

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

Perfeccionamiento del modelamiento eléctrico con flujo de potencia, cortocircuito y arco flash, utilizando el software ETAP para una faja transportadora de minerales, año 2019

Josue Sanny Medina Alvarez

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2020

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

DEDICATORIA

A Dios, por la vida, por la salud, por guiar mis pasos y las oportunidades múltiples que me ayudaron a tomar las decisiones a través de los años.

A mi familia, a mis pequeñas hijas por ser los pilares de mi vida, que sacrificaron sus días libres para que yo pueda lograr mis objetivos.

A mis padres por sus consejos y enseñanzas durante mi niñez, adolescencia, juventud y madurez.

A mi abuela por permitirme conocerla y que descansa en paz.

AGRADECIMIENTO

A la universidad continental, a los coordinadores, docentes en general, personal administrativo, que nos acompañaron durante todos los años de estudio, por compartir el sacrificio y acompañarnos en las aulas de estudio.

A mis compañeros de aula por compartir nuevos conocimientos y experiencia.

A todas las personas que confiaron en mí y los que me apoyaron para lograr mis metas.

RESUMEN

El estudio de flujo de potencia, corto circuito y arco flash, forman parte importante del desarrollo de la ingeniería en todo proyecto, la gran industria está enfocada en expandir sus operaciones para aumentar la producción, mejorar el proceso y reducir sus costos operativos, manteniendo sus estándares de calidad y seguridad.

El presente proyecto de investigación, tiene como objetivo conocer el nuevo estudio de flujo de potencia, corto circuito del equipamiento eléctrico de una faja Overland dentro del sistema de potencia actual, lo cual permitirá tomar decisiones futuras para ampliar las operaciones, como el correcto dimensionamiento de equipos con respecto a la corriente de corto circuito.

El estudio de arco flash tiene como objetivo el cuidado de todo el personal, para que tenga conocimiento de las distancias de seguridad dentro de una instalación eléctrica y la correcta ropa de seguridad que deben de llevar puesta.

La construcción de una faja Overland de 6.5 km de longitud fue un éxito para el transporte del material chancado, ya que reemplazo a los camiones, logrando reducir los riesgos de seguridad y mantener el cuidado del medio ambiente.

Los equipos y componentes eléctricos instalados cumplen los mal altos estándares de calidad.

Palabras claves: flujo de potencia, corriente de cortocircuito, arco flash, coordinación de protecciones.

ABSTRACT

The study of power flow, short circuit and flash arc are an important part of engineering development in any project, the big industry is focused on expanding its operations to increase production, improve the process and reduce its operating costs, maintaining its standards of quality and safety.

The present research project aims to learn about the new study of power flow, short circuit of the electrical equipment of an overland belt within the current power system, which will allow future decisions to be made to expand operations, such as the correct dimensioning of equipment with respect to short circuit current.

The goal of the arc flash study is to take care of all personnel, so that they have knowledge of the safety distances within an electrical installation and the correct safety clothing that they must wear.

The construction of an overland belt of 6.5 km in length was a success for the transport of the crushed material since it replaced the trucks, managing to reduce the safety risks and maintain the care of the environment.

The electrical equipment and components installed meet the poor high quality standards.

Keyword: power flow, short-circuit current, flash arc, protection coordination.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT	v
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	1
1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.1.2 Formulación del problema.....	2
1.1.2.1 Problema general.....	2
1.1.2.2 Problema específico.....	2
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	3
1.4 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLE.....	4
1.4.1 Hipótesis general.....	4
1.4.2 Hipótesis específica.....	4
1.4.3 Variables.....	4
1.4.3.1 Variable independiente.....	4
1.4.3.2 Variable dependiente.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS.....	10
2.2.1 Flujo de potencia.....	10
2.2.1.1 Método de Newton – Raphson.....	11
2.2.1.2 Potencia activa.....	13
2.2.1.3 Potencia reactiva.....	13
2.2.1.4 Factor de potencia.....	14
2.2.1.5 Compensación.....	14
2.2.1.6 Criterios para elegir el sistema a compensar.....	16
2.2.1.7 Regulación de conmutador taps de transformadores.....	19

2.2.2	Corriente de corto circuito.	20
2.2.2.1	Tipos de cortocircuito.	21
2.2.3	Arco eléctrico.	22
2.2.3.1	Norma NFPA 70E.	22
2.3	DEFINICIONES DE TÉRMINOS BÁSICOS	25
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		27
3.1	MÉTODO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.	27
3.1.1	Método de la investigación.....	27
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	27
3.3.1	Población	27
3.3.2	Muestra	28
3.4	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	28
3.4.1	Técnicas.....	28
3.4.2	Instrumentos	28
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		29
4.1	RESULTADO DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	29
4.1.1	Descripción del sistema eléctrico.	30
4.1.2	Equipamiento Sala Eléctrica N°1.....	30
4.1.2.1	Sala Eléctrica N° 1.	31
4.1.3	Equipamiento Sala Eléctrica N° 2.....	32
4.1.3.1	Sala Eléctrica N° 2	32
4.1.4	Información obtenida.....	33
4.1.5	Cables.....	33
4.1.6	Transformadores.....	34
4.2	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.	35
4.2.1	Modelamiento del sistema E. N°1	35
4.2.1.1	Estudio de flujo de carga.....	36
4.2.1.2	Estudio de corto circuito.....	41
4.2.1.3	ESTUDIO DE ARCO FLASH.....	44
4.2.1.4	Estudio de coordinación.....	48
4.2.2	Modelamiento del sistema E. N°2.	58
4.2.2.1	Estudio de flujo de carga.....	59
4.2.2.2	Estudio de corto circuito.....	62
4.2.2.3	Estudio de arco flash.....	64

4.2.2.4 Estudio de coordinación.....	67
DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	74
CONCLUSIONES.....	75
RECOMENDACIONES.....	77
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	84
ANEXOS.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de facturación tarifa Mat-L	19
Tabla 2. Ropa de protección y equipos de protección personal (TABLA 130.7 NFPA 70E).....	23
Tabla 3. Datos de cables 33 kv, 4.16 kv y 0.48 kv. S.E. N°1.....	34
Tabla 4. Datos de cables 4.16KV, 0.48KV. S.E. N°2.....	34
Tabla 5. Dato de transformadores S.E N°1	35
Tabla 6. Dato de transformadores S.E. N° 2	35
Tabla 7. Resultado de caída de tensión con el sistema integral, sin modificar Taps. .	37
Tabla 8. Resultado de caída de tensión con el sistema integral, con Taps modificado - 2.5.	37
Tabla 9. Resultado de caída de tensión, con el sistema independiente, sin modificar Taps.	38
Tabla 10. Resultado de caída de tensión, con el sistema independiente, Taps modificado.	38
Tabla 11. Resultado de flujo de carga y factor de potencia.....	39
Tabla 12. Resultado de capacidad de equipos eléctricos.....	40
Tabla 13. Resultado de corriente cortocircuito- estado permanente sistema integral.	41
Tabla 14. Resultado de corriente cortocircuito- estado permanente, sistema independiente.	42
Tabla 15. Verificación de capacidad de interruptores (KA).....	43
Tabla 16. Análisis de arco eléctrico, S.E. N° 1, con el sistema integral	45
Tabla 17. Análisis de arco eléctrico, S.E. N° 1, con el sistema independiente.....	46
Tabla 18. Ajuste de dispositivos de Protección: relés.....	57
Tabla 19. Ajuste del dispositivo de protección: disyuntor de bajo voltaje.....	58
Tabla 20. Resultado de caída de tensión con el sistema integral.	59
Tabla 21. Resultado de caída de tensión con el sistema integral, Taps modificado. ..	59
Tabla 22. Resultado de caída de tensión con el sistema independiente, sin modificar Taps	60
Tabla 23. Resultado de caída de tensión con el sistema independiente, Taps modificado.	60
Tabla 24. Resultado de flujo de carga y factor de potencia.....	60
Tabla 25. Resultado de capacidad de equipos eléctricos.....	61

Tabla 26. Resultado de corriente de corto circuito estado permanente, sistema integral.....	62
Tabla 27: Resultado de corriente de corto circuito estado permanente, sistema independiente.	63
Tabla 28. Verificación de capacidad de interruptores.....	63
Tabla 29. Análisis de arco eléctrico en barras, S.E. N° 2, Integral.....	64
Tabla 30. Análisis de arco eléctrico en barras, S.E. N° 2, Independiente.	65
Tabla 31. Ajuste de dispositivos de protección: relés.....	72
Tabla 32. Ajuste del dispositivo de protección: disyuntor de bajo voltaje.....	73
Tabla 33. Resultado de caída de tensión, con la instalación de 1 banco de condensadores.	78
Tabla 34. Resultado de flujo de carga y factor de potencia, con la instalación de 1 banco de condensadores.....	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Algoritmo flujo de carga, método Newton-Rapshon.....	12
Figura 2.	Corrección de factor de potencia.....	14
Figura 3.	Circuito donde un condensador va a conectarse a la red.	16
Figura 4.	Compensación equipos de tipo Standar.....	17
Figura 5.	Compensación de tipo equipos con filtros.....	17
Figura 6.	Corriente de corto circuito trifásico.	21
Figura 7.	Faja transportadora de mineral.....	26
Figura 8.	Diagrama unifilar general.....	29
Figura 9.	Proyecto faja transportadora.	30
Figura 10.	Diagrama unifilar sistema eléctrico n° 1.....	31
Figura 11.	Diagrama unifilar sistema eléctrico N° 2.....	32
Figura 12.	Diagrama unifilar general del sistema eléctrico S.E. N° 1.....	36
Figura 13.	Modulo análisis de flujo de potencia Etap.....	36
Figura 14.	Ajuste de Taps en transformadores.....	38
Figura 15.	Simulación flujo de carga.....	40
Figura 16.	Modulo de estudio análisis de corto circuito.	41
Figura 17.	Análisis de corto circuito.....	43
Figura 18.	Modulo para cálculo de arco flash.....	45
Figura 19.	Etiqueta arco eléctrico barra S.E. 33 kv.....	46
Figura 20.	Etiqueta arco eléctrico CCM MT 4.16 kv.....	47
Figura 21.	Etiqueta arco eléctrico CCM BT 0.48 kv.....	48
Figura 22.	Análisis de relámpago de arco S.E. N°1.....	48
Figura 23.	Relé de gestión de transformador G.E. modelo 745.	49
Figura 24.	Relé de protección del motor G.E. modelo 239.	50
Figura 25.	Simulación de falla trifásica.....	51
Figura 26.	Simulación de falla línea a tierra.....	52
Figura 27.	Eventos de secuencia de operación, falla trifásica.	52
Figura 28.	Eventos de secuencia de operación, falla línea a tierra.....	52
Figura 29.	Simulación de protección de relé G.E. 2, por falla trifásica.	53
Figura 30.	Secuencia de eventos de operación por falla trifásica.....	53
Figura 31.	Simulación de protección de relé G.E. 3, por falla trifásica.	54
Figura 32.	Secuencia de eventos de operación por falla trifásica.....	54
Figura 33.	Grafico de coordinación relé ge 1, GE 2, GE 3.....	55

Figura 34.	Gráfica de coordinación relé GE 2.....	55
Figura 35.	Gráfica de coordinación relé GE 3.....	56
Figura 36.	Gráfica de coordinación de baja tensión.....	56
Figura 37.	Análisis de auto evaluación del Etap.	57
Figura 38.	Diagrama unifilar general sistema eléctrico S.E. N° 2.....	59
Figura 39.	Estudio de flujo de carga, equipos S.E. N° 2.	62
Figura 40.	Análisis de relámpago de arco S.E. N°2.....	65
Figura 41.	Etiqueta arco eléctrico barra principal.....	66
Figura 42.	Etiqueta arco eléctrico barra MT.....	66
Figura 43.	Etiqueta arco eléctrico barra CCM MT.....	67
Figura 44.	Etiqueta arco eléctrico barra CCM BT.	67
Figura 45.	Simulación de protección de relé G.E. 1, por falla trifásica.	68
Figura 46.	Secuencia eventos de operación por falla trifásica.	68
Figura 47.	Simulación de protección de relé G.E. 745, por falla trifásica.	69
Figura 48.	Secuencia eventos de operación relé G.E. 745, por falla trifásica.	69
Figura 49.	Gráfica de coordinación relé G.E. 1, G.E. 3, G.E. 745.....	70
Figura 50.	Gráfica de coordinación relé ge 1.....	70
Figura 51.	Gráfica de coordinación relé ge 745.....	71
Figura 52.	Gráfica de coordinación de baja tensión.....	71
Figura 53.	Análisis de auto evaluación del Etap.	72
Figura 54.	Instalación de banco de condensador 140 KVA en barra de BT.....	79
Figura 55.	Estudio de flujo de carga sin compensación.....	80
Figura 56.	Estudio de flujo de carga con compensación a la barra CCM BT.	82

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1 Planteamiento del problema

La investigación es para demostrar cuál es el criterio correcto para el diseño y simulación en un estudio de flujo de potencia, cortocircuito, arco eléctrico y estudio de coordinación de las nuevas instalaciones eléctricas, y como afecta a todo el sistema eléctrico de potencia existente. Con la finalidad de minimizar los posibles impactos que puedan surgir debido a cálculos incorrectos, los cuales pueden causar distorsiones en los resultados de cortocircuitos del sistema eléctrico, cuando se produzca la máxima demanda del sistema, preservando la calidad de suministro y protegiendo debidamente a personal humano.

Los posibles impactos debido a criterios inadecuados en las simulaciones, afecta el dimensionamiento del nuevo equipamiento en un sistema de potencia; aseveración obviado por empresas consultoras, revisores de proyectos, supervisores de proyectos y ejecutores de proyectos. Es así que, como consecuencia del mal dimensionamiento, las obras en su ejecución incurren en sobre costos.

Adicionalmente las instalaciones nuevas que fueron incorrectamente concebidas, carecen de capacidad para futuras ampliaciones.

En tal sentido, la incorrecta simulación sin considerar todas las instalaciones eléctricas aguas arriba del caso de la presente tesis: "Perfeccionamiento del modelamiento eléctrico con flujo de potencia, cortocircuito y arco flash, utilizando el software Etap para una faja transportadora de minerales", podría generar errores en el dimensionamiento de los equipos eléctricos para las nuevas instalaciones y la correcta operación a futuro, los cuales deben evitarse escogiendo el criterio adecuado.

1.1.2 Formulación del problema

1.1.2.1 Problema general

¿Cómo se afecta el dimensionamiento del equipamiento para la construcción de la faja transportadora de minerales y el cálculo de sus distancias de seguridad para mantener un área de trabajo libre de lesiones y accidentes; si en lugar de simular el nuevo equipamiento con todos los componentes del sistema de potencia se simula con el equivalente de red del sistema de potencia?

1.1.2.2 Problema específico

¿Cómo es afectado el dimensionamiento del equipamiento de una faja transportadora de mineral, si en lugar de simular el flujo de potencia del nuevo equipamiento junto con los componentes del sistema de potencia actual, se simula el flujo de potencia de manera independiente si tener en cuenta el equivalente de red del sistema de potencia?

¿Cómo es afectado el dimensionamiento del equipamiento de una faja transportadora de mineral, si en lugar de simular un corto circuito del nuevo equipamiento junto con los componentes del sistema de potencia actual, se simula el corto circuito de manera independiente si tener en cuenta el equivalente de red del sistema de potencia?

¿Cómo es afectado el dimensionamiento del equipamiento de una faja transportadora de mineral sus distancias de seguridad, si en lugar de simular el arco flash del nuevo equipamiento junto con los componentes del sistema de potencia actual, se simula el arco flash de manera independiente sin tener en cuenta el equivalente de red del sistema de potencia?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Ejecutar los escenarios de simulación del equipamiento de la faja transportadora de mineral, para garantizar la buena operatividad y continuidad de todo el sistema de suministro eléctrico y obtener sus distancias de seguridad bajo las siguientes premisas: simulación del nuevo equipamiento junto con todos los componentes del sistema de potencia y simulación de nuevo equipamiento con el equivalente de red del sistema de potencia existente.

1.2.2 Objetivos específicos

- Ejecutar los escenarios de simulación de flujos de potencia del equipamiento de una faja transportadora de minerales bajo las siguientes premisas: simulación del nuevo equipamiento junto con todos los componentes del sistema de potencia y simulación de nuevo equipamiento con el equivalente de red del sistema de potencia existente.
- Ejecutar los escenarios de simulación de corto circuito del equipamiento de una faja transportadora de minerales y conocer el dimensionamiento correcto bajo las siguientes premisas: simulación del nuevo equipamiento junto con todos los componentes del sistema de potencia, y simulación de nuevo equipamiento con el equivalente de red del sistema de potencia existente.
- Ejecutar los escenarios de simulación de arco flash del equipamiento de una faja transportadora de minerales y obtener sus distancias de seguridad bajo las siguientes premisas: simulación del nuevo equipamiento junto con todos los componentes del sistema de potencia y simulación de nuevo equipamiento con el equivalente de red del sistema de potencia existente

1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

De acuerdo con la norma NETA, el estudio de flujo de potencia debe incluir todas las partes del sistema de distribución eléctrica, desde las fuentes normales y alternativas de potencia a todo el resto del sistema de distribución. La operación normal del sistema, operación alternativa y operaciones que podrían producir las condiciones de máxima falla, se cubrirán completamente en el estudio. (1)

El estudio de la corriente cortocircuito debe estar de acuerdo con las normas de la ANSI e IEEE y se debe calcular el cortocircuito monofásico y trifásico.

