrico, sensores de baja potencia, además de contar con el software PCM600 el cual entrega un detallado informe con oscilografías cuando ocurren eventos no deseados, esto será de suma importancia para disminuir los tiempos de detención del molino SAG, aumentando así la tasa de procesamiento de mineral. Debido a lo antes mencionado, se puede concluir que la actualización del sistema de protecciones llevará a la mejora en la tasa de procesamiento de mineral, además de poder predecir ciertos tipos de fallas en la cual se lograrán disminuir los tiempos de detención en todos los equipos que dependen del suministro eléctrico para su funcionamiento. También se realizará un análisis económico en el cual se podrá verificar el aumento en los niveles de producción debido al aumento en la rapidez de respuesta que se tendrá ante fallas de tipo eléctricas.

ELECTRICIDAD - PROTECCIONES ELÉCTRICAS

ABSTRACT

The main objective of this titling project is to update the 23 kV power protection system of the SAG 1 mill of Minera Candelaria, which is located in the third region of Chile, in the commune of Tierra Amarilla. Currently the protection system that the SAG mill has is totally analogous and one of the main factors why the migration will be carried out is because it is not possible to obtain the records when a failure occurs, in this way it is impossible to make any accurate forecast in which the reason for the failure is found. and thus make the corresponding improvements so as not to incur the same problem again in the future. The new protection system that will be implemented will be a great step for the modernization of the electrical system, the digital protection relay that will be used will be the ABB REF 615, due to the large number of features that this relay has, in which the differential protection with arc flash detection, low power sensors, in addition to having the PCM600 software which delivers a detailed report when failures occur, this will be of utmost importance to reduce the downtime of the SAG mill, thus increasing the ore processing rate. Due to the above, it can be concluded that the update of the protection system will lead to an improvement in the ore processing rate, in addition to being able to predict certain types of failures in which it will be possible to reduce the downtime in all the equipment that depends on the electricity supply for its operation. An economic analysis will also be carried out in which it will be possible to verify the increase in production levels due to the increase in the speed of response that will be had in the event of electrical failures.

ELECTRICITY - ELECTRICAL PROTECTIONS

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes de la Empresa

Minera candelaria actualmente se encuentra conformado por Lundin Mining quien en 2014 realizó la compra por el 80 % de la empresa y el restante 20 % le corresponde a el grupo Sumitomo.

Ubicada en la región de Atacama Chile, Minera Candelaria se encuentra a una altura aproximada de 650 m sobre el nivel del mar y a 20 km de la capital regional Copiapó (ver la figura N° 1.1).



Figura N° 1.1: Ubicación de operaciones de Lundin Mining.

Fuente: <https://lundinmining.com/>

La operación de Candelaria es a cielo abierto y además subterránea, las cuales proporcionan 75,000 toneladas por día (tpd) además se procesan en una planta que se encuentra en la misma faena, mientras que ojos del salado cuenta con dos minas subterráneas, estas son mina Santos y mina Alcaparrosa, la planta de procesamiento Pedro Aguirre Cerda o más conocida como PAC recibe 3800 tpd provenientes de la mina Santos, mientras que el material que se extrae desde la mina Alcaparrosa se procesa en la planta de Candelaria, el complejo minero de Candelaria operará con una tasa de aproximadamente 205,000 tpd durante los próximos 23 años.

Son alrededor de 7.000 personas entre trabajadores propios y de empresas colaboradoras las que se desempeñan en el Distrito Candelaria, cabe destacar que más del 90% de su dotación directa reside en la región de Atacama, de esta manera Minera Candelaria logra ser una gran e importante fuente de empleo para la comunidad local y el desarrollo de sus habitantes. A continuación, se mostrará como se compone su dotación en el año 2023 (ver la figura N°1.2).



Figura N° 1.2: Dotación actual de trabajadores en minera candelaria.

Fuente: <https://lundinmining.com/>

1.2 Descripción general del sistema eléctrico de mina Candelaria

Minera Candelaria consta de un consumo promedio de 100 MW, la clasificación obedece a una subestación convencional reductora, que baja la tensión de entrada en 220 kV (AT), a través de 3 transformadores de 83 MVA. Quedando en una tensión de 23 kV (MT), que entran a 3 barras que pueden acoplarse entre sí, a continuación, se dejará una imagen de un transformador de potencia (ver la figura N° 1.3).



Figura N° 1.3: Transformador de potencia.

Fuente: transformador de potencia - Búsqueda Imágenes (bing.com)

Las barras en MT derivan en 24 cabinas, las cuales alimentan todo el consumo, tanto interno como externo, exceptuando Puerto Punta Padrones y Bodega, que son alimentadas en otro nivel de tensión y desde otro alimentador, independiente de Candelaria.

El funcionamiento habitual de este sistema es a través de 2 transformadores en servicio y 1 transformador de reserva. 1 de los 2 transformadores en servicio, alimenta la barra 1 que contiene 14 alimentadores. El 2º transformador alimenta la barra 2 que contiene 10 alimentadores (ver la figura N° 1.4).

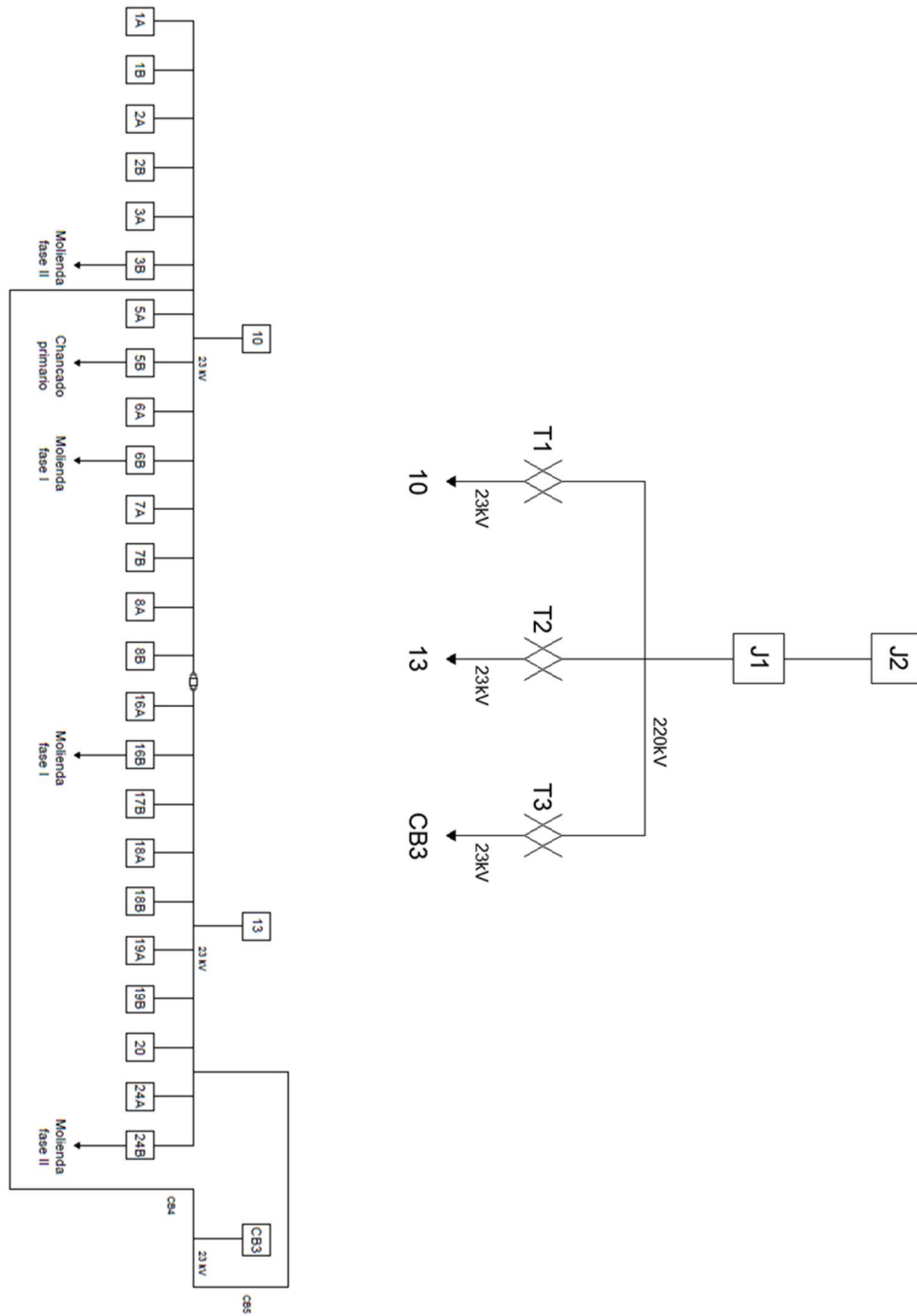


Figura N° 1.4: Esquema en AT y MT, Minera Candelaria.

Fuente: Elaboración Propia.

1.3 Objetivo General

Actualizar las protecciones en sistema 23 kV del Molino SAG 1 Minera Candelaria para disminución de fallas en base a las nuevas tecnologías de funcionamiento y operación de los actuales dispositivos de protección.

1.4 Objetivos Específicos

- ✚ Realizar una descripción del sistema actual de protecciones alimentador 23kV, identificando sus componentes claves y su funcionamiento.
- ✚ Implementar la actualización del sistema de protecciones alimentador 23kV, migrando de tecnología análoga a digital, mejorando su eficiencia y precisión.
- ✚ Evaluar los diagnósticos generados por los equipos de protección en caso de eventos no deseados, para identificar áreas de mejora en el sistema actualizado.
- ✚ Analizar los resultados obtenidos tras la actualización del sistema de protección, comparando su desempeño con el sistema anterior y determinando los beneficios y mejoras logradas.

1.5 Metodología de trabajo

- ✚ Hacer un análisis de los diferentes equipos existentes que permitan mantener una brecha extensa entre la migración y la obsolescencia de este.
- ✚ Verificar técnicamente los requisitos necesarios para realizar este cambio.
- ✚ Existiendo el análisis previo, diseñar en plano, el nuevo esquema de control, adaptando niveles de tensión y condiciones para maniobras de apertura y cierre.
- ✚ Proceder con la instalación de nuevo relé y componentes que conformarán el esquema de control.
- ✚ Homologar ajustes desde relés electrónicos hacia relé digital.
- ✚ Realizar pruebas de control e inyección de corriente para verificar correcto ajuste y operación sobre el interruptor.
- ✚ Verificar informe que entrega relé al simular fallas.

1.6 Resumen de capítulos

En el capítulo II: Marco Teórico, se entregará toda la información general con respecto a los sistemas de protecciones, dispositivos eléctricos, las normas y códigos por las cuales se rigen los sistemas de protecciones, además de informar sobre que pliegos técnicos serán los que se verán involucrados en la actualización de protecciones.

En el capítulo III: Estudiar el sistema de protecciones existente, será posible conocer las protecciones existentes, sus equipos y componentes, sus ajustes que pueden tener estas protecciones y la función que cumplen en el sistema de protecciones análogo. También se mostrarán los planos actuales del sistema análogo.

En el capítulo IV: Proceso de migración, estará el proceso de cambio del sistema de protecciones, en la cual se incluirá información de los nuevos equipos a utilizar, sus configuraciones, parámetros, también se conocerán los nuevos planos para el nuevo sistema, la homologación de ajustes y se realizarán pruebas de calibración del REF615 para comprobar su efectividad. Análisis de los equipos involucrados, en el cual se visualizarán las fallas reales a través del programa PI visión.

En el capítulo V: En este capítulo en el cual se analizarán los resultados obtenidos con el cambio de protecciones, los costos de la inversión realizada para el cambio del sistema de protecciones, el análisis de costos se realizará en base al molino SAG, se comparan los datos obtenidos con las detenciones ocurridas debido a la operación de las protecciones análogas como también se incluirán los resultados obtenidos con las nuevas protecciones digitales, para así comparar cual es más efectiva y con cual se generarán menores detenciones del molino lo que significará una continuidad operacional más segura.

En el capítulo VI: conclusiones, serán contenidos los análisis de resultados, confirmando que el sistema de protecciones digital cumple con la propuesta inicial, además de cumplir con los nuevos estándares de los RIC, de esta forma se dará por concretado el cambio del sistema de protecciones análogo por uno digital.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Definiciones generales

El sistema utilizado en este proyecto tiene conceptos que permitirán una mejor interpretación de este.

2.1.1 Características de un sistema de protección eléctrico

Es conocido que los sistemas de protección deben contar con ciertas características que permiten satisfacer las necesidades de la demanda además de cumplir con las metas operacionales y de producción estas son:

🚧 **Sistema de protecciones eléctricas:** Un sistema de protecciones eléctricas, es el conjunto de elementos y equipos que realizan una apertura de circuitos, con el fin de salvaguardar la integridad tanto de las personas como de los equipos que conforman el sistema eléctrico en el cual se encuentran instalados, existen diferentes tipos de protecciones eléctricas, como por ejemplo están las dedicadas a proteger la vida de las personas, estos se conocen como interruptores diferenciales, las cuales al detectar una diferencia de potencial realizan la apertura del circuito, también está el interruptor termomagnético, el cual se encarga de proteger los cables o conductores eléctricos contra sobrecargas, estos actúan mediante la temperatura generada por la corriente, existen de muchos formatos los cuales estarán definidos por las corrientes nominales a las que se les permita trabajar.

🚧 **Sensibilidad:** La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son.

🚧 **Selectividad:** La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los interruptores automáticos que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla.

🚧 **Rapidez:** Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos.

🚧 **Fiabilidad:** Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

Todas estas características le dan robustez al sistema eléctrico, pero cuando ocurre un evento, si el sistema de protección no cuenta con elementos que permitan el registro de falla, no es posible dar un diagnóstico del evento y en algunos casos se está incumpliendo con normativa impuesta por el CEN (coordinador eléctrico nacional).

2.1.2 Relé

Un relé, o relevador, es un componente eléctrico que permite abrir o cerrar un circuito en función de una bobina y un electroimán. Este dispositivo permite cerrar y abrir circuitos eléctricos, que pueden ser dependientes o independientes entre sí, para generar movimientos/funciones. (ver la figura N° 2.1).

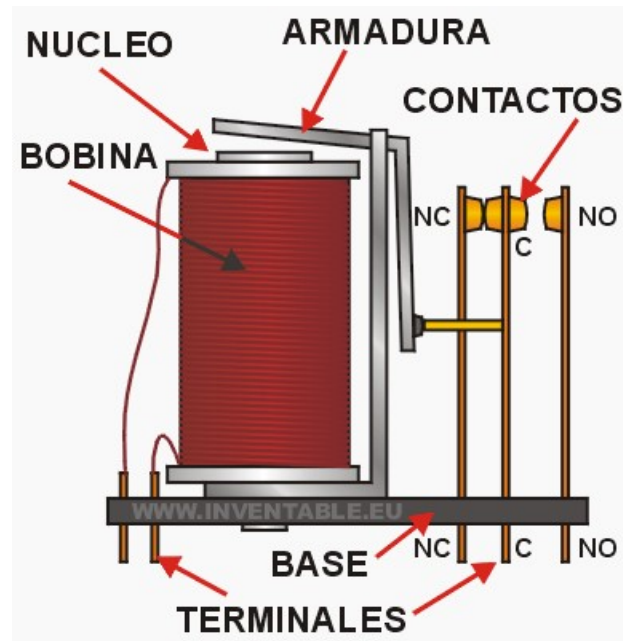


Figura N° 2.1: Componentes internos de un Relé.

Fuente: relé o relevador - Búsqueda Imágenes (bing.com)

2.1.3 Relé de Protección

Un relé de protección es un dispositivo eléctrico utilizado para proteger los circuitos o equipos de condiciones eléctricas indeseables, cortando la alimentación cuando se detecta un fallo.

El relé de protección difiere de relés de conmutación estándar, ya que sólo se activará cuando se someta a los parámetros de entrada muy estrechamente definidos.

Debido a la siempre presente posibilidad de accidentes, las instalaciones eléctricas en general están bien protegidas con instrumentos y órganos limitadores que advierten de problemas inminentes o previenen una eventual escalada a un punto donde se producen pérdidas, lesiones o daños a equipos (ver la figura N° 2.2).

Schneider
Electric



Figura N° 2.2: Relé de protección térmico marca Schneider Electric.

Fuente: Relé de protección térmico - Búsqueda Imágenes (bing.com)

2.1.4 ANSI

Instituto nacional americano de estandarización, es una organización que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas.

2.1.5 Códigos numéricos ANSI

Dentro de las normas que rige ANSI, que permiten saber los elementos que componen un esquema de protección existen números que permiten identificar las funciones de cada elemento en el esquema de protección.

Los dispositivos nombrados a continuación no representan todos los existentes, solo los utilizados en este proyecto, estos son:

✚ **50, Relevador instantáneo de sobrecorriente:** Funciona instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente.

✚ **51, Relevador de sobrecorriente de tiempo:** Contiene una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de C.A. sobrepasa un valor dado.

✚ **46, Relevador de intensidad para equilibrio o inversión de fases:** Funciona cuando las corrientes polifásicas están invertidas, desequilibradas o contienen componentes de secuencia negativa.

2.1.6 Esquema de protecciones

Aquí se muestra un transformador de potencia donde se obtienen las señales de tensión y un transformador de corriente que envía la carga que circula al relé de protección, el cual según su configuración disparará sobre el 52 (interruptor), si sobrepasa los límites en los que está seteado, podría ser una sobre o baja tensión o una corriente que pase por tierra, de esta manera se protegen los equipos, el cableado y se evita un daño mayor a las instalaciones (ver la figura N° 2.3).