En referencia al estudio de arco eléctrico, la fundación científica y tecnológica ACHS, los accidentes eléctricos que se producen son por contacto directo y relámpago; del total de accidentes eléctricos solo el 20% se deben a choques eléctricos y el 80% se dan por relámpago de arco, las estadísticas indican que en Estados Unidos se producen entre el 5 – 10 relámpagos por día, donde la mayor parte de las personas involucrados terminan en los hospitales por quemaduras. (2)

De acuerdo con los reportes mensuales realizados por Osinergmin, aquí en Perú, en promedio el 4% de los accidentes en la industria minera fue a causa de contacto con la energía eléctrica.

1.4 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLE

1.4.1 Hipótesis general

Los resultados de la simulación del equipamiento de una faja transportadora de minerales junto con el equivalente de red del sistema de potencia, y los resultados de la simulación de estos equipos junto con todos los componentes del sistema de potencia son diferentes; lo cual afecta el dimensionamiento y el resultado de las distancias de seguridad de los equipos.

1.4.2 Hipótesis específica

- Los resultados de la simulación de flujos de potencia del equipamiento de una faja transportadora de minerales junto con el equivalente de red del sistema de potencia, y los resultados de la simulación de flujo de potencia de estos equipos junto con todos los componentes del sistema de potencia, son diferentes; lo cual afecta el dimensionamiento de los equipos.
- Los resultados de la simulación de corto circuito del equipamiento de una faja transportadora de minerales junto con el equivalente de red del sistema de potencia, y los resultados de la simulación de corto circuito de estos equipos junto con todos los componentes del sistema de potencia, son diferentes; lo cual afecta el dimensionamiento de los equipos.
- Los resultados de la simulación de arco flash del equipamiento de una faja transportadora de minerales junto con el equivalente de red del sistema de potencia, y los resultados de la simulación de arco flash de estos equipos junto con todos los componentes del sistema de potencia son diferentes; lo cual afecta el dimensionamiento y el resultado de las distancias de seguridad de los equipos.

1.4.3 Variables.

1.4.3.1 Variable independiente.

Potencia aparente y activa.

La cantidad de energía incidente de un arco eléctrico.

Indicadores

- Capacidad de la potencia instalada del sistema.
- Máxima Corriente de falla de corto circuito trifásica.

- Tiempo de duración del arco.

1.4.3.2 Variable dependiente

Distancia mínima de seguridad en subestaciones de potencia en media tensión.

Indicadores

- Cálculos realizados por el software ETAP.

CAPÍTULO II : MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

Nacional

Cutti Pineda, R. Análisis técnico económico óptimo para la reducción del pago por energía reactiva de acuerdo al pliego tarifario y normas vigentes en medianas industrias. Tesis de grado, Universidad nacional del centro del Perú, Huancayo, 2010, dicho trabajo presenta la aplicación de diseñar e instalar la compensación de energía reactiva, a través de la instalación de banco de condensadores para mejorar la caída de tensión y factor de potencia. (3)

Se ha tomado el antecedente ya que en una instalación industrial se tiene cargas que funcionan con campos electromagnéticos, máquinas que necesitan de potencia reactiva, y se tienen cargas no lineales en las instalaciones industriales.

Esteban, E. (2016) en su tesis titulada “Análisis del sistema eléctrico de distribución para la ampliación de la mina Marcapunta norte exterior 10.5 KV y mina Subterránea 4.16 KV Sociedad Minera El Brocal S.A 2016,”. El objetivo es demostrar la influencia de la ampliación de nuevas cargas en la operación del sistema eléctrico de distribución de mina, mediante el reforzamiento y cambio de configuración del sistema eléctrico con ayuda del programa computacional ETAP versión 7.5 para analizar los flujos de potencia y corriente de corto circuito.

Con todos los cálculos realizados se demostrará los beneficios que adquiere el sistema eléctrico de la mina el Brocal para garantizar la continuidad del suministro eléctrico. La hipótesis de la investigación indica que para la ampliación de nuevas cargas en las minas Marcapunta Norte exterior 10 kV y mina subterránea 4.16 kV. Se requiere la modificación del sistema eléctrico de distribución.

En la simulación de escenarios de máxima demanda y mínima demanda se aprecia que se tiene caídas de tensión, en la tabla N.º9 de cargabilidad de cables, de la

tesis de investigación se aprecia que ciertas líneas aéreas y cables de energía están por encima de su capacidad nominal o de diseño, con respecto a los transformadores de potencia que están instalados se aprecia en la tabla 10, el transformador principal que alimenta a todo el sistema eléctrico de la mina Marcapunta se encuentra con un 6% de su capacidad nominal, por lo cual como parte de las conclusiones importantes es la ampliación de la subestación principal para evitar que el sistema colapse, en el trabajo de investigación también se ha demostrado con la instalación de banco de capacitores mejorar la cargabilidad del transformador del 106% al 90%. (4)

Huayta, Carlos (2017) en su tesis denominada “ Análisis de flujo de potencia del sistema eléctrico horno N.º4 por incremento de motores mediante software ETAP, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico planta Condorcocha, Huancayo 2017”, consiste en analizar los flujos de potencia y corto circuito, con la finalidad de demostrar el incremento de carga debido a la ampliación del horno y este no afecta a las instalaciones de la planta; para esto, se tuvo que desarrollar un levantamiento y diagnóstico del equipamiento de la planta, también se tuvo que tomar valores de la base de datos del COES para realizar la simulación.

La formulación de hipótesis surge cuanto influye significativamente el aumento de motores en el análisis de flujo de potencia, se concluye que para la ampliación de carga por el incremento de motores no perjudica el sistema eléctrico Condorcocha y no es necesario realizar la instalación de compensación reactiva, ya que el banco de condensadores que tiene instalado tiene la capacidad para las cargas instaladas y se encuentra dentro de los valores permitidos $\pm 5\%$. (5)

Siu, Augusto (2018) en su trabajo de suficiencia profesional titulado “Determinación y evaluación del arco eléctrico (Arco Flash) para la implementación de procedimientos y seguridad del personal que labora en el área Eléctrica de una planta concentradora de cobre”, Indica que el arco flash es un fenómeno que se caracteriza por el paso de la corriente a través del aire, el cual se presenta a altas temperaturas alrededor de 35000 °F, que al expandirse generan una ráfaga de arco, causando ruido que superan los 140 Db.

El sistema eléctrico para dicho estudio fue de la compañía minera Cerro Verde y fue diseñado en el ETAP 16.0, con el apoyo de la normal NFPA 70E y la IEEE-1584, el objetivo es reducir los posibles accidentes del personal electricista de la planta concentradora al realizar trabajos de mantenimiento y maniobras, manteniendo las correctas distancias de seguridad y tener el implemento de Seguridad (EPP) adecuado

para el personal, también se recomienda realizar cada dos años la actualización del estudio de arco eléctrico, estudio de corto circuito y coordinación de protecciones. (6)

Se sabe que la gran Industria siempre tiende a aumentar sus instalaciones por incremento de carga, cuando se cambie o amplíe la capacidad de un transformador o de los transformadores es necesario volver a realizar un estudio de arco eléctrico.

Internacional

Soto, José (2012) en su tesis denominada “Actualización y modelamiento del sistema eléctrico de la planta concentradora de CODELCO mediante software de simulación Etap” menciona que el trabajo consiste en la creación de un modelo del sistema eléctrico de potencia de todas las instalaciones de la gerencia plantas concentradora de CODELCO Chile, División Andina, mediante el uso del software de ingeniería eléctrica ETAP, enfocándose principalmente en las instalaciones ubicadas en el Concentrador.

Adicionalmente, se busca tener una base de datos actualizada del sistema eléctrico y realizar diversas simulaciones y trabajos, que permitan evidenciar problemas y buscar posibles soluciones. Una vez que se consiguió que el modelo creado en ETAP, arrojara resultados muy similares a los observados en el sistema eléctrico real, se comenzó a realizar diversas simulaciones de flujos de potencia, análisis de cortocircuito y contenido armónico; además de realizar la coordinación de algunas protecciones. (7)

Aguinsaca, Jessica y (2014) en su investigación titulada “Modelamiento y monitoreo del sistema eléctrico de la cámara de transformación CT2 de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE-L empleando el software ETAP” indican que en el presente proyecto se desarrolló para aprovechar y potencializar las herramientas informáticas con que cuenta la institución, como lo es, el Software eléctrico ETAP, el cual se empleó para realizar un estudio del comportamiento del sistema eléctrico conectado al transformador de 100 kVA ubicado en la cámara de transformación CT2, a través del monitoreo y modelamiento.

El modelamiento se realizó tomando como base diagramas unifilares existentes, la simulación en el ETAP permite visualizar datos del comportamiento del sistema eléctrico, los cuales también son tomados con su analizador en campo de medida de calidad de energía FLUKE 1735 y un PM710 que se configura con el ETAP para analizar de manera remota y en tiempo real, al analizar es estudio de flujo de potencia en ETAP se obtuvieron los siguientes parámetros, V 218.09, I 148.2, S 55, PF 88.7 y los datos obtenidos con el equipo registrador de calidad de energía FLUKE 1735 durante 3 días

fueron V 217.86, I 168.40, S 58, PF 89.76, para lo cual se determinó el error absoluto y relativo porcentual V E% 0.46, I E% 12.76, S E% 5.61%, PF % 1.01.

Para el monitoreo en tiempo real el cual permite visualizar de manera remota los datos del transformador del PM710 en el ETAP obtienen los valores V (V) 219,00 I (A) 22,20 P (kW) 7,90 Q (kVAR) 4,50 PF (%) 93,51 F (Hz) 59,99 y los valores que se obtienen de campo de la central de medida PM710 son V (V) 218,00 I (A) 22,90 P (kW) 8,30 Q (kVAR) 4,90 PF (%) 94,10 F (Hz) 59,96. Con los datos obtenidos tanto en campo como en manera remota se calcula el error porcentual V E% 0,45, I E% 3,12, P E% 4,94, Q E% 8,50 PF E% 0,63, F E% 0,05. y por lo tal el artículo recomienda Impulsar trabajos futuros de tesis empleando el software Electrical Transient Analyzer Program, ETAP. (8)

Muñoz, Nicolás. Villada, Fernando y Cadavid, Diego (212) en su artículo de investigación titulado “Análisis de los Flujos de Potencia de Sistemas Eléctricos y su Interpretación Física”, En su artículo se extiende la teoría de la potencia instantánea del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, Std. 1459 de 2010) usada en sistemas eléctricos monofásicos a sistemas eléctricos trifásicos. A partir del producto de voltajes y corrientes instantáneos se obtiene una expresión general de potencia instantánea que sirve para explicar los fenómenos de los sistemas eléctricos. Esta expresión se verifica mediante pruebas experimentales relacionando los flujos de potencia con las causas que lo producen. Por ello se propone el uso de la teoría de la potencia instantánea para explicar los fenómenos de los sistemas eléctricos y contribuir con una teoría de potencia que simultáneamente pueda facturar energía, evaluar la calidad de la energía, diseñar filtros activos, y detectar las fuentes de distorsión armónica. (9)

Cevallos, k., Herdoiza, M. y Gallo, J. (2010) en su trabajo “Seguridad eléctrica y peligro de descarga de arco” indican que los riesgos están presentes en todo tipo de instalaciones eléctricas y estos pueden disminuirse si se hace un correcto estudio de las instalaciones eléctricas, principalmente realizar un estudio de corto circuito y el uso de protecciones, por lo cual al momento de presentarse una falla en el sistema eléctrico se produce un arco eléctrico; hoy en día la seguridad industrial exige un estudio de arco eléctrico para calcular la energía incidente y las distancias de seguridad a mantener por el personal, los estudios y cálculos realizados se basan en normas internacionales como la IEEE 1584-2002 y NFPA 70E, este artículo trata que se realizaron visitas a varias planta de generación, y el lugar para realizar el estudio de arco son los centros de control de motores ya que en estos lugares, producto del diseño las personas trabajan con

diferentes niveles de tensión a distancias muy cercanas, el estudio permitirá señalar y etiquetar todos los tableros donde se indique la distancia mínima y el EPP correcto con el cual debe estar el trabajador, en el artículo no se aprecia una encuesta o estadística realizada al personal pero concluyen que gran parte del personal no tiene conocimiento de los peligros de arco eléctrico y no cuentan con ningún tipo de señalización. (10)

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Flujo de potencia

Un estudio de flujo de carga determina la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y el factor de potencia en un sistema eléctrico de potencia. Dicho estudio es realizado para investigar la magnitud y ángulo de fase de cada bus y los flujos de potencia activa y reactiva en cada rama para un sistema eléctrico de potencia dado. (11)

Un estudio de flujo de carga es importante para la expansión y planificación de los sistemas eléctricos. Se pueden determinar las condiciones incluida la estabilidad del sistema y el funcionamiento del sistema existente. El estudio de flujo de carga permite verificar el dimensionamiento de los equipos y de los alimentadores. Los resultados del mencionado estudio son críticos para la selección de los dispositivos de protección para garantizar la operación segura y seguridad del sistema eléctrico. El estudio de flujo de carga determina las condiciones que pueden causar sobrecarga y niveles incorrectos de tensión en los equipos. Los niveles incorrectos de tensión pueden ser determinados bajo condiciones de aplicación repentina de carga, o desconexión de cargas. (11)

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia se ha considerado como criterio, que los equipos de transmisión no sobrepasen su capacidad y las tensiones en las barras y nodos del sistema se encuentren dentro del rango establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para la condición de operación normal y en estado de emergencia del sistema eléctrico en estudio, los resultados de flujos de potencia se evaluarán en base a los Criterios de la Norma Técnica de servicios, los cuales se describen a continuación:

Operación Normal.

- Límites de tensión admisibles en barras: $\pm 5\% V_n$.
- Capacidad de transporte de líneas y capacidad de carga de transformadores:

- Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal, Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal, no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

2.2.1.1 Método de Newton – Raphson

Por lo general la mayoría de programas o software de estudio, comienzan con la iteración de Gauss-Seidel para obtener un buen valor inicial de tensión en la iteración de Newton – Raphson. (12)

El problema del flujo de carga puede resolverse mediante el método Newton Raphson utilizando un conjunto de ecuaciones no lineales para expresar la potencia real y reactiva especificada en términos de voltajes de bus (13). la potencia en el bus P es:

$$P_p - jQ_p = E_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} E_q$$

Donde:

$$E_p = e_p + jf_p$$

y

$$Y_{pq} = G_{pq} - jB_{pq}$$

Reemplazando la ecuación 2 y 3 en 1 obtenemos.

$$P_p - jQ_p = (e_p - jf_p) \sum_{q=1}^n (G_{pq} - jB_{pq})(e_q + jf_q)$$

Separando las partes real e imaginaria.

$$P_p = \sum_{q=1}^n \{e_p (e_p G_{pq} + f_q B_{pq}) + f_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})\}$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n \{f_p (e_p G_{pq} + f_q B_{pq}) - e_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})\}$$

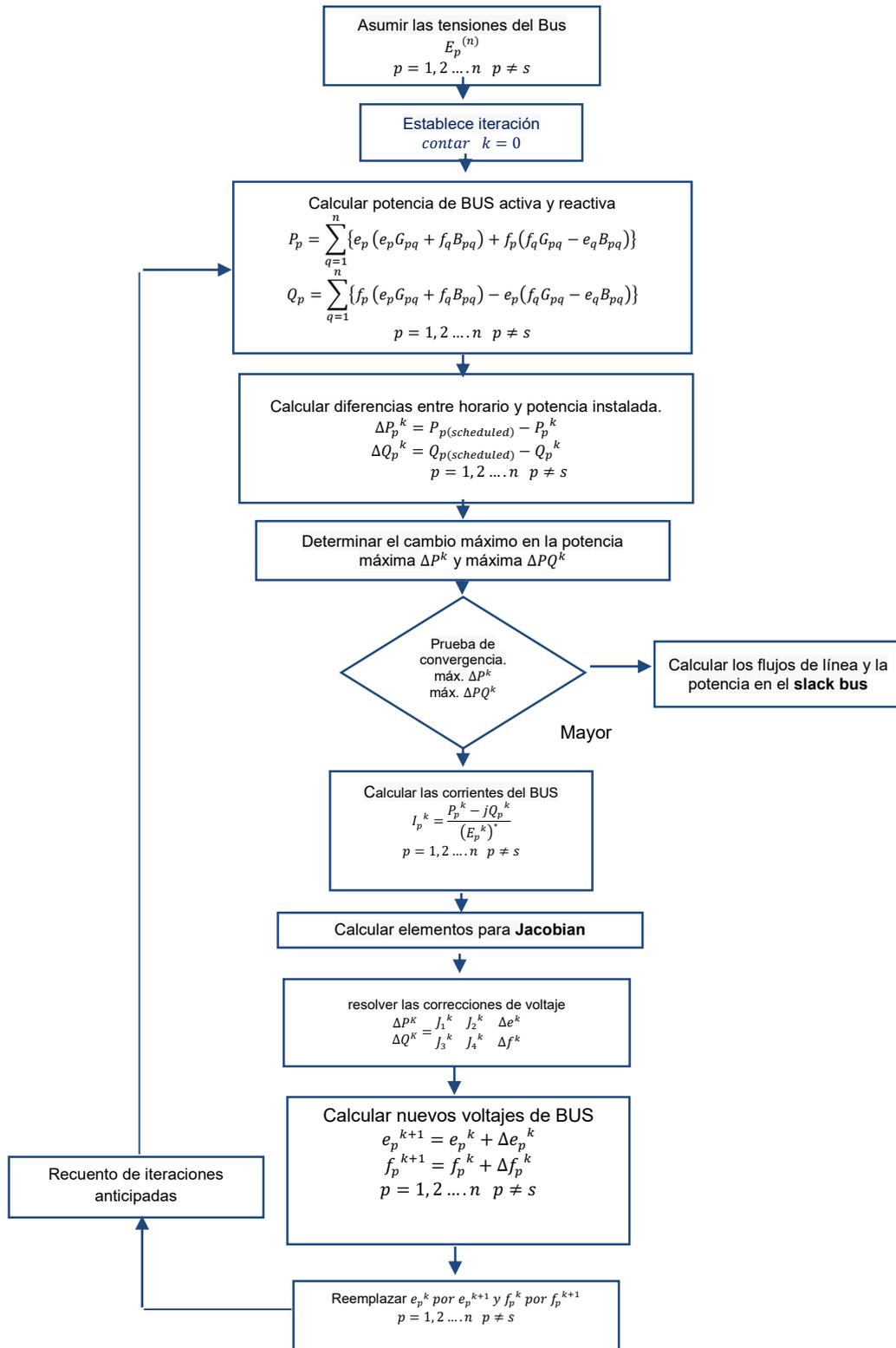


Figura 1. Algoritmo flujo de carga, método Newton-Rapshon

Fuente: Computer Methods is Power System Anlysis. Nueva York: McGraw-Hill Book Company. pág. 270.

2.2.1.2 Potencia activa

En toda instalación industrial, se tienen máquinas rotativas instaladas como los motores eléctricos, los cuales son alimentados de corriente alterna, que transforman a energía mecánica y/o calor.

Estos equipos desarrollan una potencia real o potencia útil, cuya unidad de medida es el vatio (W).

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$P = V_{rms} * I_{rms} * \cos\phi$$

Sistemas trifásicos:

$$P = \sqrt{3} * V_{LL} * I_{LL} * \cos\phi$$

Sistemas Monofásicos:

$$P = V_{LL} * I_{LL} * \cos\phi$$

Donde:

VLL: es el voltaje de línea a línea en Voltios (V).

ILL: es la corriente de línea a línea en Amperes (A).

P: potencia activa en Watt (W) o (KW).

$\cos \phi$: Factor de potencia del sistema.

2.2.1.3 Potencia reactiva

En una instalación industrial hay máquinas estáticas y dinámicas que necesitan campo magnético para su funcionamiento como los transformadores, motores, etc.

Estos equipos consumen un tipo de energía conocida como reactiva, el cual es originado por dispositivo de tipo inductivo y de tipo capacitivo, cuya unidad de medida es el KVAR o MVAR.

Se calcula con la siguiente formula.

Para circuito monofásico.

$$Q = V * I * \text{sen}\phi$$

Para circuito trifásico.

$$Q = \sqrt{3} * V * I * \text{sen}\phi$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Donde:

Q : Potencia reactiva (KVAR)

P : Potencia Activa.

S : Potencia Aparente.

Esta energía reactiva afecta en el resto de instalaciones, provocando pérdida en los conductores caída de tensión, calentamiento por efecto Joule.

2.2.1.4 Factor de potencia

Es la relación de la potencia activa P con la potencia aparente S.

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Donde:

$\cos \varphi$: Factor de potencia.

P : Potencia Activa.

Q : Potencia Reactiva.

2.2.1.5 Compensación

Las cargas eléctricas, transformadores, motores, etc., son consumidores inductivos, y su funcionamiento es con campos magnéticos que toma potencia inductiva o reactiva de la red de alimentación.

Se necesita que el factor de potencia sea lo más cercano a 1, para ello se puede instalar condensadores en paralelo para reducir la potencia reactiva.

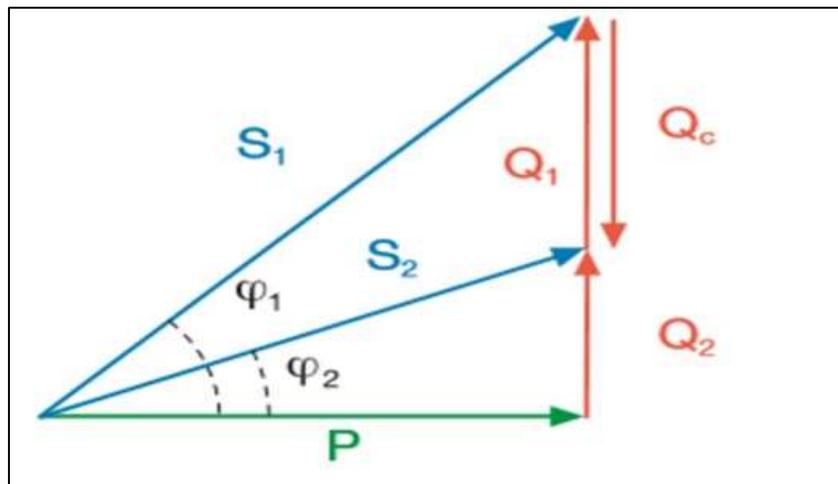


Figura 2. Corrección de factor de potencia.

Fuente: "Corrección de factor de potencia y filtrado de armónicos", ABB.

Dónde.

P: Potencia instalada

Q: Potencia reactiva.

S: Potencia Aparente.

φ_1 : Ángulo de desfase antes de la corrección.

φ_2 : Ángulo de desfase después de la corrección.

Para el cálculo de potencia requerida del banco de capacitores para corregir el factor de potencia en instalaciones de BT y MT, se realizará con la siguiente fórmula.

$$Q_{CAP} = P * \left\{ \left[\frac{1}{(\cos \varphi_1)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{1}{(\cos \varphi_2)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$

Donde:

Q_{CAP} : Capacidad de banco condensadores en KVAR.

P : Potencia Útil KW.

$\cos \varphi$: factor de potencia inicial.

$\cos \varphi$: factor de potencia deseado.

De acuerdo a Schneider, También se puede calcular con la siguiente fórmula abreviada:

$$Q_c = P * (tg\varphi_1 - tg\varphi_2)$$

Para la ubicación de los condensadores, los principales métodos de corrección son:

- Corrección del factor de potencia distribuida.
- Corrección del factor de potencia por grupos.
- Corrección del factor de potencia centralizada.
- Corrección del factor de potencia mixta.
- Corrección del factor de potencia automática.

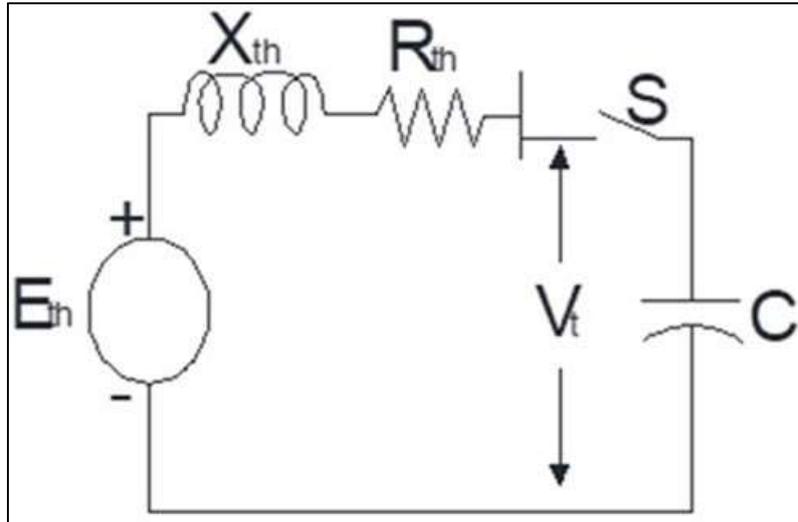


Figura 3. Circuito donde un condensador va a conectarse a la red.
Fuente: Análisis de sistemas eléctricos de potencia, Stevenson, pág. 201.

2.2.1.6 Criterios para elegir el sistema a compensar

En todas las instalaciones eléctricas industriales y también domiciliarias tenemos la presencia de armónicos, que se originan por causa de las cargas no lineales que están conectadas al sistema de distribución eléctrica.

Nos referimos a las cargas no lineales cuando la onda senoidal es diferente o sufre una deformación a la onda que la fuente origina, lo que en el menor y mayor tiempo provoca el funcionamiento deficiente de los equipos. (14)

La cantidad de presencia de armónicos en una red se denomina distorsión y su magnitud se cuantifica por las tasas de distorsión armónica: (14)

$$THD\% = 100 * \sqrt{\sum_{h=2}^H \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2}$$

Es por esto que es importante conocer el tipo de compensación a usar para nuestra RED.

Redes no contaminadas con armónicos, THDU < 1,5 %

Para este tipo de redes, los equipos a instalar son de tipo estándar: equipos con tensión nominal de los condensadores igual a la tensión de red.

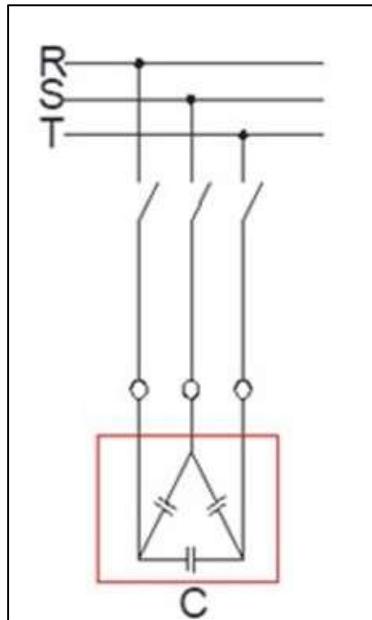


Figura 4. Compensación equipos de tipo Standar.
Fuente: Elaboración propia.

Redes contaminadas con armónicos, THDU > 1,5 % < 6 % y THDU > 6%

Para este tipo de redes, los equipos a instalar deben ser condensadores con filtros de rechazo y condensadores acompañados de filtros activos. Las reactancias: son conjuntos L-C.

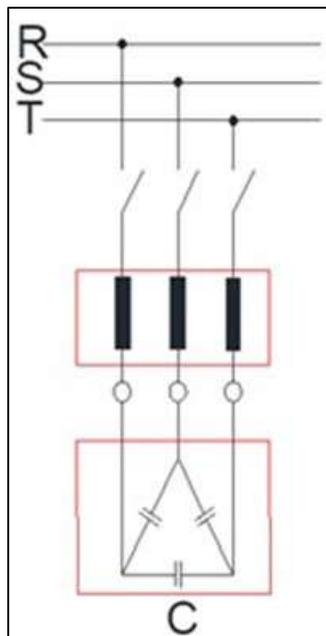


Figura 5. Compensación de tipo equipos con filtros
Fuente: Elaboración propia.

Principales Ventajas y desventajas de la instalación de banco de condensadores

Las principales ventajas son:

- Reducción de los costos por el consumo de electricidad: las compañías de energía eléctrica penalizan el uso de energía reactiva, esto con la finalidad de buscar la corrección por los usuarios.
- Aumento de Potencia real o útil en transformadores y equipamiento.
- Reducir potencia reactiva.
- Mejorar el factor de potencia.
- Mejorar el % de caída de tensión.
- Para futuras instalaciones y ampliaciones reducir el calibre de la sección de los conductores.
- Reducir el calentamiento de los conductores por efecto Joule.

Las principales desventajas que se podría dar son:

- Modificación o reingeniería del equipamiento eléctrico para instalar un banco de condensadores.
- No tener el espacio en físico dentro de una sala o subestación eléctrica para la instalación.
- Incremento del presupuesto para la compra e instalación.

Norma Peruana Condiciones de Aplicación de los Precios de Generación y Transmisión.

Para un mayor conocimiento e información se puede revisar la página oficial del organismo encargado de regular la tarifa de los precios en barra por generación y transmisión, OSINERGMIN:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/OSINERGMIN%20No.262-2014-OS-CD.pdf>

En el artículo cuatro define los niveles de tensión como; MAT muy alta tensión mayor a 100 KV, AT alta tensión igual o mayor a 30 KV y menor o igual 100 KV, y MT media tensión mayor que 1 KV y menor a 30 KV.

También se hace mención al horario de hora punta, que comprende el periodo entre las 18:00 y 23:00 horas, con las excepciones previstas en la norma de tarifas en barras, y las horas fuera de punta, periodo no comprendido en las horas de punta.

Tabla 1.*Parámetros de facturación tarifa Mat-L*

Opción tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargo de facturación
MAT-L	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P). Energía (kW*h): Punta y Fuera de Punta Potencia (kW): Demanda Máxima Mensual. Medición de energía reactiva (kVAR*h).	a) Cargo por energía activa en horas de punta (S/. /kW*h). b) Cargo por energía activa en horas fuera de punta (S/. /kW*h). c) Cargo por potencia activa de generación (S/./kW–mes). d) Cargo por energía reactiva (S/./kVAR*h).

Fuente: www.osinergmin.gob.pe/resoluciones/pdf/2014/osinergmin%20no.262-2014-os-cd.pdf

De acuerdo con la normativa peruana de tarifas eléctricas de tipo MAT-1, suministro con alimentación a tensiones nominales > a 138 KV, se facturará por energía reactiva, solamente cuando exceda el 30 % de la potencia útil y el factor de potencia sea menor a 0.96.

2.2.1.7 Regulación de conmutador taps de transformadores

Cuando se tiene transformadores de distribución en los sistemas eléctricos y se presenta una tensión menor en las barras a suministrar, la tolerancia de caída de tensión puede compensarse cambiando los taps del transformador, por lo general, los taps se encuentran en el lado de Media Tensión, debido a que se tienen que manejar donde hay menor corriente. (15)

El cambio en la relación de transformación es normalmente -5%, -2.5%, 0, +2.5%, +5%. (15)

Transformaciones de fase interconectada.

los transformadores con devanados procedentes de más de una fase en un solo miembro del núcleo presentan complicaciones especiales cuando se conectan en paralelo unidades desiguales. (16)

Transformaciones trifásicas a trifásicas. (16)

Las conexiones delta – delta, delta – estrella y estrella - estrella, son la de uso más general.

Las conexiones estrella - delta y delta – delta pueden usarse en transformadores elevadores para voltaje moderados.

La conexión estrella – delta, tiene la ventaja de proporcionar un buen punto de conexión a tierra en lado conectado a tierra, que no se desplaza al haber desbalanceo en la carga, y la otra ventaja adicional es la de estar libre de voltajes y corrientes en la tercera armónica; la conexión delta – delta tiene la ventaja de permitir operación en V en caso de que sufra daño una de las unidades.

Las conexiones en delta no son lo mejor para transmisión en voltaje muy elevado; sin embargo, pueden asociarse en algún punto con otras conexiones que proporcionen medios para aterrizar correctamente el sistema de alto voltaje; pero es mejor, en general, evitar sistemas mixtos de conexión. (16)

Las conexiones delta – estrella para elevación y estrella – delta para reducción son, sin lugar a duda, los mejores para sistema de transmisión de alto voltaje, su costo es reducido y proporcionan un neutro estable, con lo cual el sistema de alto voltaje puede aterrizar directamente o llevarse a tierra a través de una resistencia de valor tal que amortigüe el sistema en forma crítica y evite posibilidad de oscilación.

2.2.2 Corriente de corto circuito

Los cálculos de corrientes de cortocircuito con el ETAP se realizan basados en la norma IEC 60909, titulada como “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC”, en la cual se hace alusión, entre otras, al cálculo de corriente de cortocircuito máxima. Para el cálculo de esta corriente se evalúa que la tensión en el punto de falla en el momento en que ocurre la falla es de 1.10 p.u.. Entre las consideraciones generales del estudio, se cuentan:

- Se consideran los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico.
- El sistema considera una tensión de pre-falla igual a 1,1.
- Se estima una duración del cortocircuito, o tiempo de despeje de falla, igual a 1 segundo. El tiempo de separación de contactos del interruptor (tiempo de apertura) se define en milisegundos.
- El cálculo de niveles de cortocircuito se ejecuta sobre las barras del sistema en estudio y no sobre cada tramo particular que se conecta a dicha barra, de

manera que se obtienen resultados que en muchos casos son superiores a los valores reales que se obtendrán para cada interruptor.

- Adicionalmente, aquellos interruptores existentes del entorno eléctrico cuyos niveles de cortocircuito aumenten sobre un 2% de los niveles de corriente de cortocircuito para la condición actual de operación, se verificará las capacidades de ruptura de estos interruptores.

2.2.2.1 Tipos de cortocircuito

Son cuatro los tipos de corto circuito más frecuentes que pueden darse en una red eléctrica trifásica. (17)

- Cortocircuito Trifásico.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito bifásico a tierra.
- Cortocircuito monofásico a tierra.