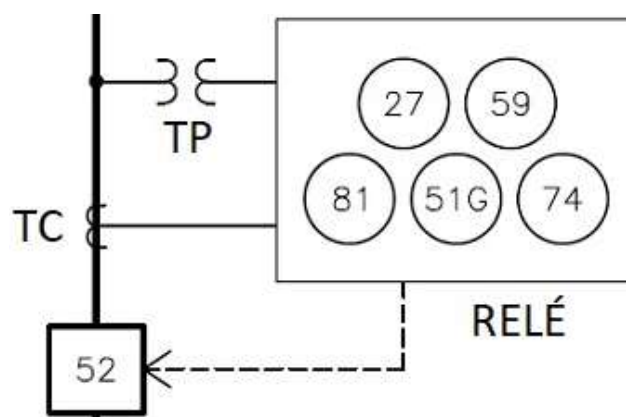


Figura N° 2.3: Ejemplo de esquema de protecciones con norma ANSI.

Fuente: Números ANSI para dispositivos de protección (google.com)

2.2 Pliegos Técnicos normativos que aplican en la migración de protecciones

2.2.1 RIC N° 02. Materia: tableros eléctricos

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los tableros eléctricos en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

2.2.2 RIC N° 04. Materia: Conductores, materiales y sistemas de canalización

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los conductores, los materiales y los sistemas de canalización a utilizar en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

2.2.3 RIC N° 05. Materia: Medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas

Las normas técnicas a las que se hace referencia a continuación son parte integrante del presente pliego técnico y solo deben ser aplicadas en los puntos en los cuales son citadas, a continuación, se mostrara una imagen que hace referencia a las consecuencias del paso de la corriente eléctrica al pasar por el cuerpo humano (ver la figura N° 2.4).

En esta imagen muestra que aun nivel de 0,5 mA ahí una cierta percepción en el cuerpo, entre 5 y 10 mA malestar o dolor, sobre los 30mA contracciones musculares y en el nivel 4 sobre los 500 mA posibles efectos irreversibles.

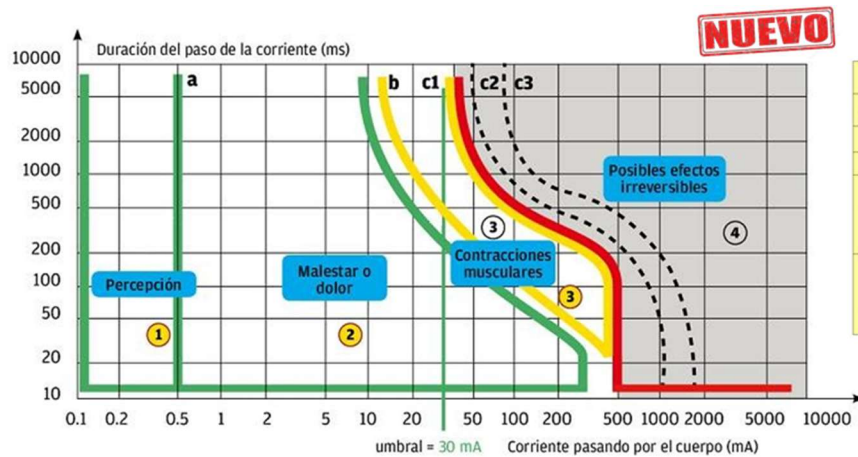


Figura N° 2.4: Efectos de la corriente sobre el cuerpo humano.

Fuente: Consecuencia del paso de la corriente por el cuerpo - Búsqueda Imágenes (bing.com)

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, un grado de protección IP2X. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán medidas adicionales para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas. Además, se deberá señalar, mediante una advertencia de peligro.

La utilización de los protectores diferenciales no constituye por sí mismo una medida de protección completa y requiere el empleo adicional de al menos una de las medidas de protección, El empleo de protectores diferenciales, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento (sensibilidad) sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios (ver la figura N° 2.5).



Figura N° 2.5: Protector Diferencial monofásico

Fuente: Protector diferencial monofasico. - Búsqueda Imágenes (bing.com)

En los sistemas de protección clase A, se trata de tomar medidas destinadas a suprimir el riesgo haciendo que los contactos no sean peligrosos, o bien impidiendo los contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores entre los cuales puedan aparecer tensiones peligrosas.

El corte automático de la alimentación está destinado a impedir que una tensión de contacto se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo, En los sistemas de protección clase B, se exige la puesta a tierra o puesta a neutro de las carcasas metálicas, asociando ésta a un dispositivo de corte automático de la alimentación que produzca la desconexión de la parte de la instalación fallada (ver la figura N°2.6).



Figura N° 2.6: Protector Termomagnético monofásico

Fuente: Protector termomagnético monofásico. - Búsqueda Imágenes (bing.com)

2.2.4 RIC N °11. Materia: Instalaciones especiales

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad y de operación que deben cumplir las instalaciones de consumo de energía eléctrica especiales del país.

2.2.5 RIC N °13. Materia: Subestaciones y salas eléctricas

El objetivo del presente pliego técnico es establecer las condiciones y exigencias para el diseño, la instalación, la operación, el mantenimiento, la inspección y la verificación de las subestaciones y salas eléctricas de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país. Estas condiciones y exigencias están destinadas a garantizar la seguridad de las personas, los animales y los bienes frente a los peligros y los daños susceptibles de producirse durante un uso razonable de este tipo de instalaciones eléctricas y a garantizar el funcionamiento correcto de sus equipos.

2.2.6 RIC N °17. Materia: Operación y mantenimiento

Este pliego técnico tiene por objetivo fijar los requisitos mínimos para la intervención y la verificación de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país, sean éstas de baja o de media tensión, con el fin de salvaguardar a las personas que las operan o hacen uso de ellas. Por intervención se define a todas aquellas actividades que se desarrollan tanto para la operación del sistema eléctrico, como también para el mantenimiento de este, de acuerdo con las exigencias o requisitos de seguridad que rigen en el ámbito de las instalaciones de consumo de electricidad.

2.2.7 RIC N°06.Materia: Puesta a Tierra y Enlace Equipotencial

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de puesta a tierra, protección contra rayos y enlaces equipotenciales en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

Las puestas a tierra de servicio deben ser diseñadas de forma que aseguren el funcionamiento correcto de los equipos y de la instalación. El diseño deberá garantizar que, en el caso de circulación de una corriente de falla permanente la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 V y el valor resultante de la puesta a tierra de servicio no debe superar los 20 Ohm.

CAPITULO III

SISTEMA ACTUAL DE PROTECCIONES ELECTRONICAS

El sistema de protecciones análogo que se encuentra instalado contaba con variados equipos, los que juntos conformaban un sistema en el cual se podían ajustar ciertos tipos de parámetros, pero debido a las nuevas normas y las recientes actualizaciones en la normativa eléctrica ha llevado a la necesidad de modernizar el sistema con el que se contaba, a continuación, se detallará y explicarán los diferentes equipos que se encontraban instalados.

3.1 Relé de sobreintensidad basado en microprocesador

Los relés monofásicos de sobreintensidad basados en microprocesador de las series Micro-51 y Micro-51/FT, proporcionan protección de sobreintensidad fase-fase o fase-tierra para prácticamente cualquier tipo de circuito de carga. Ocho curvas características de tiempo sobre corriente incorporadas y amplios rangos de tomas con resolución de ajuste, que permiten una gran flexibilidad en la aplicación del relé, (ver la figura N° 3.1).



Figura N° 3.1: Relé de sobreintensidad análogo

Fuente: Imagen propia.

3.2 Micro-51

Con rangos de tomas de 1,5 a 12 [A] y de 0,3 a 2,4 [A]. El Micro-51 es adecuado para aplicaciones que emplean TC's de 5 [A] y, en muchos casos, también con TC's de 1 [A].

El relé de la serie 446S, Tipo Micro-51 lleva incorporadas ocho familias diferentes de curvas de tiempo- corriente: Inversa, Muy Inversa, Extremadamente Inversa, Tiempo Definido, Tiempo Corto, Tiempo Largo Inverso, Tiempo Largo Muy Inverso, Tiempo Largo Extremadamente Inverso.


La mayoría de los ajustes del usuario se encuentran en el panel frontal detrás de una cubierta transparente. Los indicadores de objetivo también están montados en el panel frontal y se reajustan mediante un conjunto de operación magnética que se extiende a través de la cubierta.


3.2.1 Ajustes para Micro-51


Corriente pickup (51): El ajuste de corriente de operación se realiza seleccionando una combinación de DIP switch. El tiempo de captación puede ajustarse de 1.5 a 12 [A], en pasos de 0.25 [A] (unidades de rango alto), o 0.3 a 2.4 [A] en pasos 0.05 [A] (unidades de rango bajo). El ajuste es la suma del valor de los interruptores colocados en la posición "ON" o "arriba".

Curva de tiempo: La curva de tiempo se selecciona mediante el interruptor de selección giratorio situado en el lado derecho del panel. Los códigos para la selección de la curva de tiempo son:

 0 = Extremadamente Inverso.

 1 = muy inverso.

 2 = Inverso.

 3 = Tiempo corto.

- 4 = Tiempo definido.
- 5 = Mucho tiempo, extremadamente inverso.
- 6 = Tiempo largo, muy inverso.
- 7 = Tiempo largo, inverso.

Marca el tiempo: El ajuste de tiempo se realiza seleccionando una combinación de DIP switch. El dial de tiempo puede ajustarse de a 1 en 10, en pasos de 0.1. El ajuste es la suma del valor de los interruptores colocados en la posición “ON” o “arriba”.

Corriente instantánea (50): El ajuste de corriente de operación instantánea, se realiza seleccionando una combinación de DIP switch. La captación puede ajustarse de 1 a 20 múltiplos de ajuste, en pasos de 0,1. El ajuste es la suma de los interruptores colocados en la posición “ON” o “arriba”.

Desactivación del elemento instantáneo: Si todos los interruptores de captación instantánea están en la posición “off”, el elemento instantáneo está desactivado y no funcionará. Un ajuste mayor que cero, pero menor que 1,0 se ajustará por defecto a 1,0 múltiplos ya que el equipo no tiene otro rango inferior para realizar estos ajustes.

Selector de frecuencia de funcionamiento: Se proporciona un enlace interno para ajustar el relé a la frecuencia del sistema. Sacar el relé de su caja e inspeccionar el tablero de circuitos impresos para ver la posición correcta de este enlace antes de poner el relé en servicio.

3.3 Sistema de protección existente para fallas a tierra

Relé ABB, modelo GR5: Los sistemas de relés de fallo a tierra proporcionan una protección rápida y sensible contra los fallos en los sistemas de distribución eléctrica conectados a tierra. El sistema consta de un transformador de corriente de diseño especial, denominado sensor de tierra, y un relé de estado sólido.

El sensor rodea todos los conductores de fase y el neutro si está presente, y proporciona una señal de salida al relé cuando se produce un fallo en el circuito. El relé de tierra acciona el dispositivo de disparo, también puede utilizarse para iniciar una alarma en sistemas en los que no se desea un disparo. En algunas aplicaciones, el sensor puede montarse en la conexión de neutro a tierra.

El sensor de corriente consiste en un núcleo bobinado de pequeña sección transversal con un bobinado secundario uniformemente distribuido, las unidades de núcleo sólido tienen todo el conjunto fundido en epoxi. Las unidades de núcleo dividido son separables para facilitar la instalación sobre los cables y el bus existente (ver la figura N° 3.2).



Figura N° 3.2: Relé de protección análogo para fallas a tierra.

Fuente: Imagen Propia.

3.3.1 Ajustes para GR-5

El análisis se realiza para lograr la selectividad y velocidad en el aislamiento de la falla que podría aparecer en cualquier momento en un sistema. La protección más cercana a la falla debe actuar antes que cualquier otra y aislar o separar antes de que pueda causar daños y pérdidas a cualquier componente del sistema eléctrico.

Los componentes del sistema de protecciones tienen los objetivos básicos de protección de corriente a tierra para una adecuada implementación de protecciones que en este caso serán los siguientes:

✚ **Corriente primaria de disparo:** Se trata de un conmutador que selecciona la corriente de funcionamiento que llega desde los transformadores de corriente instalados en los cables de salida hacia la carga, el dial se calibra en función de la corriente de defecto a tierra en el sistema primario, ver la sección de calibración 3.2 Micro 51 para un listado de los pasos discretos proporcionados por este dial.

✚ **Curva de Tiempo:** Este interruptor selecciona el tiempo de funcionamiento del relé, el relé tiene una curva característica de tiempo definido.

Nota: Los ajustes de los relés suelen determinarse como parte de un estudio de coordinación del sistema, cuando se protegen cargas individuales, como un motor, suelen ser deseables los ajustes mínimos, pero no siempre se pueden conseguir, las características de la carga, como la irrupción, y el recorrido de los cables o barras colectoras a través del sensor pueden requerir ajustes más altos para evitar operaciones molestas en la energización.

3.4 Análisis de esquema actual

Se verifica el funcionamiento del equipo actual, tanto en control como su sistema de protección. Se detectan los tipos de corriente (CA/CC), que están presentes en el circuito y los elementos que lo componen (ver la figura N° 3.3).



Figura N° 3.3: Equipos de protección análogos en funcionamiento

Fuente: Imagen Propia.

Nota: El medidor de energía ABB E1B-2E se encuentra discontinuado y no se encuentra información ni manuales de este.

3.4.1 Plano actual para protecciones análogas

Para realizar el diseño se verifica en plano actual, las vías de cierre y apertura, además de la carga de motor y las condiciones de disparo en caso de bajo nivel de gas aislante SF6, a continuación, se muestra un circuito típico para carga de motor, circuito de cierre de interruptor y encendido de luz piloto “verde”, estado abierto, (ver la figura N° 3.4).

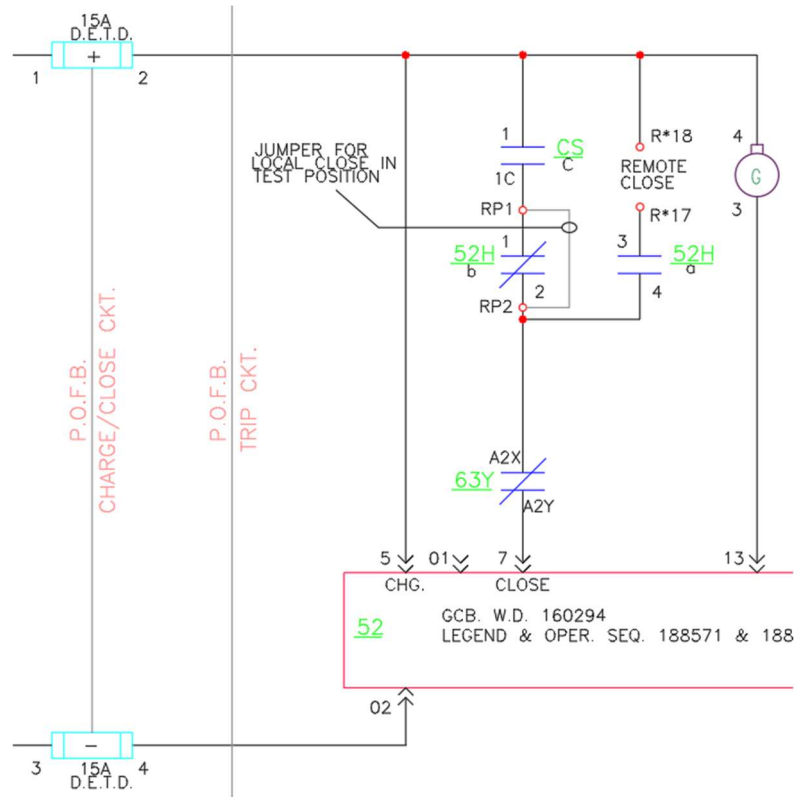


Figura N° 3.4: Plano de circuito para bajo nivel de gas aislante SF6.

Fuente: Elaboracion propia.

A continuación, se muestra como es el diagrama de alambrado existente, en el cual se muestran todos los equipos antes mencionados (ver la figura N°3.5).