Para el estudio de corto circuito, tomaremos como máxima corriente de cortocircuito a los de tipo cortocircuito trifásico, ya que son los únicos que se comportan como sistemas equilibrados, es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo.

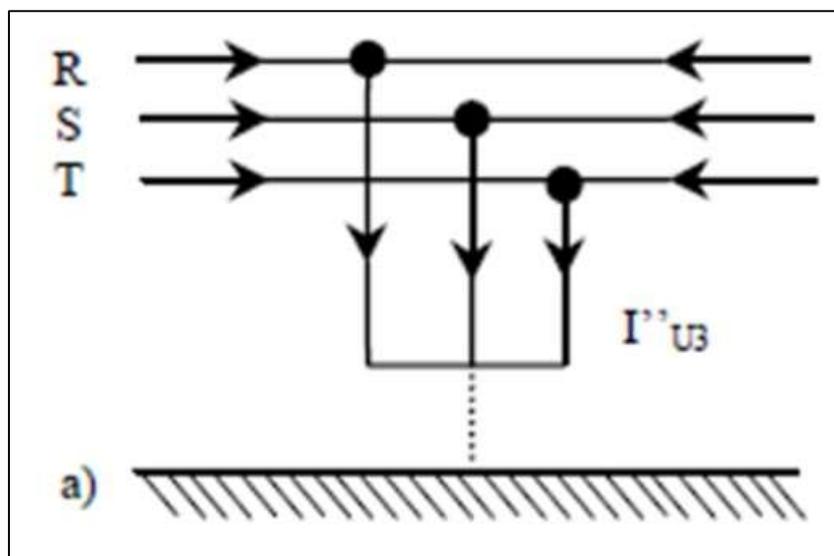


Figura 6. Corriente de corto circuito trifásico.

Fuente: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, Por La Universidad Nacional Mar Del Plata, 2015.

El cálculo se realizará con la siguiente fórmula, Corriente simétrica inicial de cortocircuito I''_k .

$$I''_k = \frac{c U_n}{\sqrt{3} * Z_k} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} * \sqrt{R_k^2 + X_k^2}}$$

Para cortocircuitos desde redes no malladas, la corriente de simétrica inicial de cortocircuito I''_k en del punto de falla, es la suma de las corrientes de cada rama.

$$I''_k = \sum I''_{ki}$$

2.2.3 Arco eléctrico

Los estudios de arco eléctrico con el software ETAP, permiten conocer la energía incidente en cal/ cm², en cada barra de alimentación a equipo eléctrico, con lo cual se establecen las distancias de seguridad (límites de acercamiento), bajo las recomendaciones por la norma NFPA 70E e IEEE 1584.

Debido a las características del arco eléctrico y a su magnitud de descarga, sus consecuencias son fatales, al igual que el fuego repentino que se produce este puede llegar a incendiar, derretir prendas y materiales propios de la instalación de una subestación, por ejemplo, la puerta de una celda de interruptor de potencia.

Son dos las etapas del arco eléctrico:

La primera etapa es la ráfaga por arco eléctrico, esta se debe a que las altas temperaturas ocasionadas por el arco eléctrico generan una onda explosiva que vaporiza el metal conductor.

La segunda etapa representa el relámpago de arco, que alcanza temperatura de hasta 19 mil grados centígrados, por esta razón, se recomienda protegerse contra el arco eléctrico y fuego.

El propósito del estudio del arco eléctrico es definir las categorías de riesgo eléctrico en el equipamiento proyectado, para definir la indumentaria mínima a usar por el personal involucrado en la operación del sistema eléctrico.

2.2.3.1 Norma NFPA 70E

El propósito de la norma es proveer de forma práctica un área de trabajo seguro para los colaboradores de una empresa, en lo relacionado a los peligros que puedan darse y suscitarse del uso de la energía eléctrica. (18)

La tabla 130.7 de La norma NFPA 70E, nos indica el nivel de protección al arco para una prenda o sistema es expresado en cal/cm². (18)

Tabla 2.

Ropa de protección y equipos de protección personal (TABLA 130.7 NFPA 70E).

Categoría Peligro / Riesgo	Ropa de Protección y EPP
Categoría Peligro / Riesgo 0 No fundible (de acuerdo con ASTM F 1506-00) o fibra natural No tratada. Equipos de Protección RLL	Camisa (manga Larga). Pantalones (Largos). Anteojos de seguridad o antirrapas de seguridad (SR). Protección Auditiva (Tapones). Guantes de cuero.
Categoría Peligro / Riesgo 1 Ropa RLL, protección mínima de arco de 4. Equipos de Protección RLL	Camisa manga larga, con nivel de protección al arco. Pantalones con nivel de protección al arco. Overol con nivel de protección al arco. Protector facial o capucha con nivel de protección al arco. Campera (chamarra o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Casco de seguridad. Anteojos de seguridad o antirrapas de seguridad (SR). Protección Auditiva (Tapones). Guantes de cuero. Zapatos protectores de Arco.
Categoría Peligro / Riesgo 2 Ropa RLL, protección mínima de arco de 8. Equipos de Protección RLL	Camisa manga larga, con nivel de protección al arco. Pantalones con nivel de protección al arco. Overol con nivel de protección al arco. Protector facial o capucha con nivel de protección al arco. Campera (chamarra o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Casco de seguridad. Anteojos de seguridad o antirrapas de seguridad (SR). Protección Auditiva (Tapones). Guantes de cuero. Zapatos protectores de Arco.
Categoría Peligro / Riesgo 3 Ropa RLL, protección mínima de arco de 25. Equipos de Protección RLL	Camisa manga larga, con nivel de protección al arco. Pantalones con nivel de protección al arco. Overol con nivel de protección al arco. Protector facial o capucha con nivel de protección al arco. Campera (chamarra o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Pantalones de traje para relámpago de arco con nivel de protección al arco. Capucha de traje para relámpago de arco con nivel de protección al arco. Campera (chamarra o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Casco de seguridad. Forro al interior del casco. Anteojos de seguridad o antirrapas de seguridad (SR). Protección Auditiva (Tapones). Guantes de cuero. Zapatos protectores de Arco.
Categoría Peligro / Riesgo 4	Camisa manga larga, con nivel de protección al arco. Pantalones con nivel de protección al arco.

Ropa RLL, protección mínima de arco de 40.	Overol con nivel de protección al arco. Protector facial o capucha con nivel de protección al arco. Campera (chamarras o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Pantalones de traje para relámpago de arco con nivel de protección al arco.
Equipos de Protección RLL	Capucha de traje para relámpago de arco con nivel de protección al arco. Campera (chamarras o chaqueta), parka o impermeable con nivel de protección al arco. Casco de seguridad. Forro al interior del casco. Anteojos de seguridad o antirrapas de seguridad (SR). Protección Auditiva (Tapones). Guantes de cuero. Zapatos protectores de Arco.

Fuente. NFPA 70E

La norma NFPA 70E, sugiere la aplicación de las siguientes fórmulas para: (18)

Cálculo para distancia de la frontera de aproximación de Relámpago de Arco

$$P = 1.732 * V * I_{SC} * 10^{-6} * 0.707^2$$

$$D_C = [2.65 * MVA_{bf} * t]^{1/2}$$

Donde:

D_C = Distancia en pies de la persona a la fuente de arco para justo una quemadura curable (ej. La temperatura de la piel se mantiene a menos de 80 grados).

MVA_{bf} = MVA de falla sólida en el punto correspondiente.

MVA = MVA nominal de transformador. Para transformadores con valores nominales de MVA menores de 0.75 MVA, multiplique los MVA nominales de transformador de 1.25.

t = Tiempo de exposición al arco en segundo.

$$I_{SC} = \{[MVA base * 10^6] / [1.732 * V]\} * \{100 / \% Z\}$$

I_{SC} = Esta en Amperios, V está en voltios, y % Z se basa en los MVA del transformador

Energía incidente para arco abierto al Aire Libre (arco abierto)

$$E_{MA} = 5271 D_A^{-1.9593} t_A [0.0016 F^2 * 0.8938]$$

Energía incidente para arco en una caja cúbica (arco en caja)

$$E_{MB} = 5271 D_B^{-1.4738} t_A [0.0093 F^2 - 0.3453 F + 5.9675]$$

Donde:

- E_{MA} = Máxima energía incidente del arco abierto, cal/cm².
- E_{MB} = Máxima energía incidente en caja cubica de 20 in., cal/cm².
- D_A = Distancia a los electrodos de arco, pulgadas (para distancias de 18 pulgadas y mayores).
- D_B = Distancia a los electrodos de arco, pulgadas (para distancias de 18 pulgadas y mayores).
- t_A = Duración del arco, segundos.
- F = Corriente de corto circuito de falla sólida, kA (para el rango de 16 a 50 kA).

2.3 DEFINICIONES DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Faja Transportadora Overland.** Es un máquina electromecánica, como parte de su equipamiento está conformado por los motores eléctricos, reductores, poleas, pero especialmente la faja misma (cinta) que en estos equipos fácilmente puede medir 20 km de largo y pesar 2,000 toneladas. Si a esto sumamos la geografía escabrosa por donde corren estos equipos y el poco tiempo de detención disponible para hacer mantenimientos, realizar un cambio de la cinta pasa a ser un desafío bastante complejo que requiere de meses de trabajos de preparación. (19)



Figura 7. Faja transportadora de mineral

Fuente: www.rumbominero.com/ed125/temas/fajas%20transportadoras.pdf

- **Modelamiento y Simulación sistema de equipamiento eléctrico:** Es parte de toda ingeniería, el área eléctrica está vinculada con el modelamiento, el cual, es lograr un conjunto de ecuaciones que intentan predecir el comportamiento del sistema eléctrico; nos permite identificar las relaciones causa efecto entre la realidad y la predicción. Esta identificación, si las diferencias detectadas son relevantes, justificaran la búsqueda de mejoras al modelo. (20)
- **ETAP:** Es un software utilizado para sistemas de energía, principalmente para la simulación de sistemas de energía, incluyendo los sistemas de tierra, el seguimiento de los sistemas de energía, la potencia y otros. El nombre Etap es una abreviación del trabajo que desarrolla la aplicación: Electrical Transient and Analysis Program (Etap), (Programa Analizador y Transiciones Eléctricas, en español), el entorno de software fue desarrollado en base a las normas IEEE y ANSI. El fundador de la plataforma de software fue el Dr. Farrokh Shokooh.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.

3.1.1 Método de la investigación

El método de investigación del presente trabajo es de tipo experimental, porque tiene como característica investigar las posibles relaciones causa efectos de las variables, los cuales en diferentes escenarios de modelamiento los resultados obtenidos son comparados. (21)

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación entendida como el conjunto de estrategias y procedimientos definidos y elaboradas previamente para desarrollar el proceso investigativo, guiando los propósitos a través de la prueba de hipótesis, donde las variables han sido manipuladas dentro de la población y se obtienen más de dos medidas, así mismos la muestra ha sido tomada en distintos escenarios, el presente estudio es de carácter experimental y cuyo diseño es el estático de comparación con dos grupos, ya que los parámetros y datos obtenidos se dan después del tratamiento experimental. (21)

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

El trabajo de investigación se ha llevado a cabo del sistema eléctrico de una faja transportadora de Mineral que tiene 2 salas eléctricas, con la alimentación de diferente nivel de tensión.

3.3.2 Muestra

El tipo de muestra utilizada para el presente estudio es el de tipo no probabilístico muestreo por conveniencia, donde la muestra ha sido seleccionada de manera segura e identificada, donde se cumpla rigurosamente lo que se necesita obtener.

Comparando todos los datos de estudio del modelamiento en diferentes escenarios como sistema independiente y con todo el sistema de potencia

3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el desarrollo de la presente tesis se utilizó el siguiente equipo.

Laptop con base de datos requerida.

3.4.1 Técnicas

La técnica utilizada es la observación sistemática ya que se tiene un paquete de criterios estructurados para la obtención de datos.

La técnica de modelamiento y simulación del comportamiento de los datos a través del uso del software de sistemas eléctricos.

3.4.2 Instrumentos

Se usará el software Electrical Transient and Analysis Program ETAP versión 16 con sus módulos para cálculo de flujo de potencia, corriente de corto circuito y arco flash.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADO DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

La Compañía minera opera dos plantas concentradoras, una con una capacidad de tratamiento de mineral de 20 000 TM/día y la otra planta concentradora con una capacidad de tratamiento de mineral de 70 000 TM/día. En la figura 8 se indica que la planta concentradora Tintaya se alimenta de una barra de 138 KV denominada S.E Tintaya que opera desde el año 1985 y la planta concentradora Antapaccay se alimenta una barra 220 KV denominada S.E Tintaya Nueva que opera desde año 2012.

La construcción de la faja transportadora de mineral se realizó durante el año 2018 y 2019.

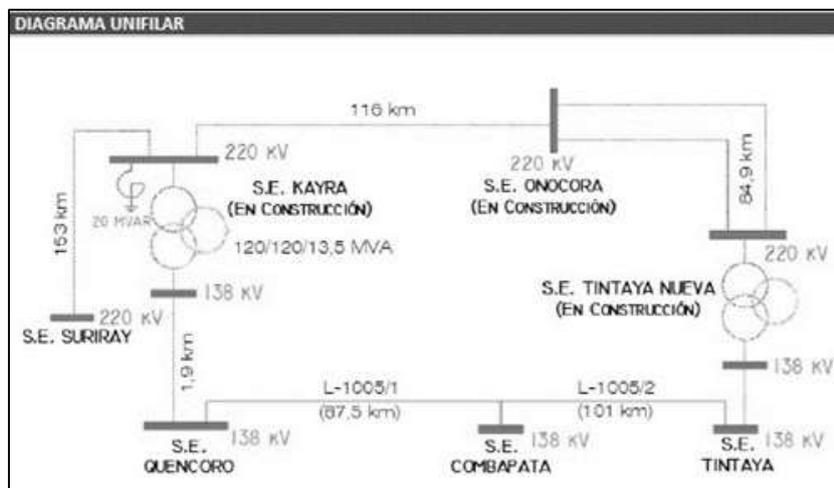


Figura 8. Diagrama unifilar general

Fuente: www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/documentos/publicaciones/compendio-proyectos-gte-construccion-julio-2019.pdf

La construcción de la faja transportadora de minerales fue un proyecto aprobado por las autoridades del gobierno peruano, según INFORME N°300-2018-MEM-DGM-

DTM/PG del ministerio de energía y minas, donde se indica no se realizará modificación a la capacidad instalada de la planta, donde se considera la instalación de componentes de un sistema de reclamación y alimentación, una faja Overland y un sistema de alimentación eléctrica, donde se hace mención a la instalación de 3 transformadores.

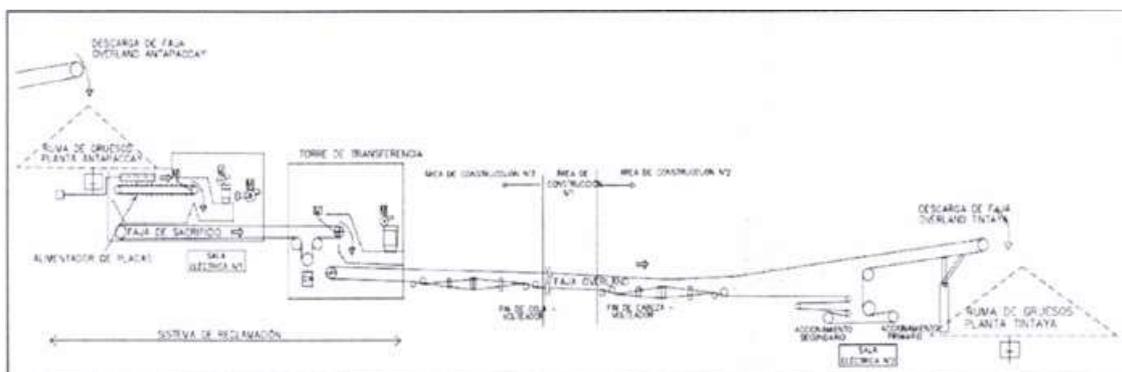


Figura 9. Proyecto faja transportadora.

Fuente: intranet2.minem.gob.pe/web/mineria/directorio/directorio/plantasbeneficione/archivonotificado.asp?id_maestra=5902&id_seccion=2&id_archivo=1&nombre_documento=3002018medgmdtmpb.pdf

4.1.1 Descripción del sistema eléctrico

El sistema eléctrico que se considera para el estudio, comprende la integración y modelamiento de dos salas eléctricas, una denominada SALA ELÉCTRICA #1, ubicada en la cola de la faja de donde se recogerá el mineral y SALA ELÉCTRICA #2 ubicada en la cabeza de la faja hasta donde se transportará el mineral.

4.1.2 Equipamiento Sala Eléctrica N°1

En la figura 10, se aprecia que el modelamiento indica que la tensión de alimentación es en una tensión 33 KV sin hacer referencia a que barra se está cargando o si se alimenta de un circuito en reserva asignado para la carga solicitada.

Se aprecia en el modelamiento que la potencia de corto circuito asumida es de 1006.832 MVA_{sc}.

En el diagrama unifilar no se hace referencia a los circuitos aguas arriba, esta sala se alimenta desde la barra en 220 KV.

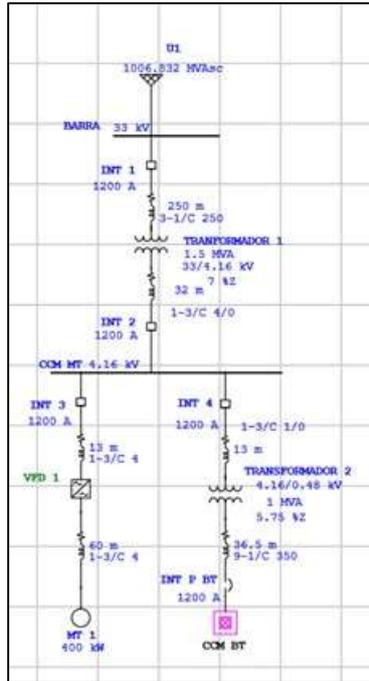


Figura 10. Diagrama unifilar sistema eléctrico n° 1
Fuente: Elaboración propia.

4.1.2.1 Sala Eléctrica N° 1.

- Acometida eléctrica en 33 Kv. desde la nueva celda, instalada en el Switchgear existente (INT 1) alimentando el transformador N°1 de 1.5 MVA con relación de transformación de 33kV/4160V, conexión delta-estrella con resistencia de puesta a tierra de 12 Ohm, protegida con un interruptor de 800A.
- Acometida eléctrica en 4160V a Switchgear CCM MT, ubicado en la sala eléctrica N° 1. desde un transformador N°1 de 1.5 MVA con relación de transformación 33kV/4.16kV, conexión delta estrella con resistencia de puesta a tierra de 12 Ohm, protegida con un interruptor de 1200A.
- Alimentación en 4160V a un motor de 400 kW (MT 1) protegido con un interruptor de 1200 A.
- Alimentación en 4160V a un transformador N°2 de 1.0 MVA con relación de transformación de 4.16kV/480V, conexión delta-estrella con resistencia de puesta a tierra de 55.4 Ohm, protegida con un interruptor de 1200 A.
- Acometida eléctrica en 480V a centro de control de motores (CCM BT) ubicado en la sala eléctrica N° 1, desde el transformador N°2 de 1.0 MVA con relación de transformación 4.16kV/480V, conexión delta estrella con

resistencia de puesta a tierra de 55.4 Ohm, protegida con un interruptor de 1200A.

4.1.3 Equipamiento Sala Eléctrica N° 2

En la figura 11, se aprecia que el modelamiento indica que la tensión de alimentación es en 4.16 KV sin hacer referencia a que barra se está cargando o si se alimenta de un circuito en reserva asignado para la carga solicitada.

Revisando la base de datos de Etap. la alimentación eléctrica antes del proyecto estaba dirigido a otra carga, la cual ya fue retirada.

Se aprecia en el modelamiento que la potencia de corto circuito asumida es de 135.123 MVAsc.

En el diagrama unifilar no se hace referencia a los circuitos aguas arriba, esta sala se alimenta desde la barra en 138 KV.

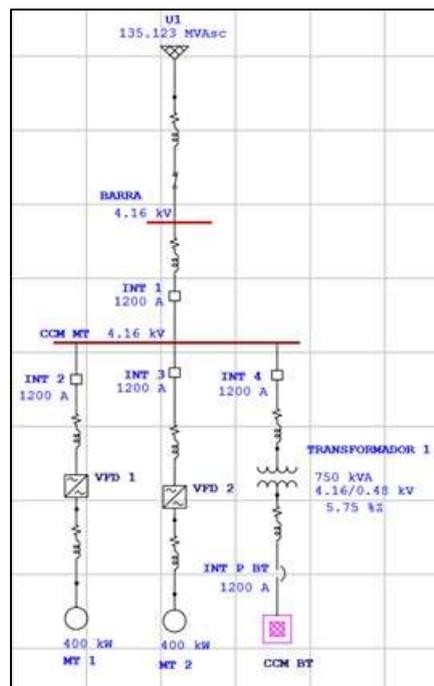


Figura 11. Diagrama unifilar sistema eléctrico N° 2
Fuente: Elaboración propia.

4.1.3.1 Sala Eléctrica N° 2

- Acometida eléctrica en 4160V a Switchgear INT N° 1 ubicado en la sala eléctrica N° 2, protegida con un interruptor de 1200 A.
- Alimentación en 4160V a un motor de 400 kW (MT 1) protegida con un interruptor de 1200 A.

- Alimentación en 4160V a un motor de 400 kW (MT 2) protegida con un interruptor de 1200 A.
- Alimentación en 4160V a un transformador (Transformador N° 1) de 0.75 MVA con relación de transformación de 4.16kV/480V, conexión delta-estrella con resistencia de puesta a tierra de 55.4 Ohm, protegida con un interruptor de 1200 A.
- Acometida eléctrica en 480V a centro de control de motores (CCM BT) ubicado en la sala eléctrica N°. 2, desde un transformador (Transformador N° 1) de 0.75 MVA con relación de transformación 4.16kV/480V, conexión delta estrella con resistencia de puesta a tierra de 55.4 Ohm, protegida con un interruptor de 1000A.

4.1.4 Información obtenida

Para la elaboración del presente proyecto de investigación se tomaron en cuenta los siguientes documentos.

Diagrama unifilar sistema eléctrico de la barra de 138 KV.

Diagrama unifilar sistema eléctrico de la barra de 220 KV

Base de datos del ETAP de la barra de 138KV.

Base de datos del ETAP de la barra de 220 KV.

Datos de tipo y longitud de cables, datos de placa de transformadores y motores.

4.1.5 Cables.

Para la selección de los conductores alimentadores se deberá de tener en cuenta lo siguiente:

El conductor eléctrico que se selecciona para su instalación debe tener mayor capacidad en amperios de la carga a alimentar, más su factor de seguridad, y el correcto aislamiento de tensión nominal.

El tipo de aislamiento y protección mecánica se debe considerar, llamase el lugar en físico donde se instalará.

Se debe considerar que el recorrido de cables alimentadores debe ser de un solo tramo y evitar empalmes que pueden generar, calentamientos y pérdidas de potencia.

Los datos de parámetros eléctricos de los cables del sistema eléctrico de la sala eléctrica N° 1, mostrados en la Figura 10, se muestran a continuación.

Tabla 3.*Datos de cables 33 kv, 4.16 kv y 0.48 kv. S.E. N°1.*

Circuito	Tipo	Sección	R (ohm/km)	X (ohm/km)	Capacidad (A)	Longitud (MT)
C1	EPR/MV105 – 35 KV	3-1/C 250	0.061	0.087	384	250
C2	EPR/MV105 – 8 KV	1-3/C 4/0	0.075	0.033	345	32
C3	XLPE-5KV	1-3/C 4	1.06	0.14	137	13
C4	XLPE-5KV	1-3/C 4	1.06	0.14	137	60
C5	XLPE-5KV	1-3/C 1/0	0.427	0.118	233	33
C6	Rubber-0.6KV	9-1/C 350	0.038	0.04	460	36.5

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de parámetros eléctricos de los cables del sistema eléctrico de la sala eléctrica N° 2, mostrados en la Figura 11, se muestran a continuación.

Tabla 4.*Datos de cables 4.16KV, 0.48KV. S.E. N°2.*

Tag	Tipo	Sección	R (oh/km)	X (oh/km)	CAP. (A)	Longitud (mt)
C1	XLPE-15 KV	3-1/C 240	0.099	0.107	356	500
C2	XLPE-5 KV	1-3/C 4	1.06	0.14	137	17
C3	XLPE 133%-5KV	1-3/C 2	0.6743	0.139	178	79.5
C4	XLPE-5KV	1-3/C 4	1.06	0.14	137	20
C5	XLPE 133%-5KV	1-3/C 2	0.6743	0.139	178	80
C6	XLPE 133%-5KV	1-3/C 2	0.6743	0.139	178	28.5
C7	XWWH -0.6 KV	1-3/C 500	0.029	0.048	533	34.5

Fuente: Elaboración propia.

4.1.6 Transformadores

Los datos de parámetros eléctricos de los transformadores del sistema eléctrico mostrado en la Figura 10, se muestran en el Tabla 5.

Tabla 5.

Dato de transformadores S.E N°1

Código del equipo	Potencia MVA	Nivel de tensión (KV)	Vcc. %	Conexión
Transformador N° 1	1.5	33/4.16	7.25	Dyn1
Transformador N° 2	1	4.16/0.48	5.75	Dyn1

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de parámetros eléctricos de los transformadores del sistema eléctrico mostrado en la Figura 11 se muestran en el Tabla 6.

Tabla 6.

Dato de transformadores S.E. N° 2

Equipo	Potencia MVA	Nivel de tensión (KV)	Vcc. %	Conexión
Transformador N° 1	0.75	4.16/0.48	5.75	Dyn1

Fuente: Elaboración propia.

4.2 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

4.2.1 Modelamiento del sistema eléctrico S.E. N°1

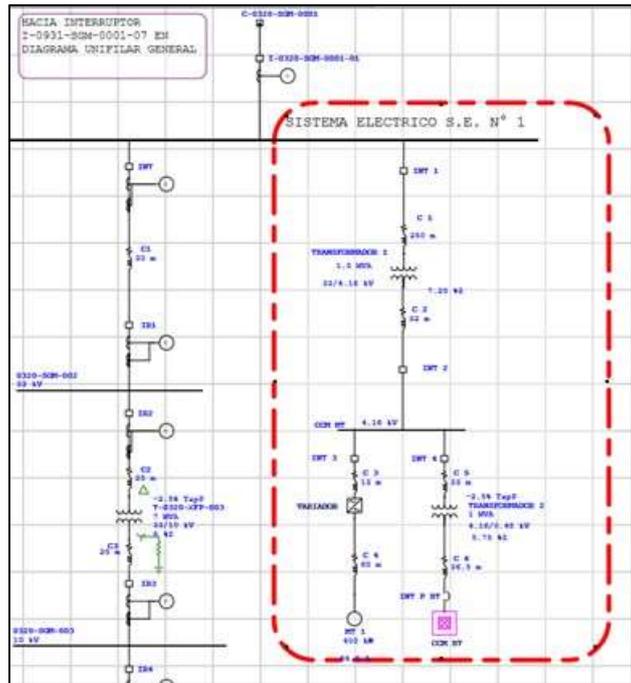


Figura 12. Diagrama unifilar general del sistema eléctrico S.E. N° 1
Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.1 Estudio de flujo de carga.

El análisis se realizará con la ayuda del módulo de flujo de potencia “Load Flow Analysis” del ETAP, esta herramienta brinda la posibilidad de hacer simulaciones de flujo de potencia mediante dos métodos numéricos. El método que se consideró y se utilizó para los cálculos fue el de Newton- Raphson.

Para el estudio se deberá seleccionar el icono de análisis de flujo de potencia, los resultados que se obtendrán en la barra serán, el voltaje en las unidades de KV, % y V.

Los resultados de flujo de potencia se obtendrán en los valores de potencia aparente (KVA), potencia activa (KW), amperios (Amp.) y Factor de potencia (FP).

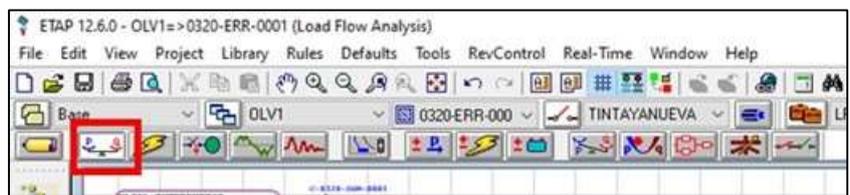


Figura 13. Módulo análisis de flujo de potencia Etap.
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos con el módulo de flujo de potencia con el equipamiento integral, se muestran a continuación:

Tabla 7.

Resultado de caída de tensión con el sistema integral, sin modificar Taps.

Ítem (código del equipo)	Tensión Nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
1. Sala Eléctrica Barra Principal			
BARRA 33 KV	33	33.117	0.35%
2. Sala Eléctrica sub barra			
BARRA 33 KV	33	33.064	0.19%
3. S.E. N° 1			
CCM MT	4.16	4.042	-2.83%
CCM BT	0.48	0.447	-6.88%

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 7, en el modelamiento del estudio de flujo de carga se observa una caída de tensión en la barra CCM MT y CCM BT.

Para mejora la caída de tensión en la barra CCM BT, se realizó un ajuste en el Taps del transformador N° 2, 4.16/48 KV- 1MVA, -2.5%

Tabla 8.

Resultado de caída de tensión con el sistema integral, con Taps modificado - 2.5.

ÍTEM	TENSIÓN NOMINAL (KV)	TENSIÓN	
		(KV)	P.U
1. Sala Eléctrica Barra Principal			
BARRA 33 KV	33	33.117	0.35%
2. Sala Eléctrica Sub Barra			
BARRA 33 KV	33	33.064	0.19%
3. S.E. N° 2.			
CCM MT	4.16	4.042	-2.83%
CCM BT	0.48	0.460	-4.20%

Fuente: Elaboración propia.

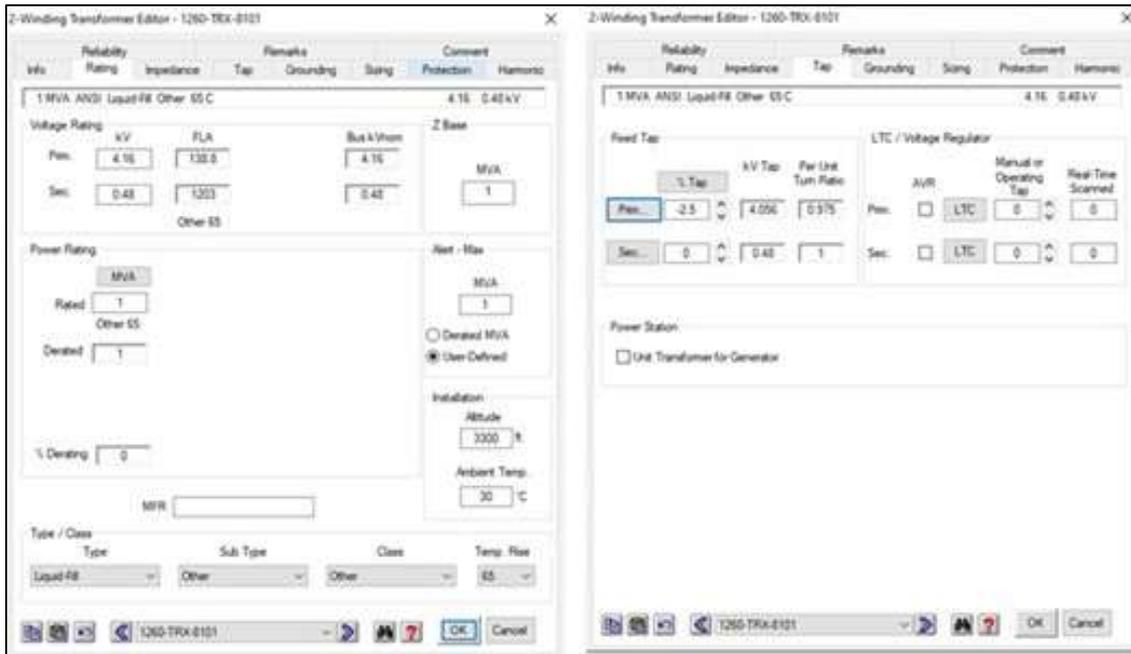


Figura 14. Ajuste de Taps en transformadores
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos con el módulo de flujo de potencia con el sistema independiente, se muestran a continuación:

Tabla 9.

Resultado de caída de tensión, con el sistema independiente, sin modificar Taps.

Ítem	Tensión Nominal		Tensión	
	(KV)	(KV)	(KV)	P.U
<u>S.E. N° 2</u>				
CCM MT	4.16	4.02		-3.42%
CCM BT	0.48	0.44		-7.08%

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la tabla 9, nos indican que la simulación del estudio con respecto a la caída de tensión, se ha realizado sin modificar los taps de los dos transformadores que tiene como identificación Transformador N° 1 y Transformador N° 2.

Tabla 10.

Resultado de caída de tensión, con el sistema independiente, Taps modificado.

Ítem	Tensión Nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
S.E. N° 2			
CCM MT	4.16	4.14	-0.2%
CCM BT	0.48	0.47	-1.66%

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la tabla 10, nos indican que la simulación del estudio con respecto a la caída de tensión, se han realizado la modificación de los taps de los dos 2 transformadores que tiene como identificación Transformador N° 1 y Transformador N° 2, se realizó el ajuste de ambos -2.5 en el lado primario.

Tabla 11.

Resultado de flujo de carga y factor de potencia.

Ítem	Potencia Activa (KW)	Potencia reactiva (KVAR)	Factor de potencia
Subestación Principal 0931 / Celda 07 (Antes del Proyecto)	5737	2359	0.93
Subestación Principal 0931 / Celda 07 (Después del Proyecto)	6886	2858	0.92
Subestación Principal 0320 / Celda 05 (Después del Proyecto)	1152	497	0.92
Barra 4.16 KV, CCM MT	1140	422	0.93
Barra 0.48 KV, CCM BT	740.9	374.2	0.89

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 11, se puede apreciar que el factor de potencia permanece similar o igual, considerando el incremento de carga.