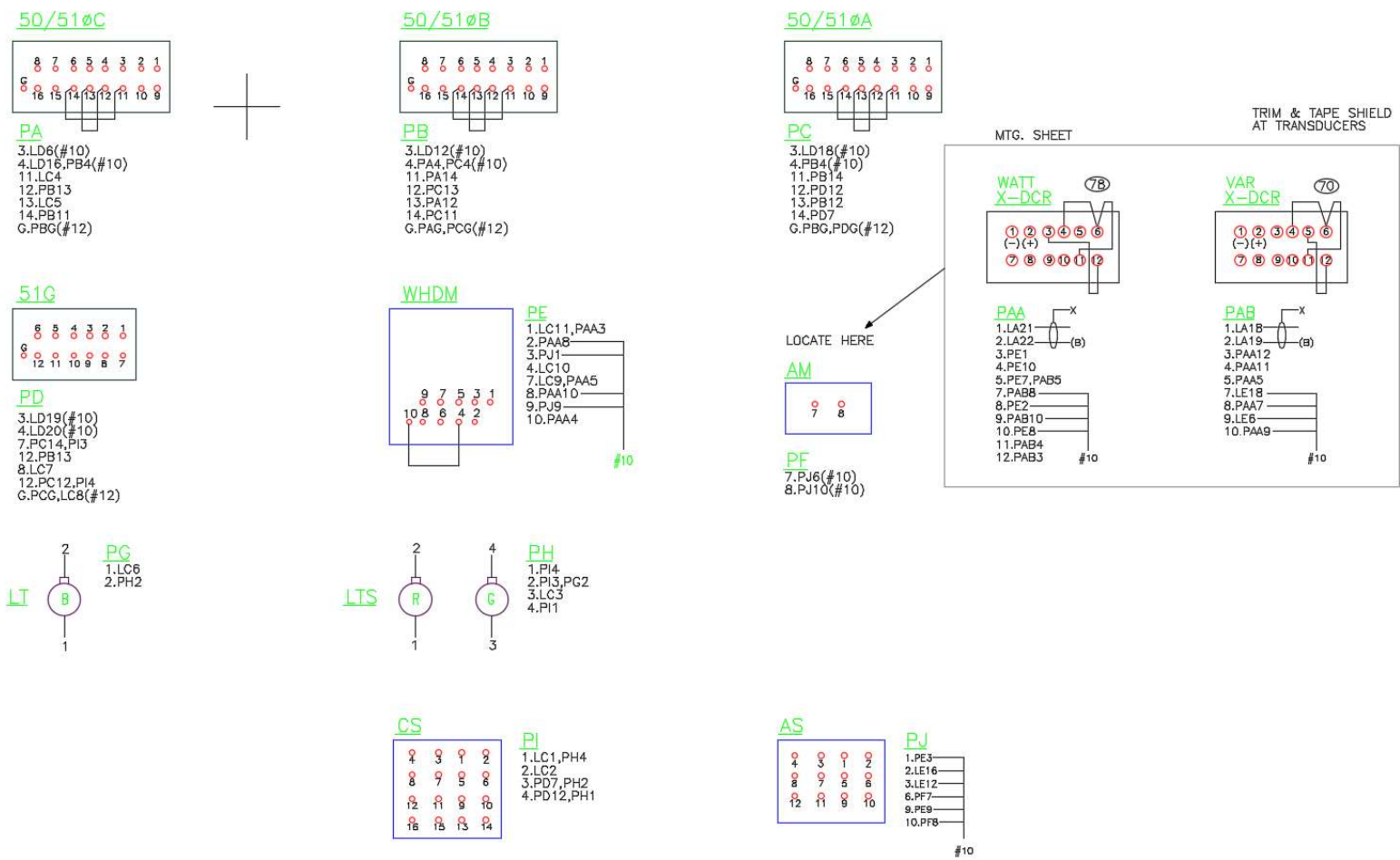


Figura N° 3.5: Diagrama de alambro de puerta existente.

Fuente: Elaboracion propia.

Los componentes que se muestran en la tabla N° 3.1 son parte del sistema actual instalado, los cuales dentro del mercado se encuentran descontinuados y ya no se fabrican más, es decir son equipos que están quedando obsoletos en comparación a las nuevas tecnologías, esta es una de las razones por las cuales se hace imperativo el cambio de las protecciones ya que en caso de fallar algún componente cada vez se hace más difícil suplir el componente en falla, debido a que se encuentran descontinuados.

Tabla N° 3.1: Componentes sistema análogo.

COMPONENTE	SIGNIFICADO Y USO
Relé de protección a tierra GR-5	51-G: Función de sobre corriente temporizada a tierra, envía señal de disparo a interruptor
Medidor de energía	WHDM: Medidor de energía, se puede visualizar la energía Activa y reactiva.
Luz Piloto	PG: Designación para luz blanca, se apaga en caso de falla.
Luz Piloto	PH: Designación para luces roja y verde, estado de interruptor cerrado y abierto
Amperímetro Análogo	AM: Amperímetro análogo mide por fase la corriente utilizada.
Selector de fases	AS: Con este componente se selecciona la fase que queremos reflejar en el Amperímetro Análogo.

Fuente: Elaboración propia.

Plano actual, en la figura N° 3.6 se podrá ver cómo está compuesto el circuito típico de apertura, por protecciones 50, 51 y 51G, apertura por control manual y por bajo nivel de SF6, encendido de luz piloto (rojo), estado cerrado.

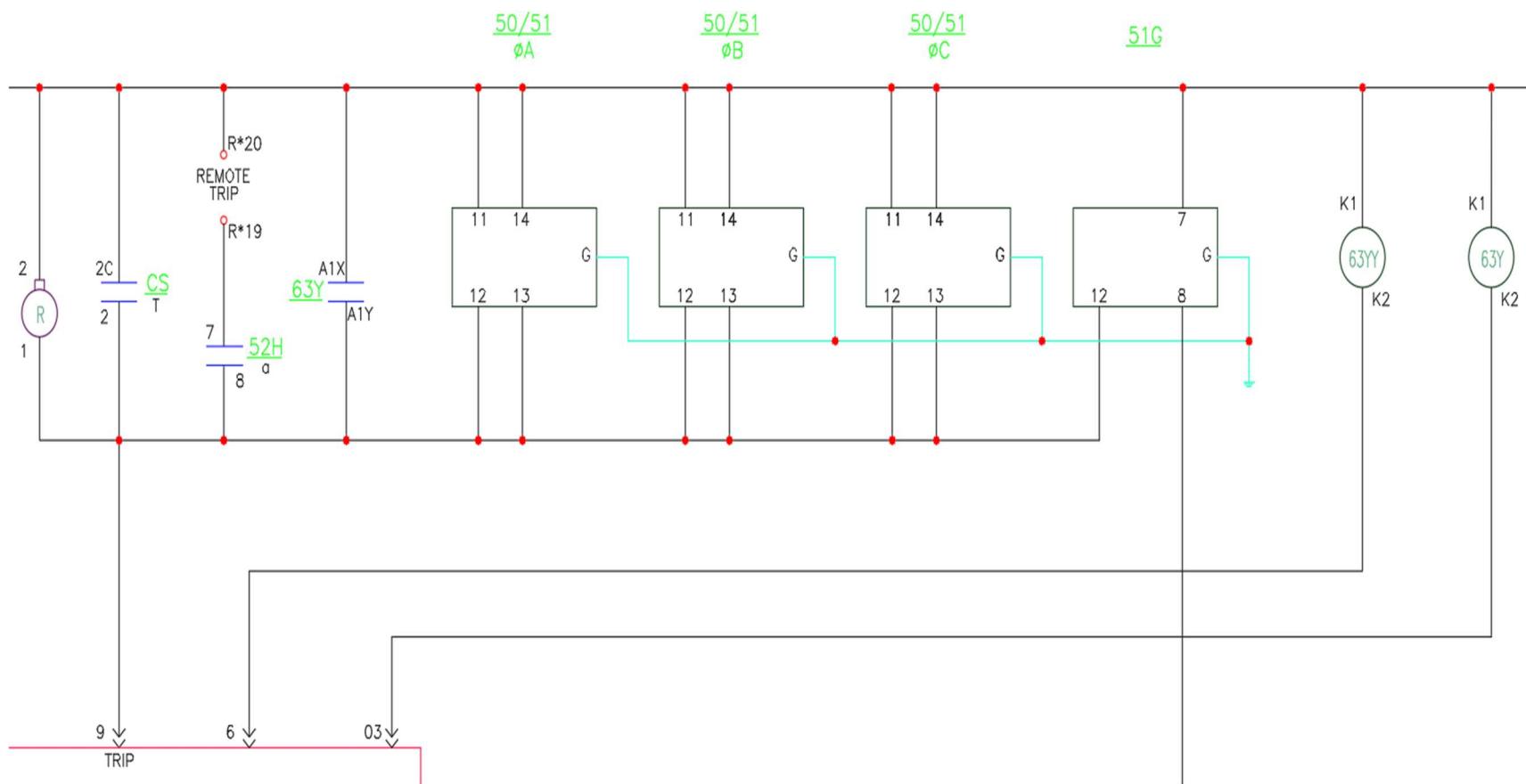


Figura N° 3.6: Plano para apertura de protecciones 50, 51 y 51G.

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO IV

ACTUALIZACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 Nuevo Sistema de Protecciones

El nuevo sistema de protecciones digital que se instalará será un paso importante para la modernización, mejora de los controles y predicciones de posibles fallas en equipos que son de máxima criticidad, además cabe recalcar que debido a los nuevos pliegos técnicos que se actualizaron últimamente, se hacía imperativo realizar una actualización al sistema de protección, para estar dentro del marco regulatorio correspondiente y así cumplir con la nueva normativa.

En la actualidad se cuentan con diferentes relés de protecciones digitales tales como Schneider Power Logic™ P5, General Electric Multilin 869-850, SEL Schweitzer Engineering Laboratories SEL 751 y ABB REF 615, con las siguientes prestaciones o características desde sobre corriente hasta protección diferencial con detección de arco eléctrico, sensores de baja potencia, comunicación Ethernet redundante.

Se define utilizar Relés de Protección ABB REF 615, ya que la mayoría de las instalaciones se encuentran con esta marca y modelo y el personal técnico se encuentra capacitado tanto con los equipos en terreno, como con el software con el cual se intervienen.

Están familiarizados con la lógica y la descarga de parámetros o historiales de falla, lo cual facilita la interpretación o diagnóstico en cada falla que se pueda presentar.

4.1.1 REF615

El REF615 es un relé de protección de alimentadores dedicado, diseñado para la protección, la medición y la supervisión de subestaciones de servicios públicos y sistemas eléctricos industriales, rediseñado desde cero, este relé se guía por la norma IEC 61850 sobre comunicación e interoperabilidad de dispositivos de automatización de subestaciones, el relé proporciona una protección principal para alimentadores de líneas aéreas y cables de las redes de distribución, en función de la preconfiguración realizada, el relé se adapta a la protección de alimentadores de líneas aéreas y de cables en los sistemas con neutro aislado, con conexión a tierra con resistencia, sistemas compensados o sistemas de conexión sólida a tierra, una vez establecidos los ajustes específicos de la aplicación en el relé de configuración estándar, es posible ponerlo en servicio directamente, (ver la figura N° 4.1).



Figura N° 4.1: Relé de protección REF615.

Fuente: <https://new.abb.com/products/es/REPREF615/repref615?CL>

4.2 Medidor Digital ION 7400

Las centrales de medida de energía y calidad de energía ION7400 de PowerLogic, ayudan a satisfacer las necesidades de sus aplicaciones de supervisión de energía y gestión de costos.

Todas las centrales de medida ION7400 cumplen la normativa internacional en materia de precisión de medición, con él se podrá personalizar su central de medida cargando programaciones especializadas añadiéndole módulos opcionales e incorporando accesorios de montaje a la instalación física (ver la figura N° 4.2).

Serie ION7400 de PowerLogic™



Figura N° 4.2: ION 7400.

Fuente: https://www.google.com/search?q=medidor+ion+7400&sca_esv=

4.2.1 Funciones de la central de medida

A continuación, se mostrarán las funciones del medidor ION 7400:

- ✚ EN 50160, incluida la supervisión de flicker.
- ✚ Lecturas de calidad de energía (THD).
- ✚ Captura de bajadas/subidas de tensiones e intensidades.
- ✚ Medición de RMS real hasta el armónico de orden 63.
- ✚ Potencia activa (kW), reactiva (kVAR) y aparente (kVA).
- ✚ Conexión directa de 600 V en las entradas de tensión.
- ✚ Lecturas mínimas/máxima de los datos medidos.
- ✚ Compensación de pérdidas en el transformador/línea (TLC/LLC).
- ✚ Compatibilidad con WAGES (agua, aire, gas, energía y vapor).
- ✚ Compatibilidad con funciones de periodos horarios (TDU).
- ✚ Elaboración de tendencias y pronósticos.
- ✚ Sincronización horaria con una precisión de 1 ms.
- ✚ Modo de prueba.
- ✚ Puerto óptico ANSI tipo 2.
- ✚ Puertos USB (en centrales de medida con pantalla integrada).
- ✚ Doble puerto Ethernet (dos puertos físicos, una dirección IP Ethernet).
- ✚ Compatible con múltiples idiomas.
- ✚ Interfaz web.
- ✚ Configuración a través de pantalla remota o integrada.
- ✚ Visualización y confirmación de alarmas (activas e históricas) a través de la pantalla.
- ✚ Compatibilidad con los protocolos Modbus Master y pasarela Ethernet.
- ✚ Firmware y plantillas descargables.

4.2.2 Configuración básica

La configuración básica del medidor de energía cuenta con algunos parámetros en los que destaca al implementar una contraseña de seguridad, también se podrán generar diferentes usuarios, modificar el idioma a la preferencia del usuario, y enlazar el medidor a una dirección IP para poder comunicar en tiempo real. (ver la figura N° 4.3).

Parámetro	Valor predeterminado
Contraseña de pantalla (también para acceder a las páginas web de la central)	0
Nombre de usuario (para acceder a las páginas web de la central de medida)	7400
Dirección IP	169.254.0.10
Másc subred	255.240.0.0
Pasarela	0.0.0.0
RS-485	ID de unidad: 100
Idioma	Inglés

Figura N° 4.3: Valores predeterminados de configuración básica.

Fuente: Manual de ION 7400.

4.2.4 Configuración del medidor

Es posible configurar los parámetros básicos de medición de la central de medida a través de la pantalla.

4.2.5 Modo Tensión

En el modo tensión se podrá realizar la configuración del sistema de alimentación, así como también darle cambiar la figuración de orden de fases en el sistema de alimentación (ver la figura N° 4.4)

Parámetro	Valores	Descripción
Modo Tensión	4H-ESTRELLA, TRIÁNGULO, 3H-ESTRELLA, MONOFÁSICO, DEMO	Configuración del sistema de alimentación.
OrdenFases	ABC, ACB	Orden de fases del sistema de alimentación.

Figura N° 4.4: Parámetros en modo tensión.

Fuente: Manual de ION 7400.

4.2.6 Configuración TT/TI

En la configuración de transformadores de potencia y de intensidad se podrán observar los valores que se tienen, estos valores serán tanto como del devanado primario como del secundario (ver la figura N° 4.5).

Parámetro	Valores	Descripción
Prim TT	De 1 a 999.999,99	Tensión nominal del devanado primario del transformador de tensión. NOTA: Los TT también se denominan "TP" o "transformadores de potencial".
Sec TT	De 1 a 999.999,99	Tensión nominal del devanado secundario del transformador de tensión. NOTA: Los TT también se denominan "TP" o "transformadores de potencial".
Prim TI	De 1 a 999.999,99	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad.
Sec TI	De 1 a 999.999,99	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad.
I4 Prim	De 1 a 999.999,99	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad en I4.
I4 Sec	De 1 a 999.999,99	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad en I4.

Figura N° 4.5: parámetros configuración TT/TI.

Fuente: Manual de ION 7400.

4.2.7 Central de medida y montaje en panel

La central de medida está disponible en dos formatos, una es con montaje en panel con una pantalla integra y también cuenta con otro modelo que este cuenta con montaje DIN, (ver la figura N° 4.6).

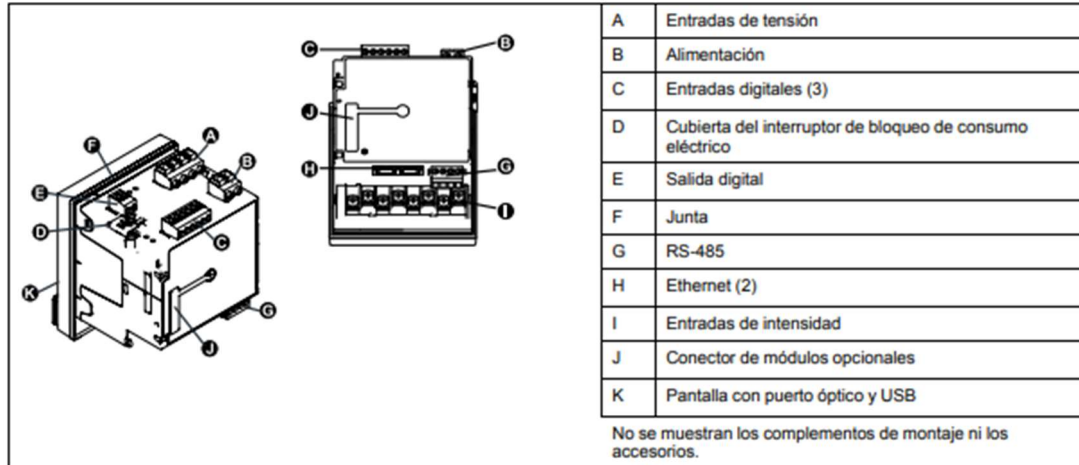


Figura N° 4.6: Central de medida y montaje en panel.

Fuente: Manual de ION 7400.

4.3 Diseño de migración de Relé análogo a Relé digital

El proceso de migración estará distribuido en 7 etapas, las cuales se explicarán detallada e ilustrativamente, las etapas quedan definidas a continuación:

- ✚ Análisis de circuito del nuevo sistema de protecciones.
- ✚ Diseño de plano.
- ✚ Construcción de puerta.
- ✚ Configuración de protección.
- ✚ Homologación de ajustes.
- ✚ Pruebas de protección.
- ✚ Cambio de sistema actual.
- ✚ Pruebas de control y operación.
- ✚ Plano migración.

4.3.1 Análisis de circuito del nuevo sistema de protecciones

En el circuito se incluye un selector local/remoto, la vía de disparo puede ir a través del relé, al estar en modo remoto, y/o directamente en caso de estar en modo local, se define enclavamiento que no permite cierre local, con el interruptor insertado, por seguridad (ver la figura N° 4.7).

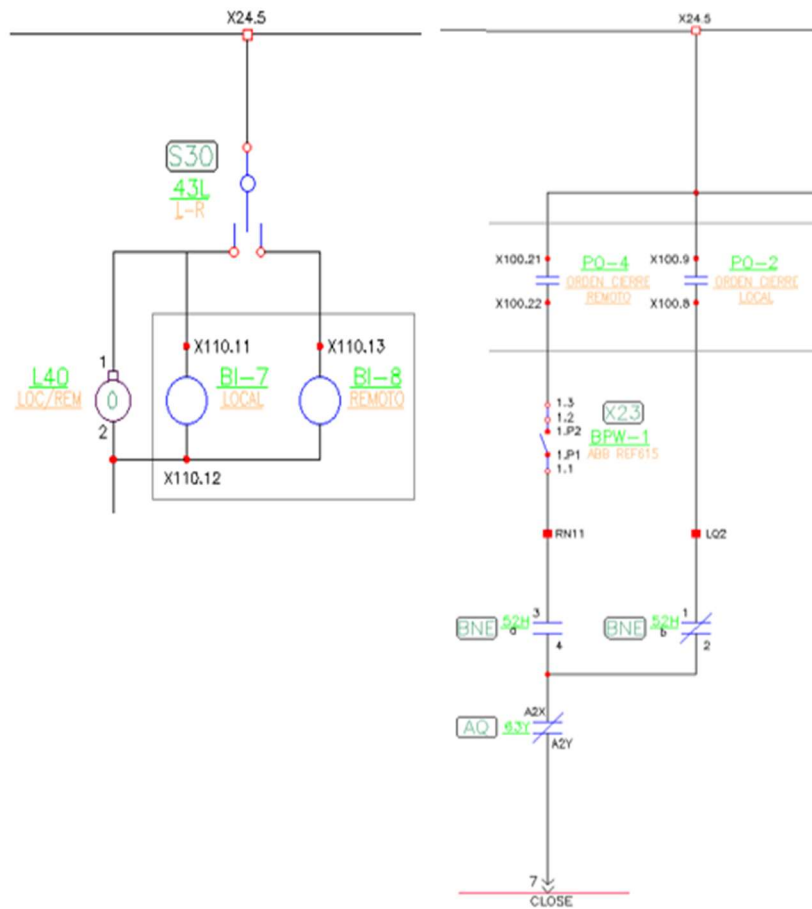


Figura N° 4.7: Plano Migración.

Fuente: Elaboración Propia.

En la siguiente Tabla N° 4.1 de componentes corresponden al nuevo sistema de protección, el cual permite tener varias funciones en un solo equipo, obteniendo un sistema con menos alambrado duro y más funciones dentro de este mismo.

Tabla N° 4.1: Componentes de nuevo sistema.

COMPONENTE	SIGNIFICADO Y USO
L40	Luz indicadora de estado “local – remoto”
BI-7	Entrada binaria indicadora condición de local en relé
BI-8	Entrada binaria indicadora condición de remoto en relé
PO -2	Orden de cierre en condición local
PO -4	Orden de cierre en condición remoto
BPW-1	Block de prueba
52 – H	Interruptor multicontacto indicadora de estado de interruptor “insertado “, “no insertado”
63 -Y	Relé de presión de gas, liquido o vacío

Fuente: Elaboración propia.

4.3.2 Diseño del nuevo esquema de protecciones

En la figura N° 4.8 se mostrará el nuevo esquema con el diseño final de alambrado del sistema de protecciones, en el cual se podrá ver el REF 615 además del medidor de energía ION 7400, con este nuevo esquema se deberá definir la construcción de la nueva puerta, además se podrá identificar cada componente que se utilizará en el nuevo sistema, ya sea luces indicadoras, selector, etc.

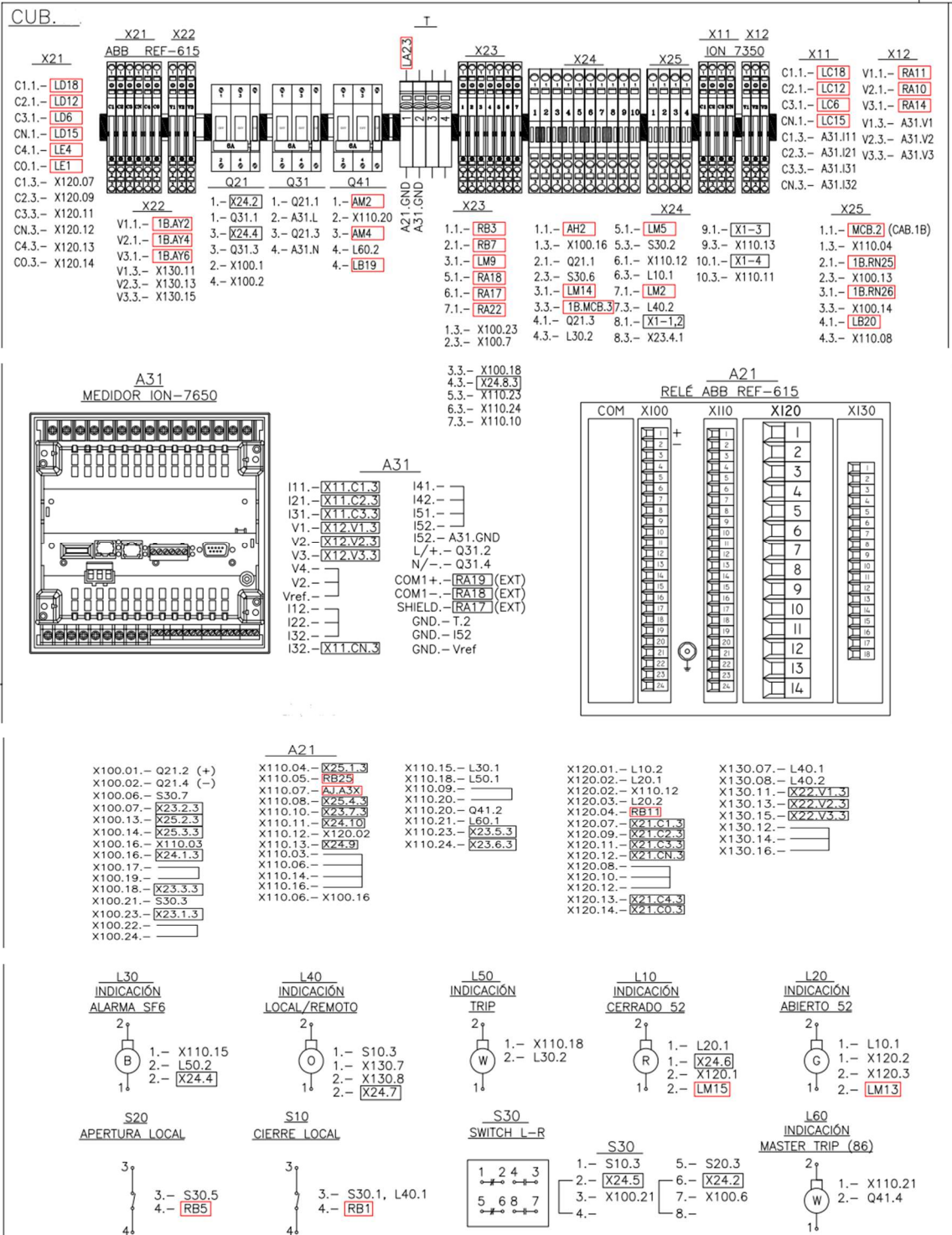


Figura N° 4.8: Diseño final de alambrado para puerta.

Fuente: Elaboración propia.

4.3.3 Construcción de puerta

En este proceso se comienza por las perforaciones de la tapa metálica y posterior instalación de componentes como interruptores termomagnéticos automáticos, borneras, botoneras, luces indicadoras, bandejas, el relé de protección definido REF615, se considera también el cambio del medidor existente, por un medidor más moderno con puerto ethernet, que permitirá el registro de tendencias entre otras variables, el equipo a instalar será ION 7400, la disposición de cada elemento queda definida a continuación (ver la figura N° 4.9).

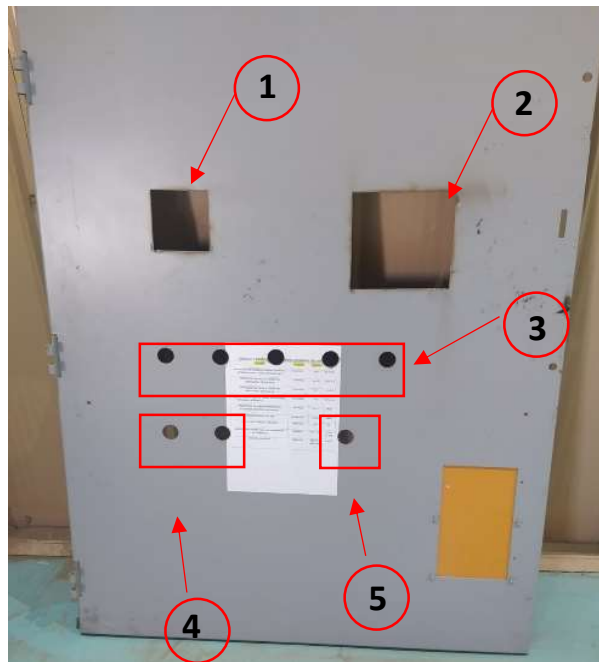


Figura N° 4.9: Proceso de construcción de nueva puerta.

Fuente: Elaboración propia.

1. Medidor ION 7400.
2. Rele de protection REF 615.
3. Luces indicadoras (abierto, cerrado, local/remoto, TRIP, fuga SF6).
4. Botoneras (orden abrir, orden cerrar).
5. Selector local/remoto.

4.4 Cálculo de conductores

Considerando el estudio, el nivel de cortocircuito en las Switchgear es de 20,7 kA y de acuerdo a nuestro TC de salida que es de 300/5, ante un cortocircuito, la corriente máxima que estaría pasando por el secundario de los TC ante una falla serian 345 Amperes por un tiempo de 40 ms, antes de la interrupción, al determinar el valor de cortocircuito por el tiempo, se ha identificado que la energía que fluye a través del cable secundario del transformador de corriente es de: 4.761 A²s

$$E_p = IK^2 \times t$$

IK: valor de cortocircuito en Amperes.

t: Tiempo en segundos.

$$345^2 \times 40 \text{ ms} = 4.761 \text{ A}^2\text{s}$$

Para evaluar el punto de estrés térmico del cable, según la formula:

$$K^2 \times s^2 \text{ (Ec. N° 4.1)}$$

K: Factor que tiene en consideración resistividad, coeficiente de t°, resistencia al calentamiento de material (estos valores es posible encontrar en tabla según norma IEC 60364).

S: Sección de conducto en mm².

Esto da como resultado: 82.656 A²s para un cable de 2.5 mm², de acuerdo a esto el cable más apropiado para las corrientes en el diseño de la puerta será de 2.5 mm².

$$I^2 \times t < K^2 \times s^2 \text{ (Ec. N° 4.2)}$$

A continuación, se podrá observar los valores de los conductores para el factor “K” según la norma internacional IEC 60364-5 (figura N° 4.10).

Table 43A – Values of k for conductors

Property/ condition	Type of conductor insulation							
	PVC Thermoplastic		PVC Thermoplastic 90°C		EPR XLPE Thermosetting	Rubber 60 °C Thermosetting	Mineral PVC Bare sheathed unsheathed	
Conductor cross-sectional area mm ²	≤ 300	>300	≤ 300	>300				
Initial temperature °C	70		90		90	60	70	105
Final temperature °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Conductor material:								
Copper	115	103	100	86	143	141	115	135 -115 ^a
Aluminium	76	68	66	57	94	93	-	-
Tin-soldered joints in copper conductors	115	-	-	-	-	-	-	-

Figura N° 4.10: Valores de “K” para conductores.

Fuente: Norma Internacional IEC 60364-5.

Una vez instalados todos los equipos se comienza con el alambrado y etiquetado (marcas), esto según normativa, la identificación de alambrado permite precisión según el diseño de plano y tiempo de revisión acotados, considerando que los tiempos de detención en faena son por periodos cortos, se deben tomar todos estos resguardos al realizar el trabajo, evitando así incidentes de tipo operacional o de seguridad (ver figura N° 4.11).



Figura N° 4.11: Cableado y etiquetado de nueva puerta.

Fuente: Elaboracion propia.

Una vez realizadas todas las conexiones e instalaciones de los equipos se procede a energizar el nuevo sistema de protecciones y comenzar a realizar las pruebas y configuraciones correspondientes, además de la instalacion de las señalizaciones de cada componente que se encuentra en la nueva puerta (ver la figura N° 4.12).



Figura N° 4.12: Diseño final luego de armado.

Fuente: Elaboracio propia.

4.5 Configuración de protecciones

Finalizado el proceso de armado y alambrado, se debe realizar la lógica interna del relé, la configuración del relé se realiza por medio de módulos que permiten controlar las acciones de este, se comienza definiendo las entradas (ver la figura N° 4.13).

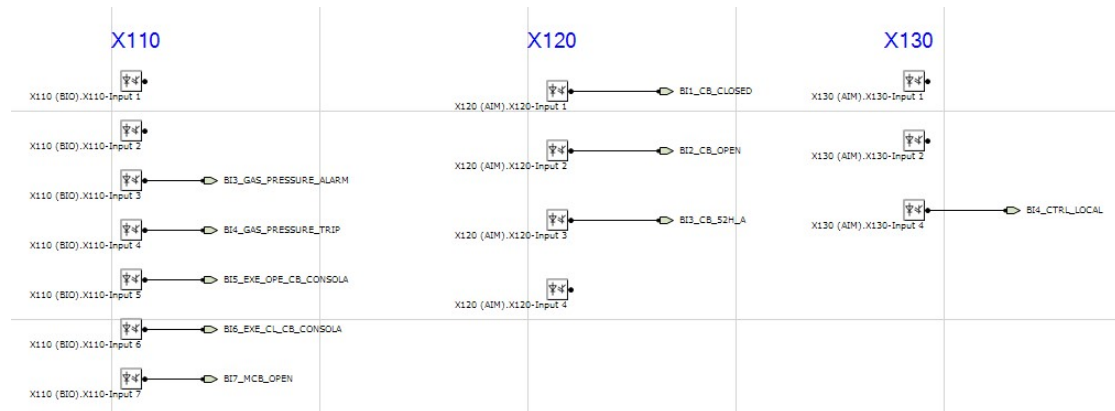


Figura N° 4.13: Asignación de entradas.

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 4.2, se observará el significado de cada entrada binaria, algunas de ellas estas relacionadas con el estado de los interruptores, con el nivel de SF6, entre otros.

Tabla N° 4.2: Asignación de entradas.

X110	X120	X130
Entrada de señales binarias	Entrada de señales análogas y binarias	Entrada de señales binarias
bi3: alarma nivel sf6	bi1: estado 52 cerrado	bi4: selector “local”
bi4: trip bajo nivel sf6	bi2: estado 52 abierto	
bi5: comando abrir	bi3: estado 52 insertado	
bi6: comando cerrar		

Fuente: Elaboración propia.

4.5.1 Compuertas lógicas

Para realizar la configuración de la lógica interna del relé, esta se realizará a través de las compuertas lógicas, estas son dispositivos digitales las cuales realizan operaciones con uno o dos estados lógicos (0,1) estos estados se pueden combinar entre sí para tener nuevas funciones.

4.5.1.1 Compuerta lógica OR

La compuerta lógica OR devuelve un valor de “1” si al menos una de sus entradas es “1”, para lograr un estado 0 a la salida, todas sus entradas deben estar en el mismo valor de “0”, se representa en los diagramas de circuito con el siguiente símbolo (ver figura N° 4.14).

OR

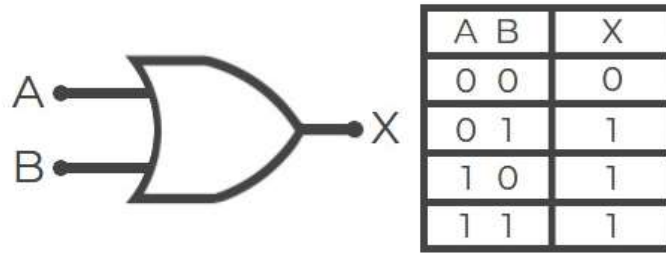


Figura N° 4.14: Compuerta lógica OR.

Fuente: <https://www.google.com/search?q=compuertas+logicas+or+and>

4.5.1.2 Compuerta lógica NOT

La compuerta NOT, también llamada como inversor o compuerta lógica inversor, en este tipo de compuerta todo lo que llegue en la entrada saldrá invertido en la salida, se representa en los diagramas de circuito con el siguiente símbolo (ver figura N° 4.15)

NOT



Figura N° 4.15: Compuerta lógica NOT.

Fuente: <https://www.google.com/search?q=compuertas+logicas+or+and>

4.5.2 Configuración de entradas

4.5.2.1 Bloque CBXCBR

Configuradas las entradas se comienzan a poner los distintos bloques de funciones, según las necesidades del sistema, el bloque CBXCBR, es el bloque que controla al interruptor, se definen las señales que le permitirán dar la respuesta requerida. Se conectan las señales de estado del interruptor, las condiciones de bloqueo de cierre en caso de que existan una falla presente, y las señales de comando de abrir y cerrar las señales de salida serán las de comando abrir y cerrar, básicamente esta determinación la toma el bloque de control, si todas las condiciones se cumplen, dará esa orden de abrir o cerrar, según corresponda (ver la figura N° 4.16).