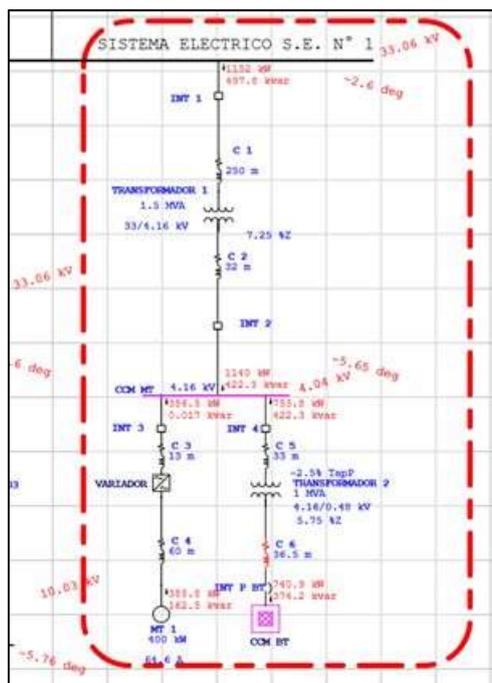


Figura 15. Simulación flujo de carga
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 12, se muestra el grado de cargabilidad de los transformadores del análisis del sistema eléctrico realizado en el software ETAP.

El transformador de potencia de 33/4.16 KV de 1.5 MVA, con todos los equipos en funcionamiento se encuentra operando al 83.27% de su capacidad de fabricación.

El transformador de potencia de 4.16/0.48 KV de 1 MVA, con todos los equipos en funcionamiento se encuentra operando al 85.9 % de su capacidad de fabricación.

Los resultados se indican a continuación.

Tabla 12.

Resultado de capacidad de equipos eléctricos.

Componente eléctrico	Característica del componente	Capacidad nominal	Potencia de flujo de carga	% de carga
Trasformador N° 1	NUEVO	1.5 MVA	1.25 MVA	83.27%
Trasformador N° 2	NUEVO	1 MVA	0.86 MVA	85.90%

Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.2 Estudio de corto circuito

El objeto de los análisis de cortocircuito, es evaluar los niveles máximos de corriente de falla en los Switchgear asociadas al proyecto, los cuales servirán como referencia para la especificación de los equipos y/o verificación de las capacidades de ruptura de los equipos existentes.

Para el estudio en el Etap, se deberá de seleccionar el icono de “Short-Circuit Analysis”, los resultados que se determinan son para varios tipos de fallas, trifásica o Monofásica, línea a tierra, línea a línea y línea a línea a tierra.

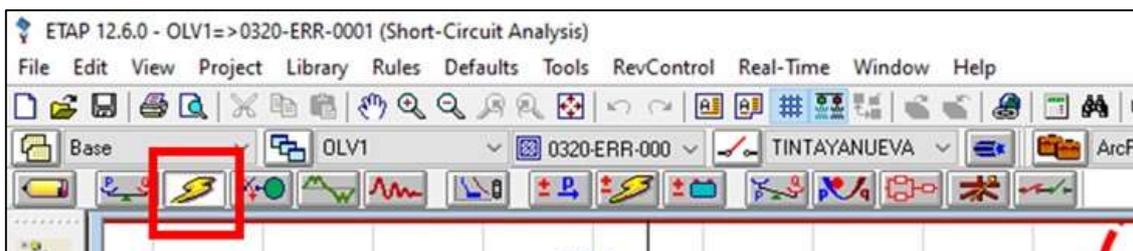


Figura 16. Módulo de estudio análisis de corto circuito.
Fuente: Elaboración propia.

A. RESULTADO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Se ha procedido a realizar el cálculo de la corriente de corto circuito máximas en el área de influencia del proyecto operando, estos escenarios resultan poco probables de ocurrir, no obstante, se ha realizado a fin de determinar las máximas corrientes de cortocircuito que se podrían presentar en el área de influencia, las cuales no deberían exceder la capacidad de ruptura de los equipos a instalados como parte del proyecto.

A continuación, se muestran los resultados con el sistema integral y sistema independiente.

Tabla 13.

Resultado de corriente cortocircuito- estado permanente sistema integral.

Ítem	Tensión Nominal (KV)	Cortocircuito	
		Trifásico. KA	Monofásico. KA
1. Sala Eléctrica Barra Principal			
BARRA 33 KV	33.0	19.71	0.39
2. Sala Eléctrica Sub Barra			

BARRA 33 KV	33.0	15.78	0.39
3. S.E. N° 2.			
CCM MT	4.16	3.09	3.00
CCM BT	0.48	13.14	13.87

Fuente: Elaboración propia.

Los cálculos obtenidos en la tabla 13, nos indican que se realizó la simulación de la corriente de corto circuito en los escenarios de falla de corriente trifásica y monofásica, considerando las instalaciones aguas arriba.

Tabla 14.

Resultado de corriente cortocircuito- estado permanente, sistema independiente.

Ítem	Tensión Nominal (KV)	Cortocircuito	
		Trifásico. KA	Monofásico. KA
1. Sala Eléctrica Barra Principal			
BARRA 33 KV			
2. Sala Eléctrica Sub Barra.			
BARRA 33 KV	33.0	17.65	17.64
3. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	3.17	3.09
CCM BT.	0.48	13.03	13.32

Fuente: Elaboración propia

Los cálculos obtenidos en la tabla 14, nos indican que se realizó la simulación de la corriente de corto circuito en los escenarios de falla de corriente trifásica y monofásica, sin considerar las instalaciones aguas arriba.

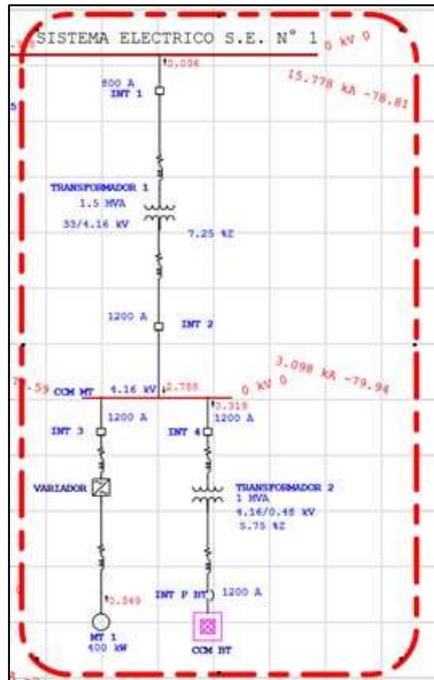


Figura 17. Análisis de corto circuito
Fuente: Elaboración propia.

Comparación de capacidad de interruptores por corriente corto circuito.

En la tabla 15 se muestran los resultados de la capacidad de la corriente de corto circuito de los interruptores de la barra de 33 KV, 4.16 KV y 0.48 KV.

Tabla 15.

Verificación de capacidad de interruptores (KA).

Subestación	Tensión Nominal (KV)	Código	Capacidad de Interruptor	Máximo valor de corriente de corto circuito (ka)
S.E. 33 KV	33.0	INT - 1	31.5	15.78
CCM MT	4.16	INT - 2	25	3.09
CCM MT	4.16	INT - 3	25	3.09
CCM MT	4.16	INT - 4	25	3.09
CCM MT	0.48	INT P BT	42	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 1	42	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 3	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 4	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 5	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 6	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 7	42	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 8	42	10.16

CCM BT	0.48	INT BT 9	25	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 10	25	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 11	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 12	25	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 13	25	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 14	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 15	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 16	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 17	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 18	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 19	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 20	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 21	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 22	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 23	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 24	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 25	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 26	18	10.16
CCM BT	0.48	INT BT 27	18	10.16

Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.3 ESTUDIO DE ARCO FLASH.

El análisis se realizará con el módulo de arco eléctrico del software ETAP, el cual emplea ecuaciones empíricas basadas en resultado de pruebas de la norma IEEE 1584, para estimar la energía liberada en una falla que impacta en la superficie.

El estudio de arco eléctrico se realizó en las barras de 33 KV, 4.16 KV y 0.48 KV, el método de cálculo para la solución es el de ½ ciclo.

Para el estudio en el Etap, se deberá de seleccionar el icono de análisis de corto circuito, y luego seleccionar el icono de “Run IEC Arc- Flash”.

Todas estas ubicaciones de fallas se analizan automáticamente, colocando una sola falla en las barras de los diferentes niveles de tensión a evaluar.

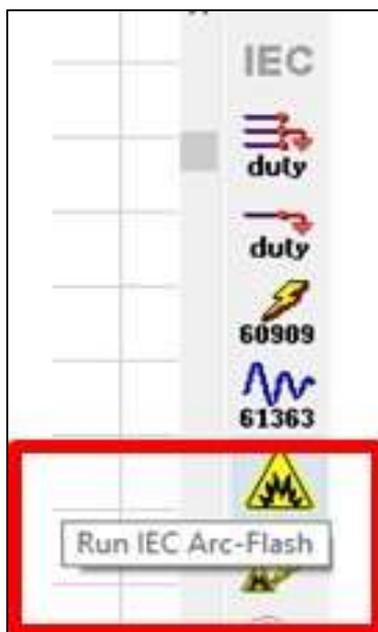


Figura 18. Modulo para cálculo de arco flash
Fuente: Elaboración propia.

El análisis de arco eléctrico en el ETAP tiene una amplia variedad de etiquetas de seguridad de peligro de arco eléctrico de calidad profesional en varios idiomas.

El módulo de análisis de arco eléctrico imprime automáticamente las etiquetas de arco eléctrico basadas en la energía de arco eléctrico más alta de todos los modos de operación de la red del sistema de energía eléctrica.

Los resultados de análisis de arco eléctrico en las diferentes barras de tensión se muestran en la tabla 16, 17.

Tabla 16.

Análisis de arco eléctrico, S.E. N° 1, con el sistema integral

Falla de Arco en Barra	KV	Arco total (KA)	Energía Incidente (cal/cm2)	Distancia de Trabajo (Plg.)	Limite arco eléctrico (Pies)	Nivel de Energía
S.E. 33 KV	33.0	15.78	31.897	36	15.5	4
CCM MT	4.16	3.06	0.662	18	1.11	0
CCM BT	0.48	9.103	1.936	18	1.91	1
TABLERO BT 1	0.48	1.092	15.559	18	5.40	3
TABLERO BT 2	0.48	0.720	9.911	18	4.31	3
TABLERO BT 3	0.40	2.548	0.815	18	1.24	0
TABLERO BT 4	0.40	2.548	0.815	18	1.24	0

TABLERO BT 5	0.208	1.774	0.551	18	1.02	0
TABLERO BT 6	0.48	2.013	0.632	18	1.09	0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17.

Análisis de arco eléctrico, S.E. N° 1, con el sistema independiente.

Falla de Arco en Barra	KV	Arco total (KA)	Energía Incidente (cal/cm2)	Distancia de Trabajo (Plg.)	Limite arco eléctrico (Pies)	Nivel de Energía
S.E. 33 KV	33.0	15.65	35.67	36	15.5	4
CCM MT	4.16	3.142	0.681	18	1.13	0
CCM BT	0.48	8.937	1.898	18	1.89	1
TABLERO BT 1	0.48	1.071	0.319	18	0.77	0
TABLERO BT 2	0.48	0.516	0.061	18	0.34	0
TABLERO BT 3	0.40	2.525	0.807	18	1.23	0
TABLERO BT 4	0.40	2.525	0.807	18	1.23	0
TABLERO BT 5	0.208	1.862	0.58	18	1.04	0
TABLERO BT 6	0.48	1.958	0.613	18	1.07	0

Fuente: Elaboración propia.

**Pres. de Arco Eléctrico y Descarga
Se Requiere PPE Adecuado**

Lim. de Protec. Contra Destello	15.5 ft	Level 4
Energía Incidente en cal/cm ²	31.9	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	36.0 in	A total clothing system consisting of FR shirt and pants and/or FR coveralls and/or arc flash coat and pants (clothing system minimum arc rating of 40)
Peligro de Comoción	33000 VAC	
Cat. de los Guantes Aislamiento	4	
Peligro de Comoción cuando covers removed		
Borche de Acercamiento Ltdo.	6.0 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgdo.	2.6 ft	

Equipo: S.E. 33 KV 12-11-2020

Figura 19. Etiqueta arco eléctrico barra S.E. 33 kv

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 19, se aprecia toda la información que el módulo del Etap brinda sobre el estudio de arco eléctrico, donde se indica el código del equipo (S.E. 33 KV), y toda la información necesaria que las personas involucradas en la intervención deben tener en cuenta para su protección.

Análisis de la información para tener en cuenta de producirse un arco y/o relámpago de arco.

Distancia de trabajo: 36 pulgadas.

Límite de protección contra destellos: 15.5 pies.

Energía incidente: 31.9 /cm²

Nivel de EPP: La información más importante, ¿Qué equipos de protección personal debemos utilizar para abrir el equipo para la inspección?

Para este caso es un traje de 40 calorías para arcos eléctricos.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	1.1 ft	Level 0
Energía Incidente en cal/cm ²	0.7	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	Non - melting or untreated natural fiber long-sleeve shirt, long pants, safety glasses, hearing protection, and leather gloves
Peligro de Conmoción	4160 VAC	
Cat. de los Guantes Aislamiento	1	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltda.	5.0 ft	
Lím. de Acercamiento Restrgdo.	2.2 ft	
Equipo: CCM MT		12-11-2020

Figura 20. Etiqueta arco eléctrico CCM MT 4.16 kv
Fuente: Elaboración propia.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	1.9 ft	Level 1
Energía Incidente en cal/cm ²	1.9	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	
Peligro de Conmoción	480 VAC	FR long-sleeve shirt (minimum arc rating of 8), worn over untreated cotton T-shirt with FR pants (minimum arc rating of 8) or FR coveralls (minimum arc rating of 8)
Cat. de los Guantes Aislamiento	00	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltdo.	3.5 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgd.	1.0 ft	
Equipo: BARRA CCM 0.48 KV		12-11-2020

Figura 21. Etiqueta arco eléctrico CCM BT 0.48 kv.
Fuente: Elaboración propia.

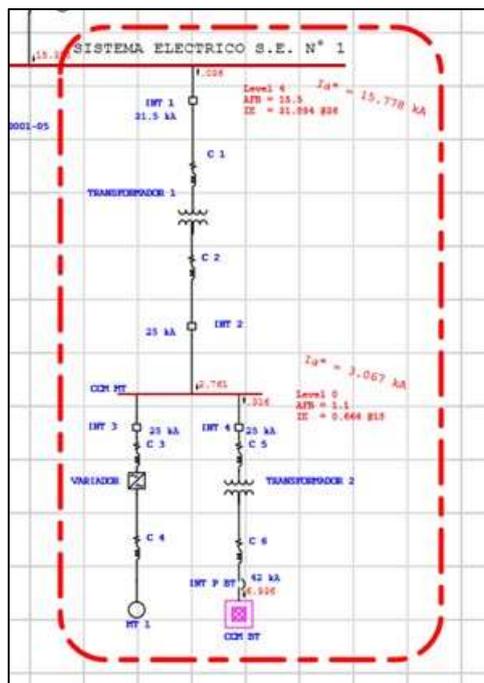


Figura 22. Análisis de relámpago de arco S.E. N°1
Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.4 Estudio de coordinación.

Para el estudio de coordinación de los interruptores eléctrico de la Sala eléctrica N° 1, se aprecia en el siguiente diagrama unifilar que corresponde a las S.E. que se

ubica en la cola de la faja Overland. Los interruptores de potencia tanto como el interruptor principal y los 2 interruptores secundarios son de la misma capacidad, por lo tanto, se encuentra sobredimensionados a 1200 Amp.

Por lo tanto, cuando se presente un evento de falla trifásica o de línea a tierra ninguno de los interruptores abrirá.

Para un correcto estudio de coordinación se va a proponer la implementación de los relés de protección para los equipos, donde los relés enviarán una señal a los interruptores para su apertura, con la finalidad de aislar fallas con respecto al resto de instalaciones y se tenga una correcta coordinación

- Para la protección de los Transformadores se instalará el Relé GE Multilin 745.



Figura 23. Relé de gestión de transformador G.E. modelo 745.

Fuente: www.gegridsolutions.com/products/manuals/745/745mansp-b1.pdf

- Para la protección de los Motores se instalará el Relé GE 239.



Figura 24. Relé de protección del motor G.E. modelo 239.
Fuente: www.gegridsolutions.com/multilin/catalog/239.htm

Modelamiento:

En la siguiente imagen, se observa el diagrama unifilar de la S.E, donde no se encuentra instalado dispositivo o relé de protección, al presentarse una falla trifásica entre el cable 3 y el Variador de Velocidad, el interruptor más cercano a la falla "INT 3" no actúa.