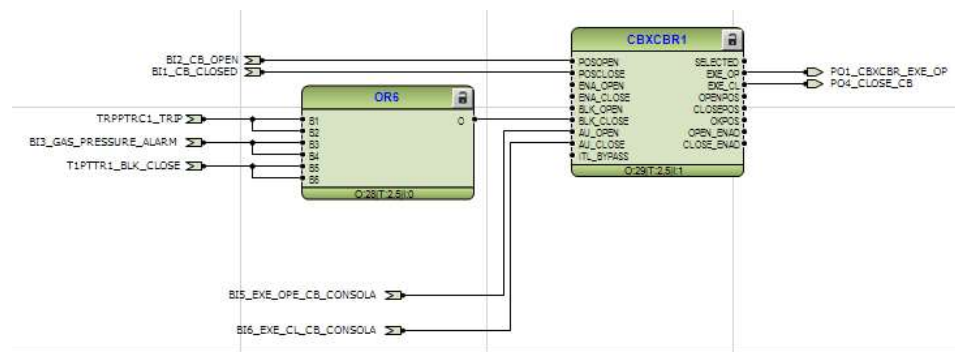


Figura N° 4.16: Bloque CBXCBR.

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.2.2 Bloque DCSXSWI

El bloque DCSXSWI, permite asignar la condición de interruptor “insertado”, en caso de que la binaria que lo define sea activada. La negación de esta condición será el estado de interruptor “no insertado”, este tipo de representación se utiliza en la mayoría de los países, pero pueden existir sitios en los que se empleen otros símbolos para representar esta compuerta lógica (ver la figura N° 4.17).

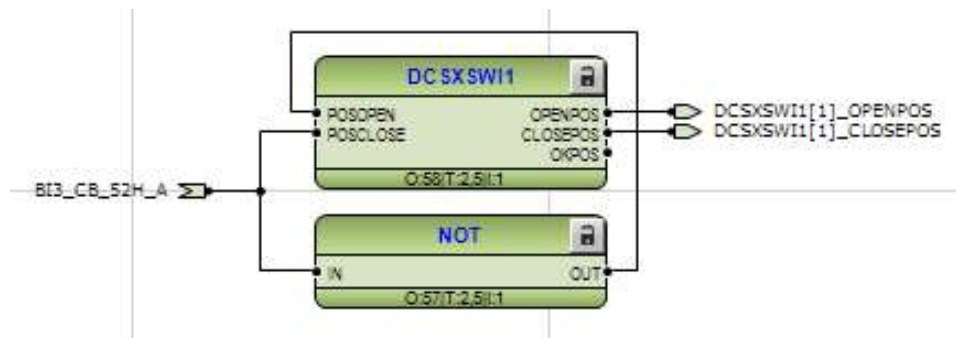


Figura N° 4.17: Bloque DCSXSWI.

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.2.3 Bloque de control

El bloque CONTROL, permite asignar y que el relé reconozca que se realizaran maniobras en modo local o remoto. Cada una de estas condiciones se habilitará para funciones distintas (ver la figura N° 4.18).

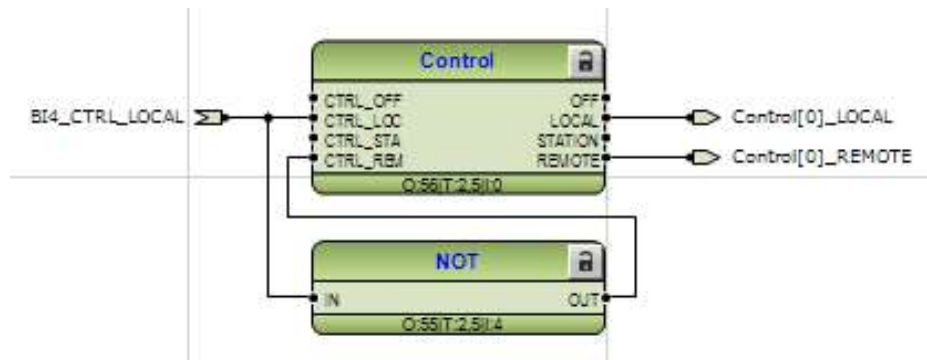


Figura N° 4.18: Bloque de control.

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.2.4 Bloque TRPPTRC

El bloque TRPPTRC, permite asignar todas las condiciones que darán orden de apertura y bloqueo, en caso de que se cumplan estás órdenes.

Se asignan disparos por protecciones además de la condición de bajo nivel de SF6, que tendrán como resultado la activación del bloque mencionado, enviando la orden de disparo hacia el siguiente punto (ver la figura N° 4.19).

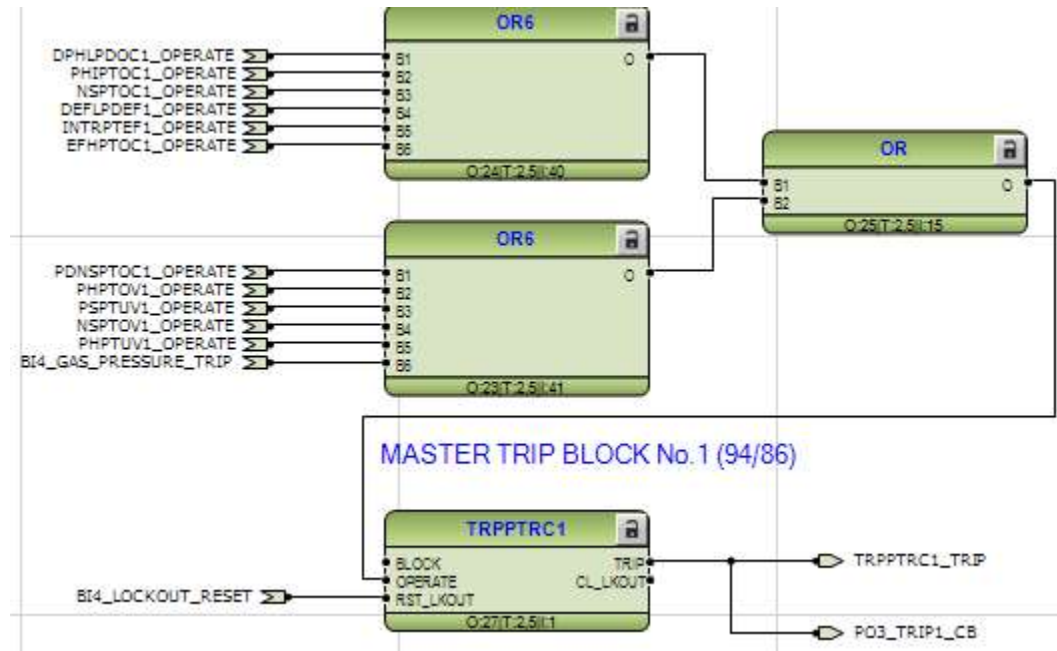


Figura N° 4.19: Bloque TRPPTRC.

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.2.5 Bloque RDRE

El módulo RDRE se utiliza para dejar registro de eventos y disparos, así como estado de interruptor cuando se encuentre abierto o cerrado, esto permite cubrir el objetivo principal de esta migración, tener un registro de cada evento y poder realizar diagnóstico de falla (ver la figura N° 4.20).

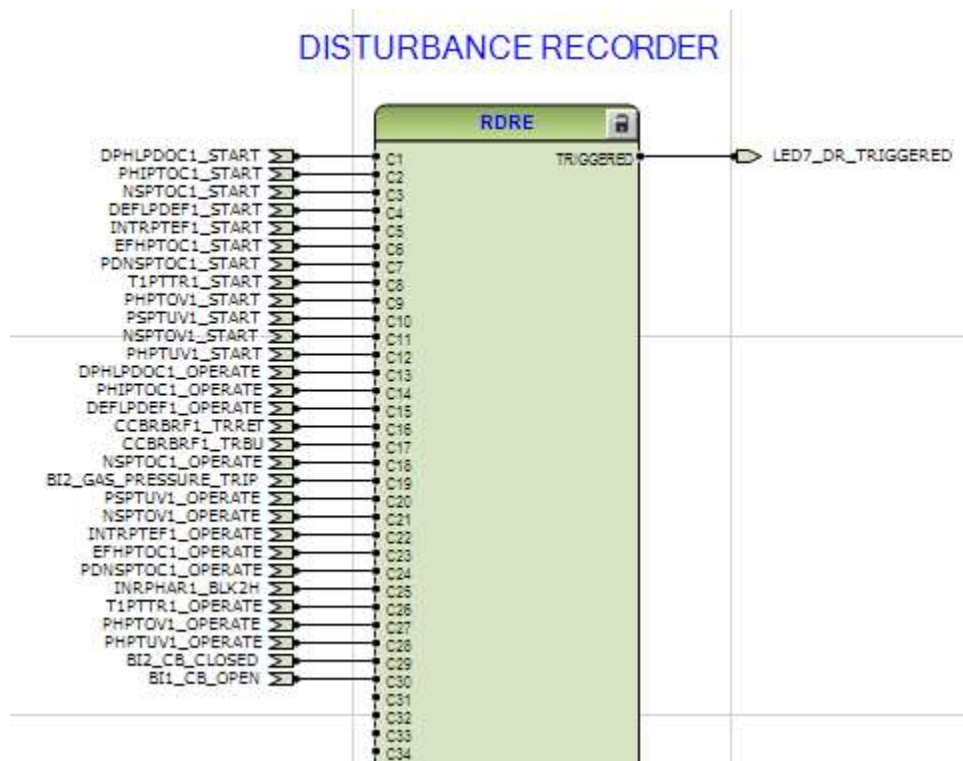


Figura N° 4.20: Modulo RDRE.

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.3 Salidas digitales

El conjunto de todas las variables (protecciones y baja presión de SF6), genera el disparo el cual llega hacia la salida X100-PO1, lo que termina en la apertura del interruptor del alimentador, la salida X100-PO4, se utiliza para el cierre del interruptor, se asigna la salida X110-SO1 para indicación de pérdida de SF6, tanto en condición de alarma como disparo, a través de la luz piloto (ver la figura N° 4.21).

- ✚ La salida X110-SO2, se asigna para indicación de falla, a través de luz piloto.
- ✚ Las salidas X100-SO1, SO2, serán utilizadas para el registro de evento y falla.

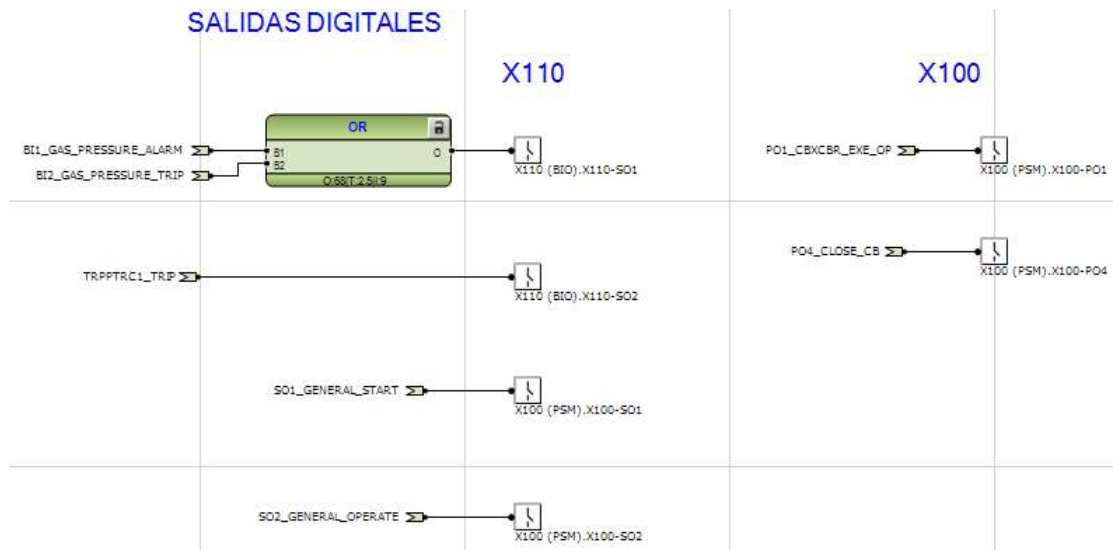


Figura N° 4.21: Salidas digitales.

Fuente: Elaboracion propia.

4.6 Homologación de ajustes

Una vez realizada la lógica de funcionamiento del equipo, se deben modificar los ajustes desde una protección analógica a digital. Para esto se utiliza una herramienta que permite realizar esta homologación, realizando el cálculo de la curva, según la formula entregada por el fabricante.

Esto permite que el ajuste definido por estudio de protecciones no sea modificado, indistintamente si los relés se parametrizan de forma distinta con la ecuación de cada relé se puede llegar a una homologación exacta.

En la protección ABB REF 615 el Start value está en 0.9, calculada por la razón del TC 300/5 da una corriente primaria de 270, lo cual no es apta para la homologación, ya que debe ser una corriente primaria de 180, como está calculada en la protección antigua Micro51 ABB (ver la figura N°4.22).

HOMOLOGACION ABB MICRO 51 / ABB REF615						
ABB MICRO 51						
Constantes		A	B	C	P	t
Curva	VI	2,855	0,0712	1	2	3,18
TAP	3					
Lever	1	Rango: 1-12		TC	300 / 5	
Ip	180			TCr	60	
50	20					

ABB (VERCIONES 615,620, 630, 670)						
Constantes		A	B	C	P	E
Curva	IEC VI	13,5	0	1	0	1
Start value	0,9	Rango: 0,05 - 5		TC	300 / 5	
Time Multiplier	0,1	Rango: 0,05 - 15				
Ip	270					

Figura N° 4.22: Homologación de ajustes incompatible.

Fuente: Elaboración Propia.

En la figura N° 4.23 se puede observar que de acuerdo a los parámetros ingresados en protección nueva ABB REF 615 la curva dos se aleja de la curva original lo que podría ocasionar una operación del sistema no deseado.

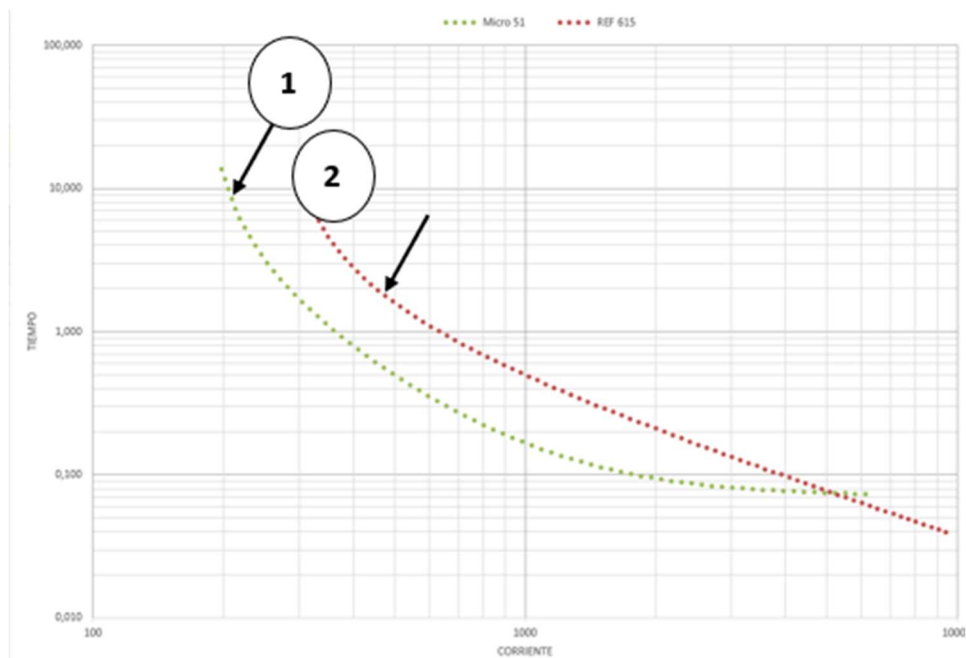


Figura N° 4.23: Curva de homologación de ajustes incompatible.

Fuente: Elaboración Propia.

Para conseguir la homologación se deben modificar los parámetros de curva del cuadro 2, al modificar esto la curva 2 (rojo) se desplazará. En este caso del micro 51 se calcula el TAP por la razón del TC dando la corriente primaria.

$$\text{Se calcula la razón del TC} = \text{TC } 300/5 \quad \text{razón} = 60$$

Para calcular la corriente primaria se multiplicará el valor del TAP por la razón del TC

$$\text{TAP } 3 \times \text{TCr } 60 = 180 \text{ corriente primaria.}$$

Para el cálculo en la protección ABB REF 615 y obtener la curva exacta se debe calcular el Start value esto representa el TAP de la protección Micro 51 ABB, este valor se calcula por la corriente primaria del TC y buscar el valor que se aproxime o de igual a lo corriente primaria que son los 180.

Para calcular la corriente primaria se multiplicará Start Value por la corriente primaria del TC.

$$\text{Start value} = 0,6 \text{ TC } 300/5$$

$$0,6 \times 300 = 180 \text{ corriente primaria}$$

Debido a que la ecuación de los 2 relés es distinta, no es posible poner los mismos valores en los 2 cuadros, por ello se debe buscar el punto de homologación exacto. Cuando la homologación esté correcta, la curva 2, debe estar sobre la curva 1.

HOMOLOGACION ABB MICRO 51 / ABB REF615						
ABB MICRO 51						
Constantes		A	B	C	P	t
Curva	VI	2.855	0,0712	1	2	3,18
TAP	3					
Lever	1	Rango: 1-12		TC	300 / 5	
Ip	180			TCr	60	
50	20					

ABB (VERSIONES 615,620, 630, 670)						
Constantes		A	B	C	P	E
Curva	IEC VI	19.61	0,491	2	21,6	1
Start value	0,6	Rango: 0,05 - 5				
Time Multiplier	0,15	Rango: 0,05 - 15		TC	300 / 5	
Ip	180					

Figura N° 4.24: Homologación de ajustes compatible.

Fuente: Elaboración Propia.

En la figura N° 4.25 se logra homologar el nuevo relé de protección digital REF 615 de manera correcta permitiendo que las curvas queden iguales de acuerdo a los parámetros ingresados de cada protección, así la nueva curva no se entrelazará con las otras curvas de acuerdo con el escalamiento de protecciones que se encuentren aguas arriba o abajo.

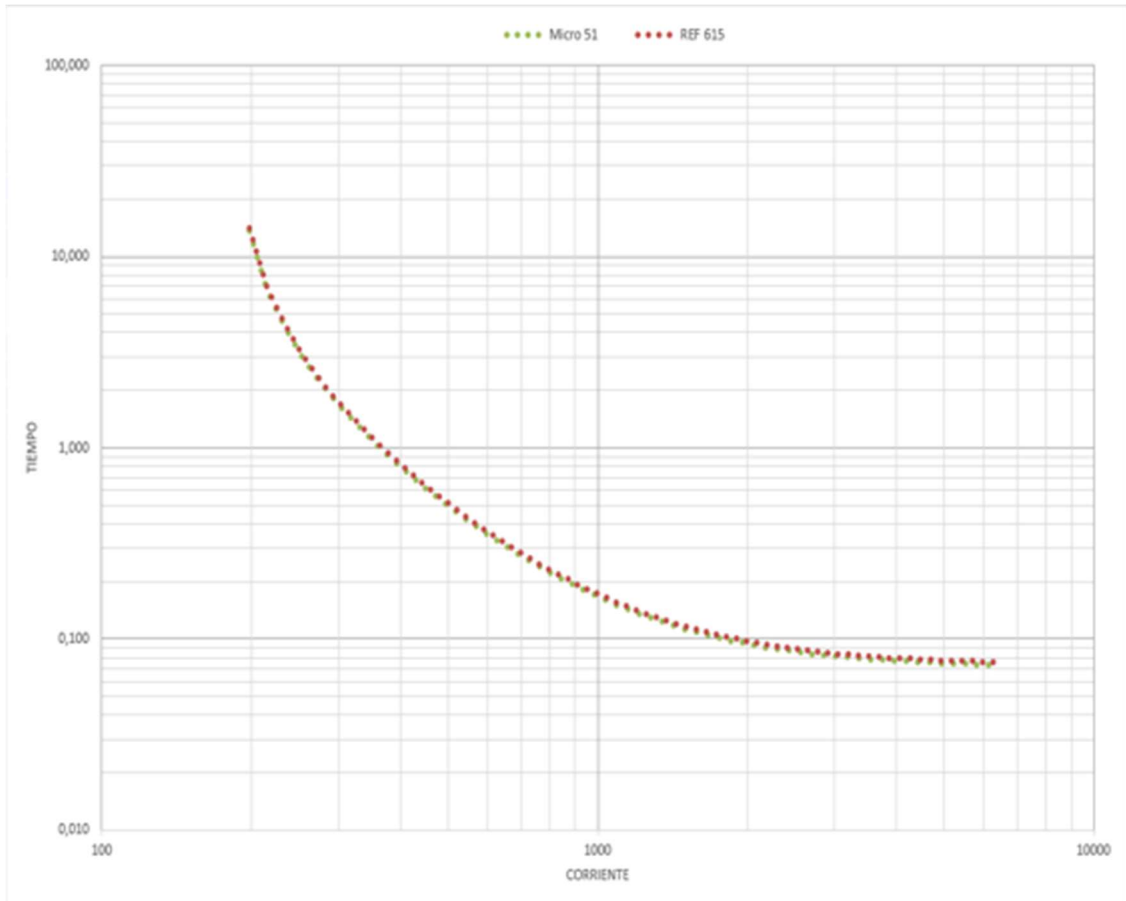


Figura N° 4.25: Comprobación de homologación.

Fuente: Elaboración Propia.

Una vez completada la homologación se debe comprobar en los relés que esta se cumple según la teoría.

4.7 Pruebas de protección

Una vez realizada la homologación se cargan los parámetros definidos en el relé. Esto se realiza en un laboratorio y se procede con las pruebas de operación. Para verificar los puntos de operación de la curva se realiza inyección de corriente, a través de una calibradora marca Megger, modelo SMRT410D (ver la figura N° 4.26).

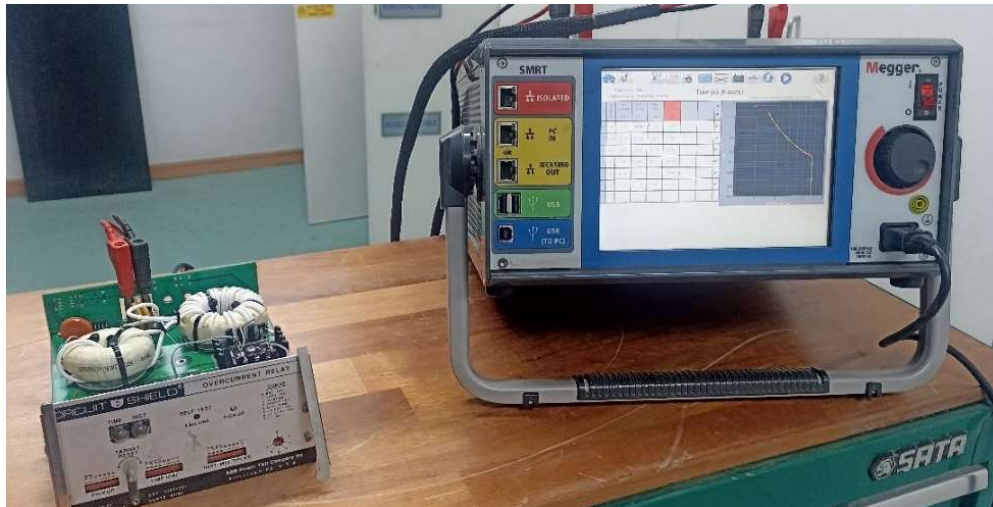


Figura N° 4.26: Pruebas de protección.

Fuente: Elaboración Propia.

Para ratificar la correcta homologación de la protección, se realiza la prueba de operación en la protección existente (Micro 51) y luego se realiza la prueba en la protección a instalar (REF615).

Primero se realiza la prueba en el relé Micro 51, con 7 puntos de prueba, desde los 0,95 múltiplos de pickup, hasta 6 múltiplos. Se da inicio con un valor que esté por debajo del ajuste, para ratificar que el relé no opere, bajo el valor de ajuste los resultados de cada punto de prueba son mostrados a continuación, cada punto de prueba resulta exitoso, correspondiendo al ajuste de curva Ansi Very Inversa (ver la figura N° 4.27).

Prueba realizada en calibradora marca Megger, modelo SMRT410D:

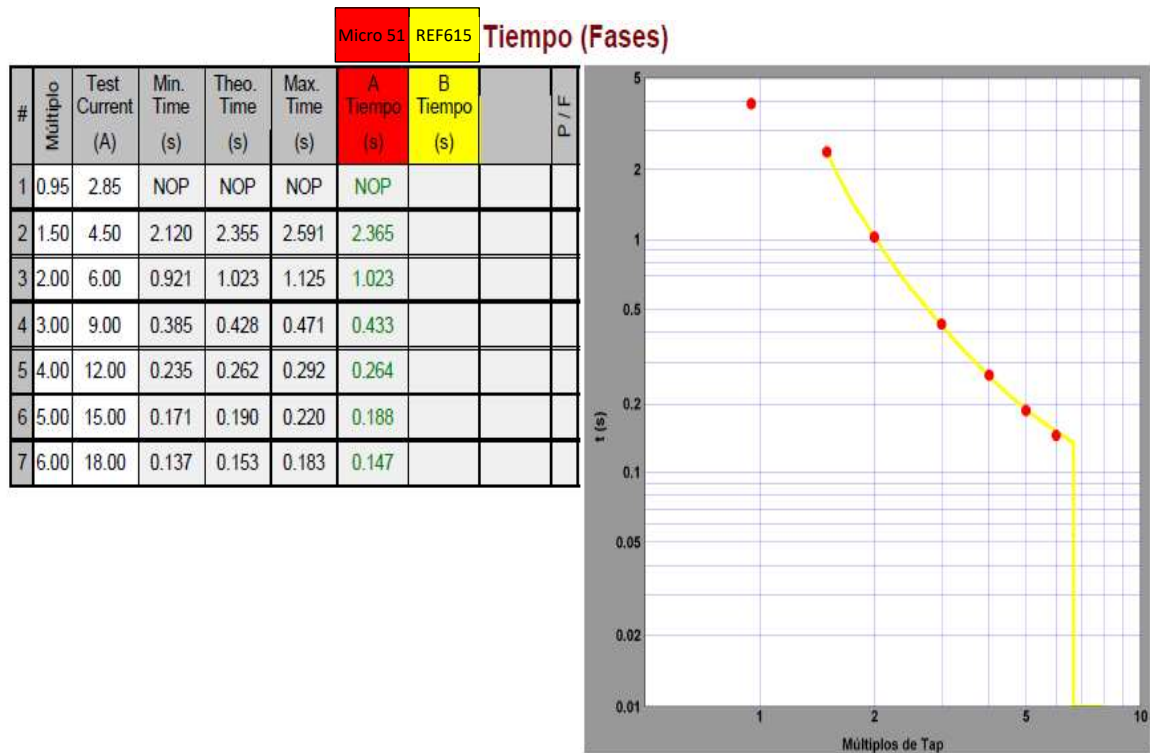


Figura N° 4.27: Prueba de protección Micro 51.

Fuente: Elaboración Propia.

Se realiza la prueba con el relé a instalar (REF615), manteniendo la misma parametrización en la calibradora, los resultados de cada punto de prueba resultan exitosos, quedando la homologación como “aceptada” (ver la figura N° 4.28).

Prueba realizada en calibradora marca Megger, modelo SMRT410D:

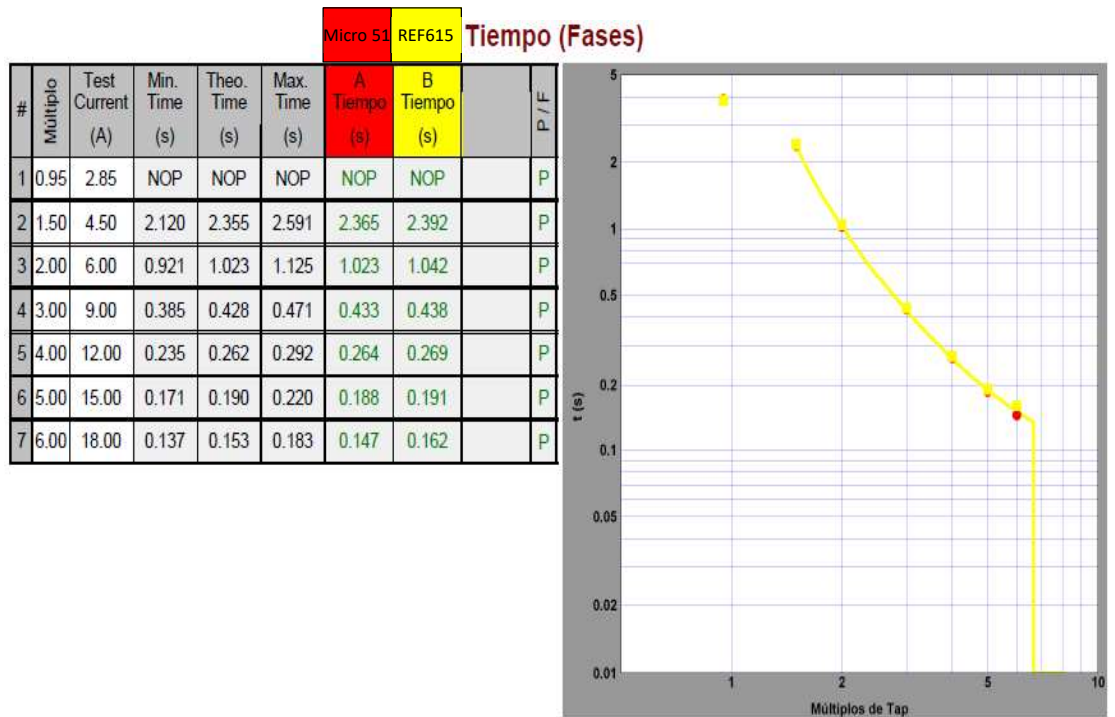


Figura N° 4.28: Prueba de protección REF615.

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se presenta la tabla N° 4.3, la cual indica los resultados de las pruebas realizadas, en la cual se puede ver que la homologación resultó exitosa, siendo el margen de error menor al 3 %.

A continuación, los resultados de las pruebas realizadas con la calibradora marcan Megger, modelo SMRT410D:

Tabla N° 4.3: Resultados de pruebas.

Relé A	Relé B	% error
2,365	2,392	1,14
1,023	1,042	1,86
0,433	0,438	1,15
0,264	0,269	1,89
0,188	0,191	1,6
0,147	0,162	10,2
Promedio		2,97

Fuente: Elaboración propia.

4.8 Cambio de sistema actual

El cambio de la puerta se realizará en la siguiente secuencia:

4.8.1 Aislar energía de control (CC)

Para comenzar el proceso de cambio de protecciones debemos eliminar toda fuente de energía que pudiera ocasionar un daño a las personas y a las instalaciones.

Se retira el juego de fusibles, con esto se aísla toda la energía en CC del circuito de control (ver la figura N°4.29).



Figura N° 4.29: Desenergización de circuito de control.

Fuente: Elaboración propia.

4.8.2 Cortocircuito de transformadores de corrientes TC's

Se aterrizan los secundarios de los transformadores de corriente (TC's), esto se realiza insertando los tornillos externos en el borne de la fase que se encuentra conectado al elemento de medida, con esto se garantiza que el punto se aterriza y se evitan fallas en los TC. (Ver la figura N° 4.30).



Figura N° 4.30: Descarga de energía de TC's.

Fuente: Elaboración propia.

4.8.3 Corte de cables de alambrado actual

Se realiza el corte de todo el alambrado proveniente de las cabinas, para proceder al cambio de puerta (ver la figura N° 4.31).

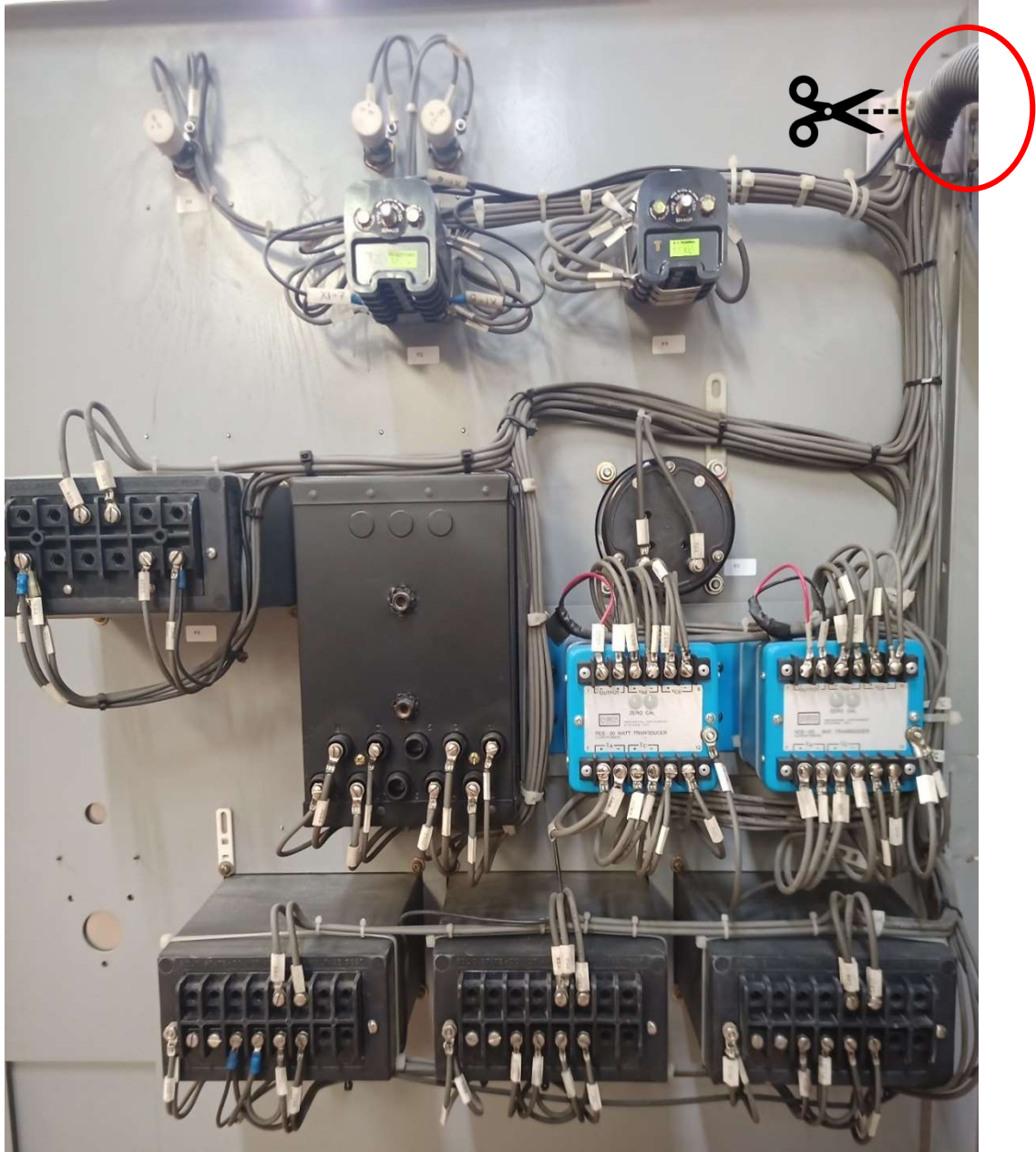


Figura N° 4.31: Retiro de alambrado existe.