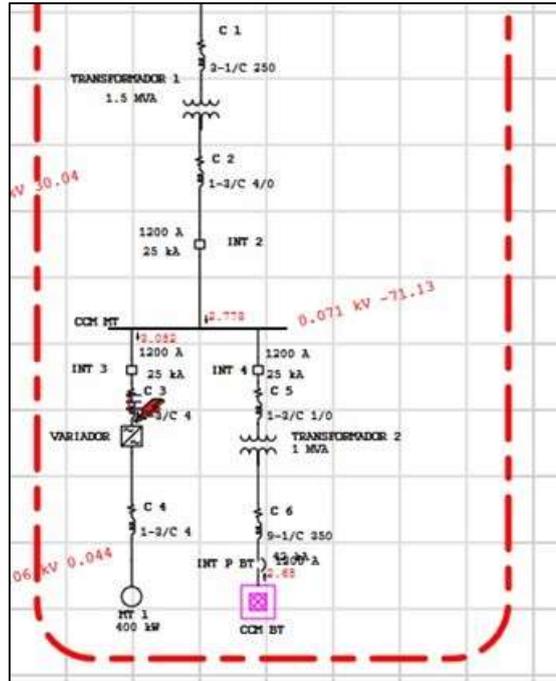


Figura 25. Simulación de falla trifásica
Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente imagen se observa el diagrama unifilar de la S.E, no se encuentra instalado dispositivo o relé de protección, al presentarse una falla de línea a tierra entre el cable 4 y el Variador de Velocidad, el interruptor más cercano a la falla "INT 3" no actúa.

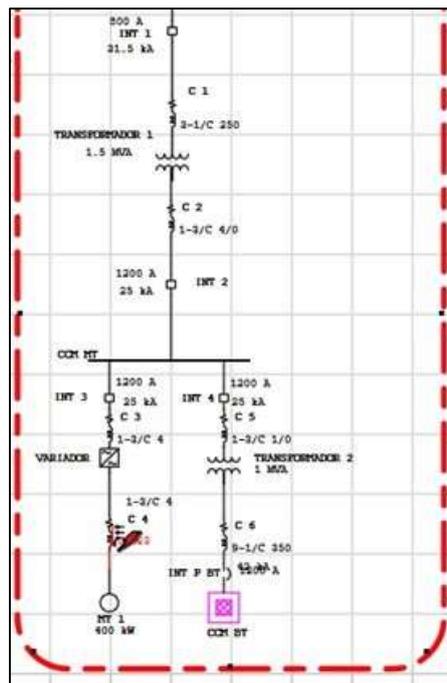


Figura 26. Simulación de falla línea a tierra.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo al reporte de eventos de operación por falla trifásica y línea a tierra, no presenta secuencia de apertura de interruptor y/o dispositivo de protección cercano a la falla.



Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
					No device tripped.

Figura 27. Eventos de secuencia de operación, falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.



Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
					No device tripped.

Figura 28. Eventos de secuencia de operación, falla línea a tierra.
Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente imagen, se aprecia la integración de los relés de protección para el motor y transformador, de presentarse un evento de fallas estos actuarán aislando la falla en una zona sin afectar el resto de instalaciones, se observa la secuencia de apertura de los interruptores al presentarse una falla trifásica.



Figura 29. Simulación de protección de relé G.E. 2, por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Cable3 & VFD09

Data Rev.: Base Config: TINTAYANUEVA Date: 12-11-2020

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0.0	Relé GE 2	3.177	0.0		Overload Phase - Instantaneous
0.0	Relé GE 2	3.177	0.0		Overload Acceleration - Accel
83.3	INT 3		83.3		Tripped by Relé GE 2 Overload Phase ...
83.3	INT 3		83.3		Tripped by Relé GE 2 Overload Accele...
1000	Relé GE 2	3.177	1000		Jam
1083	INT 3		83.3		Tripped by Relé GE 2 Jam

Figura 30. Secuencia de eventos de operación por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo al reporte de eventos de operación por falla trifásica, se observa que el relé G.E. 2 que protege al motor cuando se detecta una sobrecarga, este le envía una señal al interruptor INT 3 para que actúe y por tal el circuito de abre.

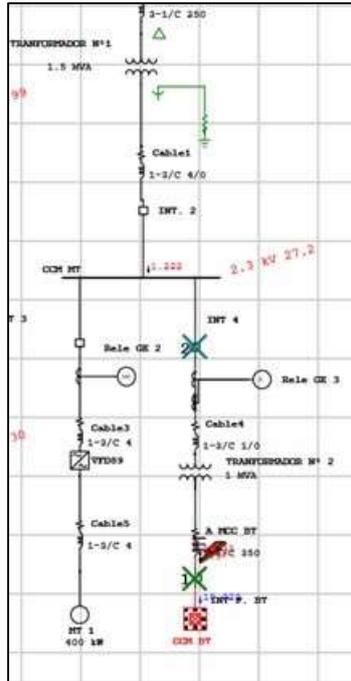


Figura 31. Simulación de protección de relé G.E. 3, por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between A MCC BT & INT P. BT. Adjacent bus: 1260-MCC-840

Date Rev: Base Config: TINTAYANUEVA Date: 12-11-2020

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.0	INT P. BT	3.065	40.0	60.0	Phase
1465	Relé GE 3	1.222	1465		Phase - OC1 - 51
1549	INT 4		83.3		Tripped by Relé GE 3 Phase - OC1 - 51
30465	OL1	0.051	30465		Overload Phase - Thermal
31137	OL3	0.05	31137		Overload Phase - Thermal

Figura 32. Secuencia de eventos de operación por falla trifásica.
Fuente: Propia

Gráficas de Coordinación

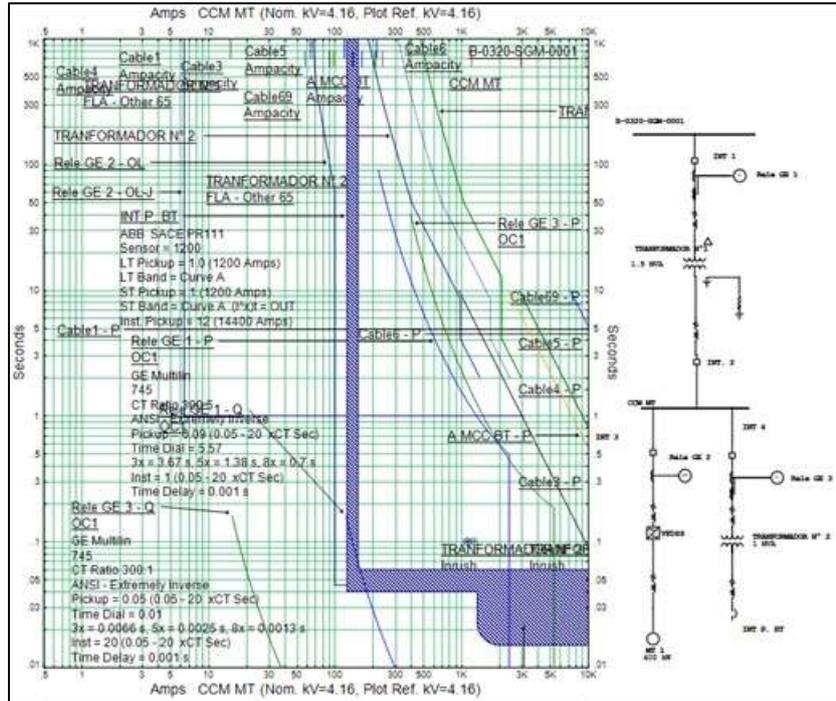


Figura 33. Gráfico de coordinación relé ge 1, GE 2, GE 3.
Fuente: Elaboración propia.

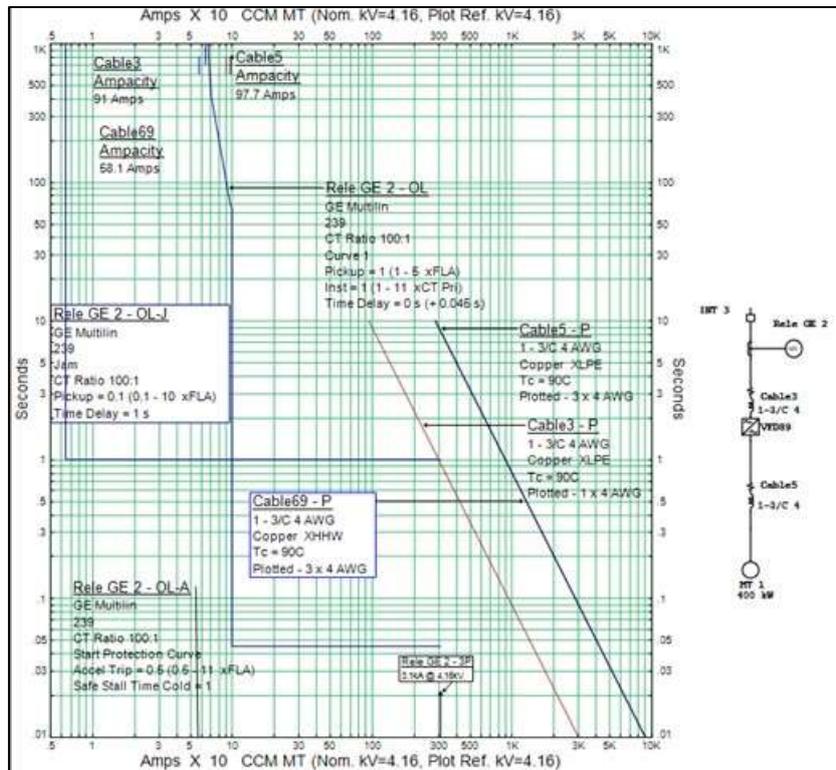


Figura 34. Gráfico de coordinación relé GE 2.
Fuente: Elaboración propia.

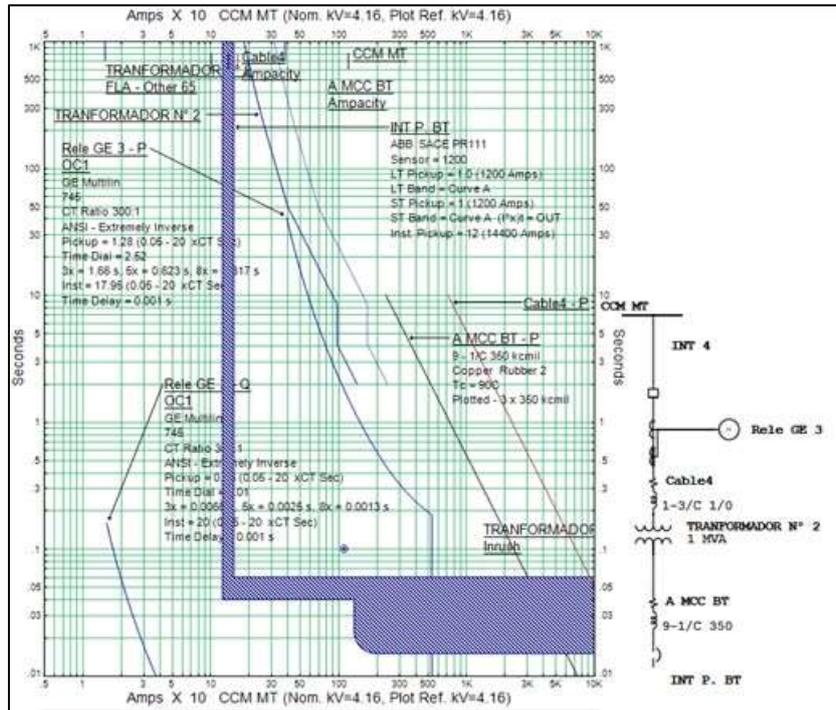


Figura 35. Gráfica de coordinación relé GE 3.
Fuente: Elaboración propia.

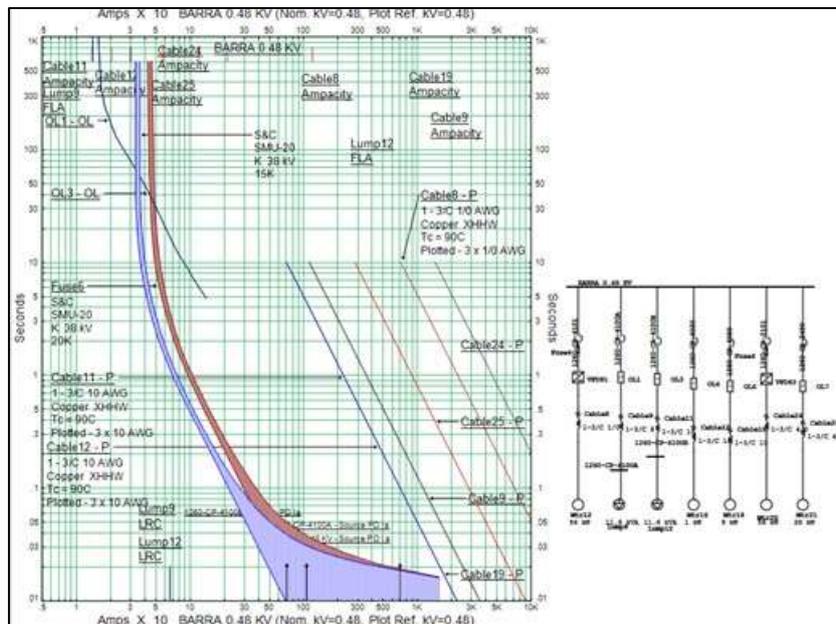


Figura 36. Gráfica de coordinación de baja tensión.
Fuente: Elaboración propia.

El software ETAP, nos permite realizar una auto evaluación de las curvas de coordinación, se debe de seleccionar el sistema eléctrico a analizar, ETAP toma todos los ajustes de relés y lo va a comparar con el libro de reglas y normas, donde te indica

si estás verde estas dentro de la norma, si está rojo estas fuera de la norma y si es naranja estas a punto de salir de la norma.

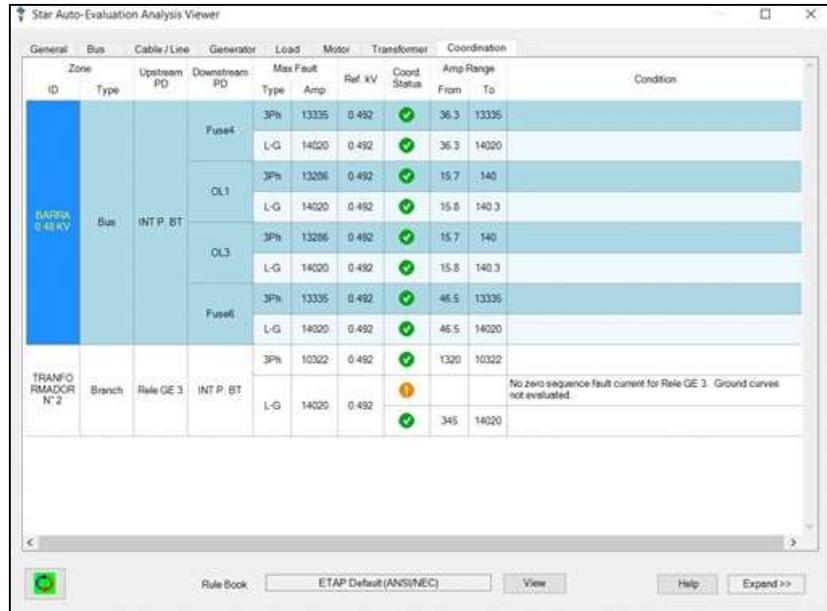


Figura 37. Análisis de auto evaluación del Etap.
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 18.

Ajuste de dispositivos de Protección: relés.

Relay ID	Manufacturer	Model	PT / CT Ratio	Device Function	Trip Element	Level /Stage	Curve	OCR (51, 51V), OLR (49, Acc.)			OCR (50), OLR (50, Jam)			Block TOC by IOC
								Pickup	Prim. Amps	Time Delay	Pickup	Prim. Amps	Time Delay	
Relé GE 2	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Phase		Curve 1	1	64.56		1	100.00	0 s	
Relé GE 2	GE Multilin	239	100:1	Overload	Jam						0.1	6.46	1 s	
Relé GE 2	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Acceleration		Start Protection Curve ANSI -	0.5	32.28	1				
Relé GE 3	GE Multilin	745	300:1	Overcurrent	Phase	OC1	Extremely Inverse ANSI -	1.28	384	2.52	17.95	5385.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 3	GE Multilin	745	300:1	Overcurrent	Neutral	OC1	Extremely Inverse ANSI -	0.05	15	0.07	20	6000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 3	GE Multilin	745	300:1	Overcurrent	Ground	OC1	Extremely Inverse ANSI -	0.05	15	0.04	20	6000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 3	GE Multilin	745	300:1	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	Extremely Inverse ANSI -	0.05	15	0.01	20	6000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 1	GE Multilin	745	300:5	Overcurrent	Phase	OC1	Extremely Inverse ANSI -	0.09	27	5.57	1	300.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 1	GE Multilin	745	300:5	Overcurrent	Neutral	OC1	Extremely Inverse	0.05	15	0.01	20	6000.00	0.001 s	Enabled

Relé GE 1	GE Multilin	745	300:5	Overcurrent	Ground	OC1	Extremely Inverse	0.05	15	0.01	20	6000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 1	GE Multilin	745	300:5	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	Extremely Inverse	0.05	15	0.01	20	6000.00	0.001 s	Enabled

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19.

Ajuste del dispositivo de protección: disyuntor de bajo voltaje.