Fuente: Elaboración Propia.

4.8.4 Retiro de puerta

Se realiza el retiro de la puerta una vez liberada de todo el conexionado y de los soportes correspondientes (ver la figura N° 4.32).

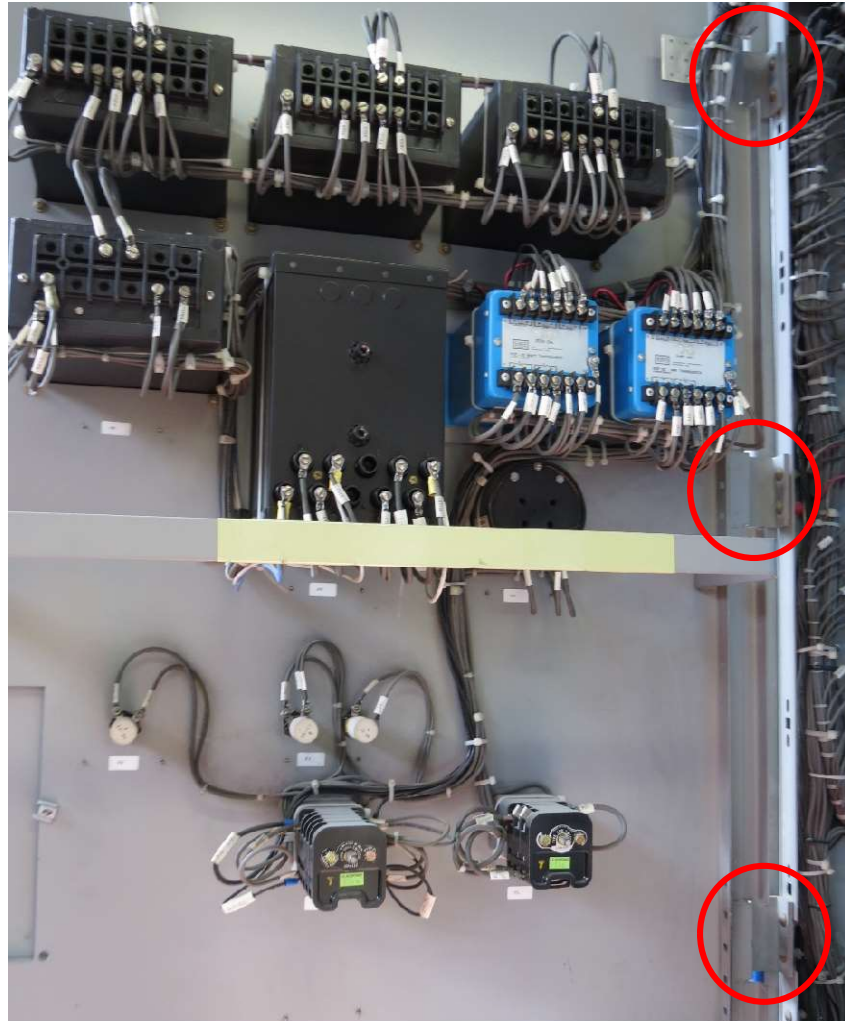


Figura N° 4.32: Retiro de soporte de puerta.

Fuente: Elaboración Propia.

4.8.5 Instalación de nueva puerta y alambrado

Comienzo de la instalación y ensamblado de la nueva puerta junto con los nuevos equipos de protección y medida (ver la figura N° 4.33).



Figura N° 4.33: Instalación de nueva puerta.

Fuente: Elaboración Propia.

4.9 Pruebas de control y operación

Finalizado el cambio se realiza un chequeo a través de una pauta que permite evitar errores al momento de energizar. Ratificado el correcto conexionado, se instalan los fusibles de control en CC y se normaliza TP's y TC's, se verifican señales de luces pilotos indicatoras, nivel de SF6 y por último se realiza un disparo efectivo hacia interruptor para comprobar que la vía de TRIP esté operativa.

Se define el diseño de pantalla y las variables que quedarán en la pantalla principal, con esto se dan por finalizados los trabajos, se normaliza alimentador y se entrega al área correspondiente (ver la figura N° 4.34).



Figura N° 4.34: Definición de diseño de pantalla.

Fuente: Elaboración Propia.

4.10 Descarga de eventos desde los equipos actualmente instalados

En primera instancia se debe evaluar que protección opero primero, verificar la presión de gas SF6 a través del Led indicador en la puerta del alimentador, verificar el tiempo de respuesta que estuvo detenido. En cada uno de los casos con la protección actual y la nueva.

En el caso del Micro 51, que es la protección con la que se contaba, la forma de indicar cuando había ocurrido algún evento era con un led encendido el cual podía indicar que había operado por corriente temporizada o corriente instantánea y como cada fase tiene su relé, el que se encuentre operado será el indicador de que fase fue la afectada, (ver la figura N° 4.35).



Figura N° 4.35: Luz indicadora de falla debido a corriente.

Fuente: Elaboración Propia.

En el relé de protección de tierra GR-5 se puede observar su operación a través de la luz indicadora del equipo, el cual solo se puede ver que es una falla a tierra, (ver la Figura N° 4.36).



Figura N° 4.36: Luz indicadora de falla a tierra.

Fuente: Elaboración Propia.

4.11 Descarga de eventos desde un equipo digital

Se puede visualizar a través de PI visión las corrientes y tensiones las cuales crea un registro histórico y poder analizar el comportamiento de los equipos, en él se pueden observar las corrientes de un equipo con una interrupción en su consumo, (ver la figura N° 4.37).

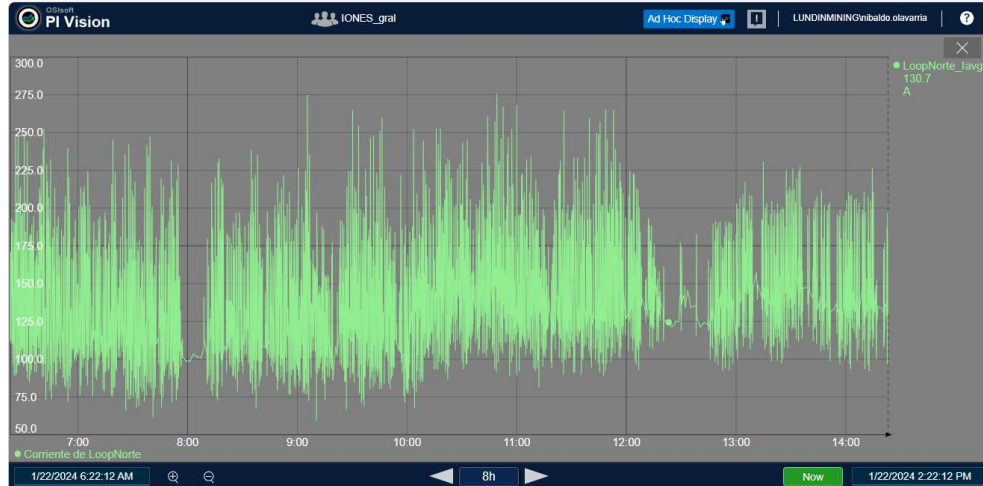


Figura N° 4.37: Registro de fallas históricas a través del Software PI Visión.

Fuente: Elaboración Propia.

4.12 Análisis de una falla real

A continuación, se observa cómo es la gráfica de funcionamiento normal de un alimentador, ya que no hay cortes en la gráfica que lleguen a cero (ver la figura N° 4.38).

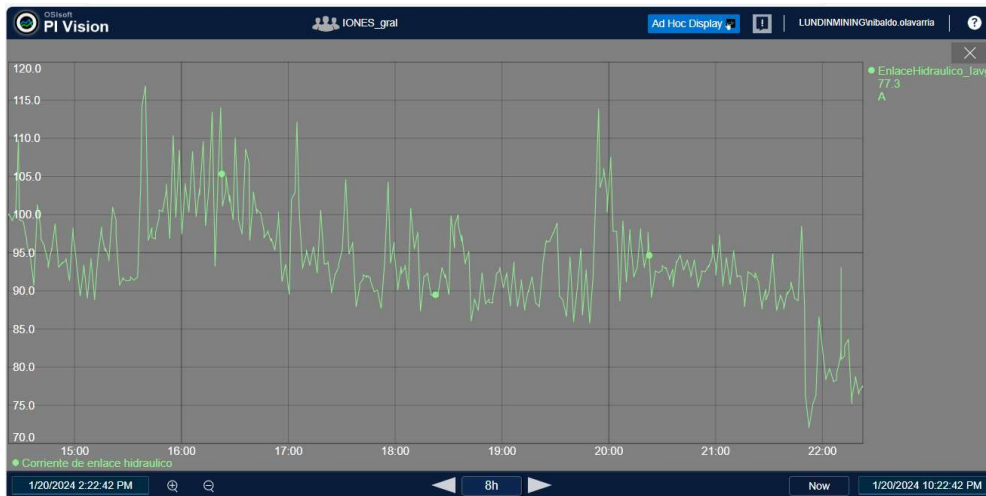


Figura N° 4.38: Gráfica de alimentador.

Fuente: Elaboración Propia.

En el siguiente caso se puede observar cómo resulta la gráfica con una falla en el mismo alimentador, la cual tuvo una duración de 4 horas de interrupción en el servicio y la corriente después de un Pick alto que llega a los 250 amperes se produce la apertura del alimentador mostrando la gráfica 0 amperes interrumpiendo el servicio, (ver la figura N° 4.39).



Figura N° 4.39: Gráfica con una falla de 4 horas.

Fuente: Elaboración Propia.

4.13 Informe de evento descargado desde la protección digital

Una de las cualidades del REF 615 es que se puede descargar un informe de falla a través del software PCM600, el cual muestra la perturbación en un diagrama de tiempo, en la cual indica la perturbación en la Línea 2 y su descarga a tierra. (ver la figura N° 4.40).



Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Station name CAB. 3A
Object name 192.168.2.41

Fault Information

Trig date and time 29-12-2023 1:14:25.860

General Recordings Information

System frequency 50 Hz

Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29-12-2023 1:14:25.860

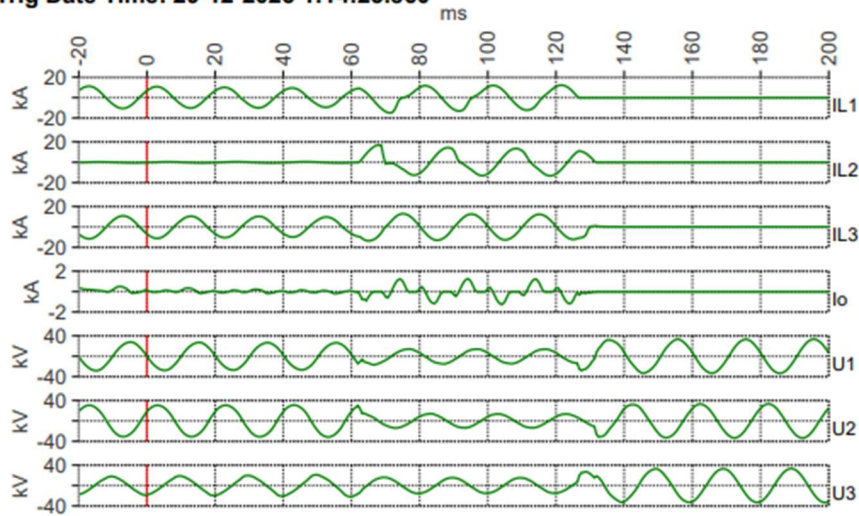


Figura N° 4.40: Informe de falla de REF 615.

Fuente: Elaboración Propia.

Otra de las ventajas que nos ofrece la plataforma de REF 615 es que nos muestra un diagrama de tiempo binario, el cual indica el tipo de falla asociada de acuerdo a la lógica habilitada en el RELE de Protección.

Estas son la sobrecorriente o la falla diferencial de tierra, según este diagrama luego de ocurrida la falla arrancan las señales DPHLPDOC 1 51 (Protección sobrecorriente trifásica direccional, etapa baja), PHIPTOC1 50 (Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea) y DEFLPDEF1 51N (Falla a tierra direccional, fase de ajuste bajo), y para finalmente las señales DEFLPDEF1 EFHPTOC1 50N (Falla a tierra no direccional (todoterreno), empleando el I0 calculado), operen y envíen el disparo hacia la apertura del interruptor luego de 25 ms este realiza la apertura y su estado será de cerrado a abierto. (ver la figura N° 4.41).

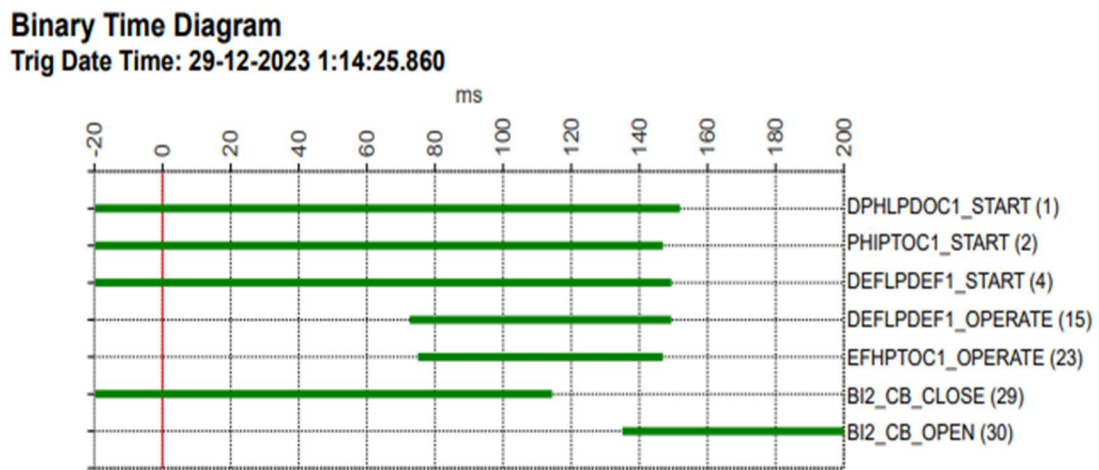


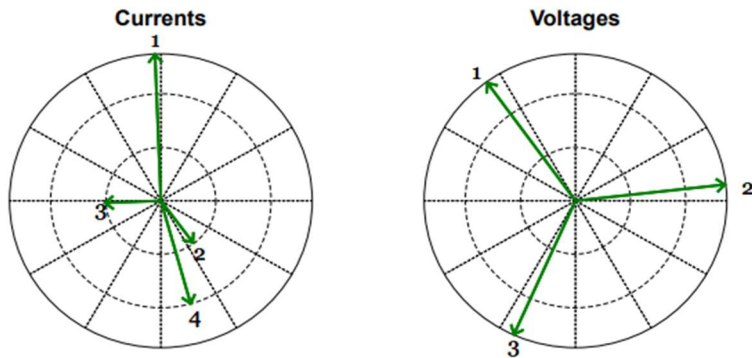
Figura N° 4.41: Diagrama binario el cual indica el tipo de falla.

Fuente: Elaboración Propia.

Como se logra apreciar la falla o interrupción del suministro en el alimentador se debe a una circulación de corriente a tierra de 204 amperes en una línea trifásica de 23 kV, la cual sufre un daño y se descarga a tierra siendo la línea afectada la fase N° 1, esta sería una falla monofásica entre la fase A y tierra (ver la figura N° 4.42).

Vector Diagrams

Calculation Time Period : -112,5 ms to -93,125 ms



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	IL1	280,484(A)	92,2°	1	U1	23,641(kV)	126,0°
2	IL2	99,552(A)	306,7°	2	U2	23,687(kV)	6,4°
3	IL3	103,641(A)	182,3°	3	U3	23,772(kV)	245,9°
4	Io	204,569(A)	285,7°				

Figura N° 4.42: Diagrama de vector de corrientes y voltajes.

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO V

EVALUACIÓN ECONOMICA

5.1 Consideraciones Generales

Esta evaluación económica se realizó de acuerdo a las tablas de cálculo de ahorro en la producción o técnicas seleccionadas, como por ejemplo el VAN o la TIR y deben considerar gran parte de sus ciclos, considerando los parámetros de entrada con un nivel de certeza adecuado. Como los costos de la producción que deben modelarse en cuanto a los históricos reales y las proyecciones del Budget.

Este proyecto tiene como objetivo disminuir los tiempos de detención del proceso de producción de cobre, por ello el migrar de una protección análoga, la cual no entrega ninguna información más que la operación del equipo a través de una luz indicadora, la protección digital es de gran beneficio en cuanto a tiempos más reducidos de interrupción de energía, mejor evaluación de las fallas y al tener más conocimientos del comportamiento del sistema con la descarga de archivos e informes de falla, que proporciona el equipo permite trabajar de manera más segura en los sistemas a intervenir.

Actualmente las protecciones análogas se encuentran descontinuadas del mercado, ya sean los equipos como tal o sus repuestos además de que su comercialización ya no se realiza dado las nuevas tecnologías que con equipos de mayores prestaciones permiten una mejor evaluación al profesional, estas mejoras se ven reflejadas directamente en que los tiempos de detención a causa de fallas eléctricas se ven disminuidos en comparación con las protecciones análogas, teniendo como resultado final para la empresa un ahorro en costos debido a detenciones por causas eléctricas.

En este capítulo se evalúa en forma financiera el proyecto de implementación de mejora en el sistema de protecciones en 23 kV del Molino SAG.

5.2 Evaluación del Proyecto

De la evaluación técnica se pudo observar que se requiere mejorar el sistema de protecciones de la alimentación del Molino SAG, esto permitirá aumentar la tasa de procesamiento de mineral, de lo anterior se puede concluir que es importante migrar a protecciones digitales las cuales mejorarían la continuidad operacional en el sistema de nuestros equipos.

Este proyecto da como resultado muy poco riesgo ya que es un sistema que se ha probado en otras instalaciones y alimentadores para eso verificar la (tabla N° 5.2), en la que se muestran los tiempos y las pérdidas por horas de la producción.

Es por esto por lo que la evaluación económica se desarrolla considerando la instalación de nuevos dispositivos de protecciones, además se deben tener presente los siguientes criterios de evaluación:

- Vida útil de 10 años.
- Tasa de descuento 12 %, tasa actual en la minera para evaluación de las nuevas inversiones.
- Tasa de impuesto es 27 %, tasa actual en la minera para evaluación de las nuevas inversiones.
- Gastos operacionales variables, criterio considerado para equipos nuevos y antiguos presentes para análisis.
- Flujo anual considera de enero a diciembre.
- Valores de inversión, gastos operaciones e ingresos, están considerados en miles de dólares americanos.

La inversión requerida para este proyecto se obtuvo a través de una Ingeniería Básica realizada para obtener los valores en forma preliminar, los cuales fueron obtenidos de los últimos proyectos ejecutados en la minera, en tabla N° 5.1 se detallan los valores considerados para la inversión.

Tabla N° 5.1: Costos estimados

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL	Cantidad	Precio Total	Moneda
A	Costos Directos			
1	Relé de Protección REF 615 ABB	1	2980	USD
2	Medidor digital ION 7400	1	3275	USD
3	Breacker 2 polos 6 A	2	32,8	USD
4	Luz Piloto Verde 30mm LED 120 VAC	1	15,65	USD
5	Luz Piloto Rojo 30mm LED 120 VAC	1	15,65	USD
6	Luz Piloto Azul 30mm LED 120 VAC	1	15,65	USD
7	Luz Piloto Amarillo 30mm LED 120 VAC	1	15,65	USD
8	Luz Piloto Blanca 30mm LED 120 VAC	1	15,65	USD
9	Selector	1	43,3	USD
10	Pulsador verde	1	57,67	USD
11	Pulsador Rojo	1	38,67	USD
12	Cable control 1.5 M2 (100 metros)	1	82,32	USD
13	Cable 2.5 M2 Corrientes y mediciones (100 metros)	1	123,54	USD
	TOTAL	14	6711,55	USD
B	Costos Indirectos (Valor externos)			
1	Ingeniería de detalles	1	3843	USD
2	Configuración lógica interna del Relé	1	1500	USD
3	Prueba de operación y medida en la Protección	1	13360	USD
	TOTAL	3	18703	USD
	TOTAL, PROYECTO	\$25.415	USD	
		\$29,899471	CLP	

🇺🇸 Valor dólar (USD) 14-05-2024 = 914,58 CLP

Fuente: Elaboración propia.

Los ahorros que se obtendrán gracias a la migración del sistema de protecciones se verán reflejados en la figura N°5.1, en la cual se podrá apreciar tanto el ahorro en el tiempo de detención del SAG, como también a cuanto equivale en US, además para poder realizar una comparación más clara se mostraban 4 gráficos en los cuales también se verán reflejados los diferentes ámbitos, tanto el del tiempo de detención, como el de gasto en US, cuando ocurre alguna falla en la red eléctrica.

EQUIPO	UBICACIÓN	TIPO DE FALLA	EVALUACION FALLA	TIEMPO REPOSICIÓN	MWH	Valor MWH	Valor total MW	Valor SAG L/Hora
RELE MICRO 51	CABINA SAG	SOBRECORRIENTE	1 HORA	3 Horas	42,348	54,10	2.291	27.624.100
RELE REF 615	CABINA SAG	SOBRECORRIENTE	20 MINUTOS	1 Hora	14,116	54,10	764	9.208.033
							Total Ahorro	18.416.067
								USD

EQUIPO	UBICACIÓN	TIPO DE FALLA	EVALUACION FALLA	TIEMPO REPOSICIÓN	MWH	Valor MWH	Valor total MW	Valor SAG L/Hora
RELE GR-5	CABINA SAG	FALLA A TIERRA	1 HORA	5 Horas	70,580	54,10	3.818	46.040.167
RELE REF 615	CABINA SAG	FALLA A TIERRA	20 MINUTOS	2 Hora	28,232	54,10	1.527	18.416.067
							Total Ahorro	27.624.100
								USD

Producción SAG		
Toneladas/H	Libras/H	Valor L/H
1.167	2.572.795	9.208.033

Valor Libra	USD
3,579	USD

Figura N° 5.1: Cálculo de ahorro en producción.

Fuente: Elaboración propia.

✚ Valor dólar (USD) 04-07-2024 = 937,43 CLP

Como quedó demostrado en la tabla anteriormente vista, el tiempo que se logra reducir, tanto en la evaluación de la falla, como en el tiempo de reposición es bastante en comparación con el sistema análogo, siendo esta una falla de sobre corriente, se logró determinar que la disminución del tiempo de detención fue cercana al 66 %, lo cual equivale a un ahorro de \$18.416.067 de dólares, en la figura N° 5.1, y N° 5.2, queda en clara evidencia las grandes ventajas que tiene el nuevo sistema, y que todas ellas se ven reflejadas en un ahorro bastante significativo para la empresa tanto en tiempo como también en costos.



Figura N° 5.2: Gráfico de tiempo de detención por falla de sobrecorriente.

Fuente: Elaboración Propia.

En esta tabla se logra ver el valor de la falla en el relé Micro 51 como supera al Ref 615 el cual obtiene un valor de ahorro 27 millones de dólares en un lapso de una hora de falla o del servicio interrumpido.

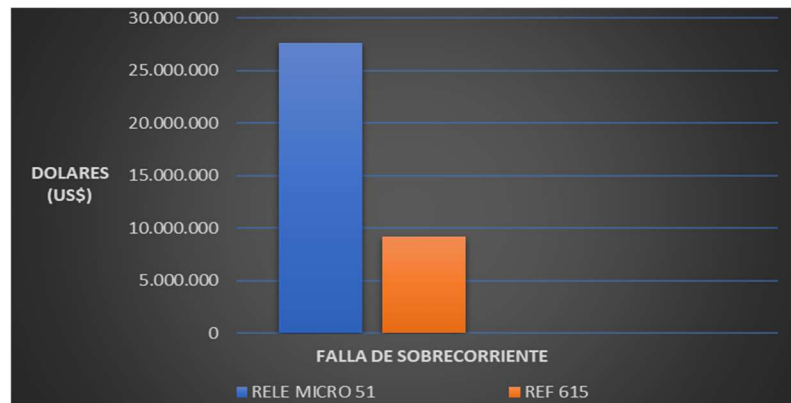


Figura N° 5.3: Gráfico de costo de detención una por una falla de sobrecorriente.

Fuente: Elaboración Propia.

Así como en la falla de sobrecorriente se lograron bajar tanto los tiempos de detención como los costos, en una falla a tierra ocurre lo mismo, obteniendo un 60 % de disminución en el tiempo de reposición en comparación al sistema de protecciones antiguo.

En la figura N° 5.3 y N° 5.4, se logra apreciar la gran diferencia que produce el nuevo sistema de protecciones, ahorrando un total de \$27.624.100 de dólares, debido a que la falla se logra detectar y reparar en 3 horas más rápido que con el antiguo sistema de protecciones.



Figura N° 5.4: Gráfico de tiempo de detención por falla a tierra.

Fuente: Elaboración Propia.

En esta tabla se puede ver que el Ref 615 logra un valor de falla de 18 millones de pesos mientras que el micro 51 llega a los 46 millones de dólares.



Figura N° 5.5: Gráfico de costo de detención una por una falla a tierra.

Fuente: Elaboración Propia.

5.3 Análisis de Costo, Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno.

En esta subsección, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de costo del proyecto, utilizando la información proporcionada en la tabla N° 5.1 como base para evaluar la viabilidad financiera y la rentabilidad del mismo. El análisis de costo es una etapa fundamental en la evaluación de cualquier proyecto, ya que proporciona una visión detallada de los recursos financieros necesarios para su ejecución y operación a lo largo del tiempo.

Un análisis de costo implica la identificación, cuantificación y evaluación de todos los costos asociados con el proyecto, incluyendo tanto los costos directos como los indirectos. Los costos directos están relacionados directamente con la ejecución del proyecto, como los materiales, la mano de obra y los equipos necesarios. Por otro lado, los costos indirectos son aquellos gastos generales y administrativos que son necesarios para la realización del proyecto, pero no están directamente relacionados con una actividad específica del mismo.

Para calcular el costo total del proyecto, se suman los costos directos e indirectos identificados. Además, es importante considerar la tasa de descuento adecuada para calcular el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), dos medidas clave que ayudan a evaluar la rentabilidad del proyecto. El VAN se calcula restando el valor presente de los flujos de efectivo futuros del costo inicial de inversión, mientras que la TIR es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Estas herramientas proporcionan una evaluación financiera integral del proyecto y son fundamentales para la toma de decisiones informadas.

5.3.1 Análisis de costo

Para realizar un análisis de costos con los datos proporcionados en la Tabla N° 5.1, se deben seguir los siguientes pasos:

- a) Identificar los costos directos e indirectos.
- b) Calcular el costo total del proyecto.
- c) Analizar la estructura de costos, los cuales se ven reflejados en la Tabla N° 5.3.

Tabla N° 5.3: Estructura de costos.

Costo	Directo	Indirecto	Total
USD	6.711,55	18.703	25.414,55
Proporción	26,42 %	73,58 %	100 %

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, el costo total del proyecto para la nueva actualización de las protecciones es de 25.414,55 dólares (aproximadamente 25.415) valor por insumos e ingeniería del proyecto. Dado que los costos indirectos representan una parte considerable del costo total del proyecto, es crucial para la gestión del proyecto prestar atención a estos gastos generales y administrativos. Esto incluye la optimización de procesos, la eficiencia en la asignación de recursos y la minimización de costos innecesarios para garantizar la rentabilidad general del proyecto. Ahora para proporcionar una evaluación financiera integral del proyecto se deberán calcular el VAN y el TIR.

5.3.2 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN se calcula restando el costo total del proyecto (flujos de salida), del valor presente de los flujos de entrada futuros, descontados a la tasa de descuento proporcionada. En este caso, el VAN se puede calcular de la siguiente manera:

$$VAN = \text{Costo total del proyecto} - \sum \left(\frac{\text{Flujo de efectivo}}{(1+\text{tasa de descuento})^{\text{periodo}}} \right) \quad (\text{Ec. N° 6.1})$$

Donde:

- Flujo de efectivo es el flujo de efectivo para un período dado (en este caso, el costo total del proyecto -25.414,55, se usa el valor negativo ya que es un flujo de salida),
- Tasa de descuento es la tasa de descuento proporcionada (12%),
- periodo es el período en el que ocurre el flujo de efectivo (1 año).

Así, calculamos el VAN de acuerdo con la Ec. N° 6.1 se tiene:

$$VAN = 25.415 - \sum \left(\frac{-25.414,55}{(1+12)^1} \right) = 23.460,03$$

Como en este caso el VAN es de 23.460,03 USD indica que el proyecto en consideración es rentable y tiene el potencial de generar un retorno financiero positivo, lo que respalda su viabilidad económica y financiera. Esto puede ser una señal positiva para los tomadores de decisiones y puede influir en la decisión de llevar adelante el proyecto.

5.3.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa a la cual el proyecto tiene un retorno neto igual a la inversión inicial. La TIR se calcula con la siguiente ecuación:

$$0 = (-Inversión) + \frac{Ingreso \text{ Año } 1}{(1+TIR)} \quad (\text{Ec. N° 6.2})$$

En este caso se tiene que la inversión es de 25.415 dólares y el ingreso del año 1 es de 25.414,55 dólares con esto se debe despejar y hallar el valor del TIR de la Ec. N° 6.2, de esta manera:

$$0 = (-25.415) + \frac{25.414,55}{(1 + TIR)}$$

$$25.415 = \frac{25.414,55}{(1 + TIR)}$$

$$1 + \text{TIR} = \frac{25.414,55}{25.415}$$

$$\text{TIR} = \frac{25.414,55}{25.415} - 1$$

$$\text{TIR} = 1.620754 \times 10^{-5}.$$

Por lo tanto, el valor del TIR es de 0,0000162%, indicando que con la implementación de este nuevo sistema no se generan pérdidas.

5.3.4 Sensibilidad

Al realizar las pruebas de las protecciones con la calibradora marca Megger, modelo SMRT410D y simular una falla de sobrecorriente o falla a tierra, se logra apreciar la detención del alimentador afectando en un 50 % de la producción, ya que son dos Molinos SAG tomados de diferentes barras y de diferentes fuentes y cada transformador contiene una potencia de 80 MW con ventilación forzada, la pérdida por hora en un SAG se ve reflejada en la tabla N° 5.2.

El análisis de sensibilidad de un proyecto de inversión es una de las herramientas más sencillas de aplicar y que puede proporcionar la información básica para tomar una decisión acorde al grado de riesgo que se decida asumir.

El análisis de sensibilidad para este estudio considera los siguientes parámetros como referencia:

- 🚧 Tasa de descuento: 12 %.
- 🚧 Precio del Cobre: USD\$ 3,579 (Tres, quinientos setenta y nueve por libra).
- 🚧 Costo ash¹: USD\$1.8 (Uno punto ocho dólares por libra).

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

Como primera parte del proyecto se llevó a cabo una recopilación y búsqueda de datos del sistema de protecciones existente el cual era un de tipo análogo, en esta búsqueda se identificó que existe escasa información de los componentes y equipos que conforman el sistema actual y lo que es más preocupante se descubrió que ya estos equipos se encuentran obsoletos en el mercado actual, este punto tiene gran relevancia ya que como se recalcó en el texto si llegase a pasar alguna falla mayor no existe repuesto alguno por el cual cambiar el equipo dañado, es debido a esto y otros puntos lo que hacía muy importante una actualización en el sistema de protecciones eléctricas al Molino SAG 1 de minera candelaria.

Luego de dar a conocer el antiguo y el nuevo sistema de protecciones se demostró como fue el paso a paso del cambio de este sistema con fotos reales de la migración tanto físicas como de la programación por la que se optó para el nuevo sistema digital.

La ingeniería de esta migración permitió que no se modificaran ajustes que fueron establecidos y respaldados a través de ECAP anuales, que mantienen el sistema coordinado. Logrando que esta actualización sea una mejora absoluta ya que no cambia la integridad de este.

Para este proyecto uno de los objetivos más importante era disminuir los tiempos de pérdida debido a eventos eléctricos, y es que debido a esta migración del sistema de protecciones se logró disminuir en % el tiempo de búsqueda de la falla y reposición de la energía, además debido a la nueva actualización de pliegos técnicos, se hacía imperativo un cambio en el sistema para así estar dentro de la normativa eléctrica actual.

Los resultados obtenidos se pueden considerar que se encuentran dentro de lo esperado, ya que gracias al nuevo sistema se lograron bajar considerablemente los tiempo en la reposición de energía, además de eso gracias a que el REF 615 cuenta con una variedad muy grande de parámetros a los cuales se les puede modificar a gusto del cliente, esto será muy importante para seguir mejorando los tiempo y pérdidas en temas de energía ya que se puede obtener mucha información acerca de los eventos no deseados, por qué ocurrieron y que se puede hacer para evitarlos.

BIBLIOGRAFIA

[1] Componentes internos de un Relé.

<https://transistores.info/la-guia-completa-sobre-reles-funcionamiento-y-tipos/#:~:text=Componentes%20Clave%20de%20un%20Rel%C3%A9%201%20Bobin>
Lundinmining (2023) Obtenido de: <https://lundinmining.com/>

[2] Esquema de protecciones con norma ANSI

Esquemas de protecciones con norma ansi - Búsqueda Imágenes (bing.com)

[3] Pliegos Técnicos SEC RIC Norma Eléctrica

<https://electrodomus.cl/pages/pliegos-tecnicos-sec-ric>

[4] Efectos de corriente sobre el cuerpo humano

<https://uprl.unizar.es/seguridad-laboral/efectos-de-la-corriente-electrica-en-el-cuerpo-humano>

[5] Relé de protección REF615

<https://new.abb.com/products/es/REPREF615/repref615?CL>

[6] Medidor Digital ION 7400

https://www.google.com/search?q=medidor+ion+7400&sca_esv=