LVCB ID	Manufacturer	Breaker Model	Trip Device Model	Sensor/ Frame	Function	Long Time			Short-Time / Ground			Inst. / Maintenance		
						Pickup Setting	Trip (Amps)	Delay Curve Band	Pickup Setting	Trip (Amps)	Delay Curve Band	Pickup Setting	Trip (Amps)	
INTPTBT	ABB	E1B	SACE PR111	1000	Phase	0.9	900	Curve A	2	2000	Curve A	OUT	2	2000
INTPTBT	ABB	E1B	SACE PR111	1000	Ground				0.25	250	Curve A	IN		

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Modelamiento del sistema eléctrico S.E. N°2.

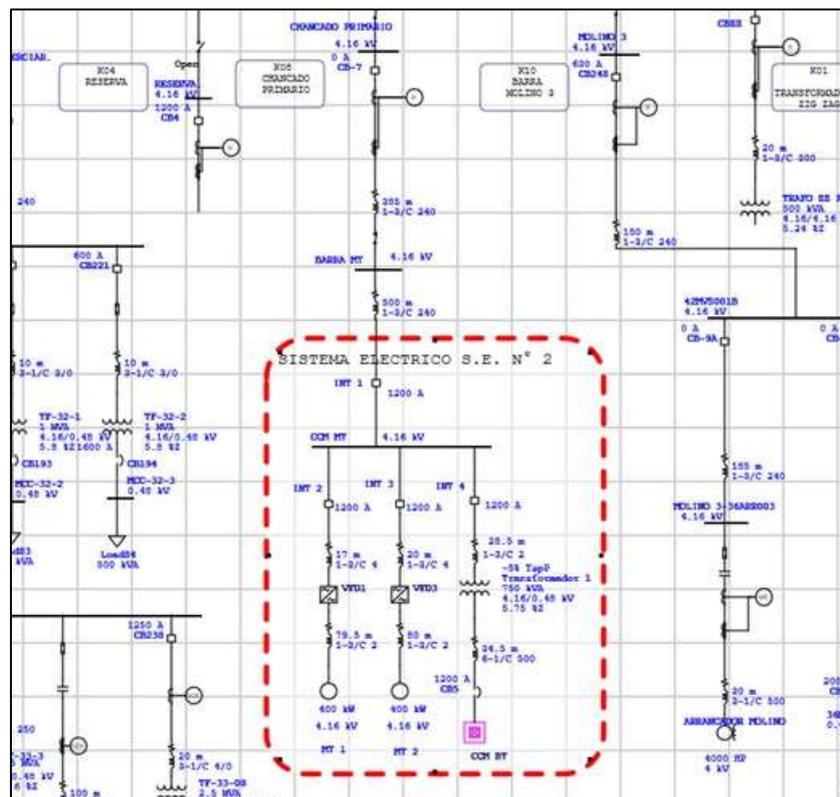


Figura 38. Diagrama unifilar general sistema eléctrico S.E. N° 2.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.1 Estudio de flujo de carga.

En la tabla 20, se observa la simulación de caída de tensión de la barra de 4.16 KV y 0.48 KV, considerando las instalaciones eléctricas aguas arriba que alimentará a la sala eléctrica N° 2, ubicado en la cabeza de la faja.

Tabla 20.

Resultado de caída de tensión con el sistema integral.

Ítem	Tensión Nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
1. Barra Simple Casa de Fuerza			
BARRA 4.16 KV	4.16	4.14	-0.48%
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	4.12	-0.96%
3. S.E. N° 2.			
CCM BT	0.48	0.46	-4.16%

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 21, se puede observar la simulación de la caída de tensión de las barras, ajustando el taps del transformador de 4160/480 Voltios con código Transformador N°1, se puede apreciar mejoras en la barra de 480 Voltios.

El ajuste del taps fue -5%, lado primario.

Tabla 21.

Resultado de caída de tensión con el sistema integral, Taps modificado.

Ítem	Tensión Nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
1. Barra Simple Casa de Fuerza			
BARRA 4.16 KV	4.16	4.14	-0.48%
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	4.12	-0.96%
3. S.E. N° 2			
CCM BT.	0.48	0.482	0.42%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22.

Resultado de caída de tensión con el sistema independiente, sin modificar Taps

Ítem	Tensión Nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
1. Barra Simple Casa de Fuerza			
BARRA 4.16 KV	4.16	4.14	-0.48%
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	4.13	-0.72%
3. S.E. N° 2			
CCM BT.	0.48	0.45	-4.20%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 23.

Resultado de caída de tensión con el sistema independiente, Taps modificado.

Ítem	Tensión nominal	Tensión	
	(KV)	(KV)	P.U
1. BARRA SIMPLE CASA DE FUERZA			
BARRA 4.16 KV	4.16	4.15	-0.24%
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	4.13	-0.72%
3. S.E. N° 2			
CCM BT.	0.48	0.485	1.00%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24.

Resultado de flujo de carga y factor de potencia.

Ítem	Potencia Activa (kw)	Potencia Reactiva (KVAR)	Factor de potencia
Barra simple casa de fuerza 4.16 (Antes del Proyecto)	10731	4963	0.91

Barra simple casa de fuerza 4.16 (Después del Proyecto)	11743	5270	0.91
--	-------	------	------

Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio de flujo de carga la barra de 4.16 KV, se alimenta de 5 transformadores de 10/4.16 KV cada uno de 4MVA, instalados en paralelo.

El factor de potencia permanece similar o igual aun con el incremento de carga (tabla 24).

En la Tabla 25, se muestra el grado de cargabilidad de la barra de 4.16 KV en el análisis del sistema eléctrico. Los resultados se indican a continuación, consideramos la suma de la potencia instalada de los 5 transformadores.

Los 5 transformadores que se encuentran conectados en paralelo para alimentar la barra de 4160 voltios, tienen la misma relación de transformación 10 000/4160 voltios y de la misma potencia de 4 MVA con características similares, con la nueva carga se encuentran operando al 64.62%.

El transformador de potencia con relación de transformación de 4160/480 Voltios y de una potencia de 0.75 MVA, con todos los equipos auxiliares en funcionamiento se encuentra operando al 70.6%.

Tabla 25.

Resultado de capacidad de equipos eléctricos.

Componente eléctrico	Característica del componente	Capacidad nominal	Potencia del flujo de carga	% de carga
Transformadores alimentación barra 4.16	Antiguos	20 MVA	12.9 MVA	64.62%
Transformador N° 1	Nuevo	0.75 MVA	0.53 MVA	70.60%

Fuente: Elaboración propia.



Figura 39. Estudio de flujo de carga, equipos S.E. N° 2.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.2 Estudio de corto circuito

A. Resultados de estudio de corto circuito

Los resultados de caída de tensión en la barra de 4.16 KV y 4.48 KV, considerando el sistema integral se muestran a continuación.

Tabla 26.

Resultado de corriente de corto circuito estado permanente, sistema integral.

Ítem	Tensión Nominal (KV)	Cortocircuito	
		Trifásico. KA	Monofásico. KA
1. Barra Simple Casa de Fuerza			
BARRA 4.16 KV	4.16	41.67	0.158
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	14.38	0.158
3. S.E. N° 2			
CCM BT.	0.48	15.3	0.018

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 27.

Resultado de corriente de corto circuito estado permanente, sistema independiente.

Ítem	Tensión nominal (KV)	Cortocircuito	
		Trifásico. KA	Monofásico. KA
1. Barra Simple Casa de Fuerza			
BARRA 4.16 KV	4.16	15.02	0.158
2. S.E. N° 2.			
CCM MT.	4.16	11.39	0.158
3. S.E. N° 2			
CCM BT.	0.48	15.39	0.018

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 27, se muestran los resultados de la capacidad de la corriente de corto circuito de los interruptores, Barra simple de casa de fuerza 4.16 KV, barra en media tensión CCM MT en 4.16 KV y barra en baja tensión CCM BT en 0.48 KV.

Para la aceptación correcta del dimensionamiento de los interruptores por corriente de corto circuito, se debe de considerar la simulación con todo el sistema integral, quiere decir las instalaciones aguas arriba.

Tabla 28.

Verificación de capacidad de interruptores.

Subestación	Tensión nominal (Kv)	Código	Capacidad de interruptor	Máximo valor de (KA)
Barra Simple Casa de Fuerza	4.16	CB-7	20	41.67
CCM MT	4.16	INT 1	18	14.38
CCM MT	4.16	INT 2	18	14.38
CCM MT	4.16	INT 3	18	14.38
CCM MT	4.16	INT 4	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 1	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 2	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 3	18	14.38

CCM BT	0.48	IN BT 4	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 5	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 6	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 7	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 8	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 9	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 10	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 11	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 12	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 13	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 14	18	14.38
CCM BT	0.48	IN BT 15	18	14.38

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.3 Estudio de arco flash

Los cálculos de estudio de arco eléctrico de la tabla 29, 30 se muestran a continuación.

Tabla 29.

Análisis de arco eléctrico en barras, S.E. N° 2, Integral.

Falla de Arco en Barra	KV	Arco total (KA)	Energía Incidente (cal/cm2)	Distancia de Trabajo (Plg.)	Limite arco eléctrico (Pies)	Nivel de Energía (level)
BARRA PRINCIPAL	4.16	39.75	10.59	18	4.45	3
BARRA MT	4.16	22.41	5.70	18	3.27	2
CCM MT	4.16	14.18	3.47	18	2.55	1
CCM BT	0.48	10.27	2.21	18	2.03	1
TABLERO BT 1	0.40	2.71	0.87	18	1.28	0
TABLERO BT 2	0.40	2.71	0.87	18	1.28	0
TABLERO BT 3	0.48	4.51	0.91	18	1.30	0
TABLERO BT 4	0.208	1.97	0.62	18	1.07	0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 30.

Análisis de arco eléctrico en barras, S.E. N° 2, Independiente.

Falla de Arco en Barra	KV	Arco total (KA)	Energía Incidente (al/cm2)	Distancia de Trabajo (Plg.)	Limite arco eléctrico (Pies)	Nivel de Energía (level)
BARRA MT	4.16	14.47	3.55	18	2.58	1
CCM MT	4.16	11.03	2.65	18	2.23	1
CCM BT	0.48	10.32	2.22	18	2.04	1
TABLERO BT 1	0.40	2.71	0.87	18	1.28	0
TABLERO BT 2	0.40	2.71	0.87	18	1.28	0
TABLERO BT 3	0.48	4.44	0.89	18	1.29	0
TABLERO BT 4	0.208	1.97	0.62	18	1.07	0

Fuente: Elaboración propia.



Figura 40. Análisis de relámpago de arco S.E. N°2.

Fuente: Elaboración propia.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	4.5 ft	Level 3
Energía Incidente en cal/cm ²	10.6	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	A total clothing system consisting of FR shirt and pants and/or FR coveralls and/or arc flash coat and pants (clothing system minimum arc rating of 40)
Peligro de Conmoción	4160 VAC	
Cat. de los Guantes Aislamiento	1	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltda.	5.0 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgdo.	2.2 ft	
Equipo: BARRA PRINCIPAL		12-12-2020

Figura 41. Etiqueta arco eléctrico barra principal.
Fuente: Elaboración propia.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	3.3 ft	Level 2
Energía Incidente en cal/cm ²	5.7	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	FR long-sleeve shirt (minimum arc rating of 8), worn over untreated cotton T-shirt with FR pants (minimum arc rating of 8) or FR coveralls (minimum arc rating of 8)
Peligro de Conmoción	4160 VAC	
Cat. de los Guantes Aislamiento	1	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltda.	5.0 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgdo.	2.2 ft	
Equipo: BARRA MT		12-12-2020

Figura 42. Etiqueta arco eléctrico barra MT.
Fuente: Elaboración propia.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	2.6 ft	Level 1
Energía Incidente en cal/cm ²	3.5	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	
Peligro de Conmoción	4160 VAC	FR long-sleeve shirt (minimum arc rating of 8), worn over untreated cotton T-shirt with FR pants (minimum arc rating of 8) or FR coveralls (minimum arc rating of 8)
Cat. de los Guantes Aislamiento	1	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltda.	5.0 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgdo.	2.2 ft	
Equipo: CCM MT		12-12-2020

Figura 43. Etiqueta arco eléctrico barra CCM MT.
Fuente: Elaboración propia.

Pres. de Arco Eléctrico y Descarga		
Se Requiere PPE Adecuado		
Lim. de Protec. Contra Destello	2.0 ft	Level 1
Energía Incidente en cal/cm ²	2.2	Requerimientos Mínimos del PPE
Distancia de Trabajo	18.0 in	
Peligro de Conmoción	480 VAC	FR long-sleeve shirt (minimum arc rating of 8), worn over untreated cotton T-shirt with FR pants (minimum arc rating of 8) or FR coveralls (minimum arc rating of 8)
Cat. de los Guantes Aislamiento	00	
Peligro de Conmoción cuando covers removed		
Borde de Acercamiento Ltda.	3.5 ft	
Lim. de Acercamiento Restrgdo.	1.0 ft	
Equipo: BARRA CCM BT		12-12-2020

Figura 44. Etiqueta arco eléctrico barra CCM BT.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.4 Estudio de coordinación.

Para el estudio de coordinación de la Sala eléctrica S.E. N° 2, se aprecia en el siguiente diagrama unifilar que corresponde a las S.E. que se ubica en la cabeza de la faja Overland. Los interruptores de potencia tanto como el interruptor principal y los 3 interruptores secundarios son de la misma capacidad; por lo tanto, se encuentra sobredimensionados a 1200 Amperios.

Por lo tanto, cuando se presente un evento de falla trifásica o de línea a tierra ninguno de los interruptores abrirá.

Para la protección de equipos eléctricos y componente se va a implementación los relés de protección, donde estos enviaran una señal a los interruptores para su apertura, con la finalidad de aislarlas fallas con una correcta coordinación.

Modelamiento.

Se realiza la simulación de una posible falla aguas abajo del INT. 2 y aguas abajo del INT. 4.

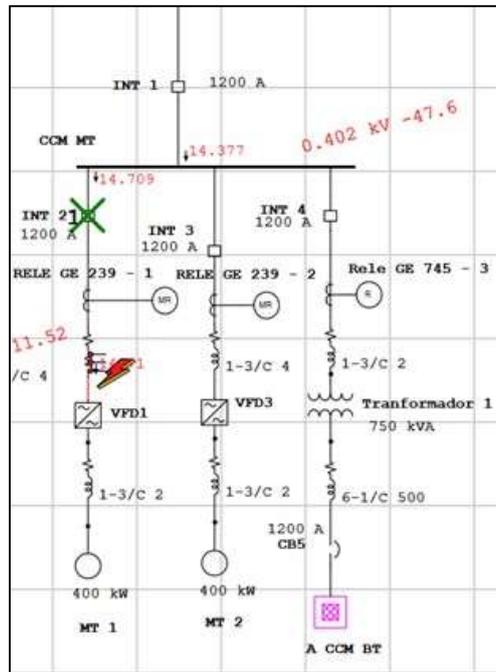


Figura 45. Simulación de protección de relé G.E. 1, por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Cable288 & VFD1.

Data Rev: Base Config: TINTAYA2017 Date: 12-12-2020

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0.0	RELE GE 239-1	14.709	0.0		Overload Acceleration - Accel
55.0	RELE GE 239-1	14.709	55.0		Overload Phase - Instantaneous
83.3	INT 2		83.3		Tripped by RELE GE 239-1 Overload ...
138	INT 2		83.3		Tripped by RELE GE 239-1 Overload ...
15890	Rele GE 745-3	0.335	15890		Phase - OC1 - 51
15973	INT 4		83.3		Tripped by Rele GE 745-3 Phase - OC...

Figura 46. Secuencia eventos de operación por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

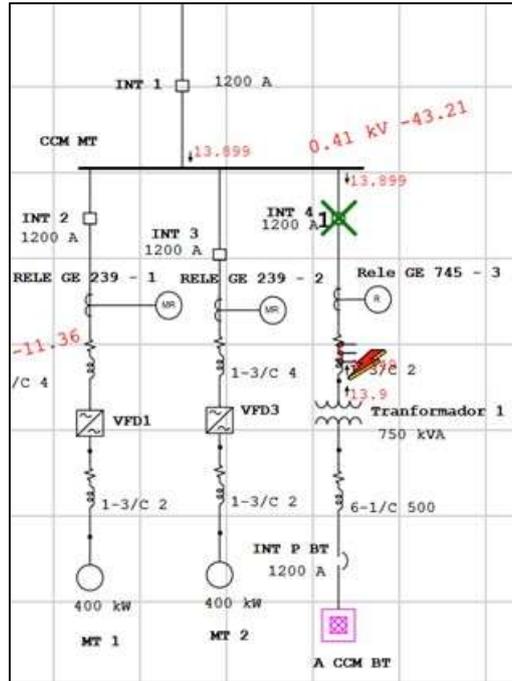


Figura 47. Simulación de protección de relé G.E. 745, por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Bus378 & Cable294. Adjacent bus: Bus378

Date Rev: Base Config: TINTAYA2017 Date: 12-12-2020

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1.0	Relé GE 745 - 3	13.899	1.0		Phase - OC1 - 50
84.3	INT 4		83.3		Tripped by Relé GE 745 - 3 Phase - OC...

Figura 48. Secuencia eventos de operación relé G.E. 745, por falla trifásica.
Fuente: Elaboración propia.

Gráficas de coordinación

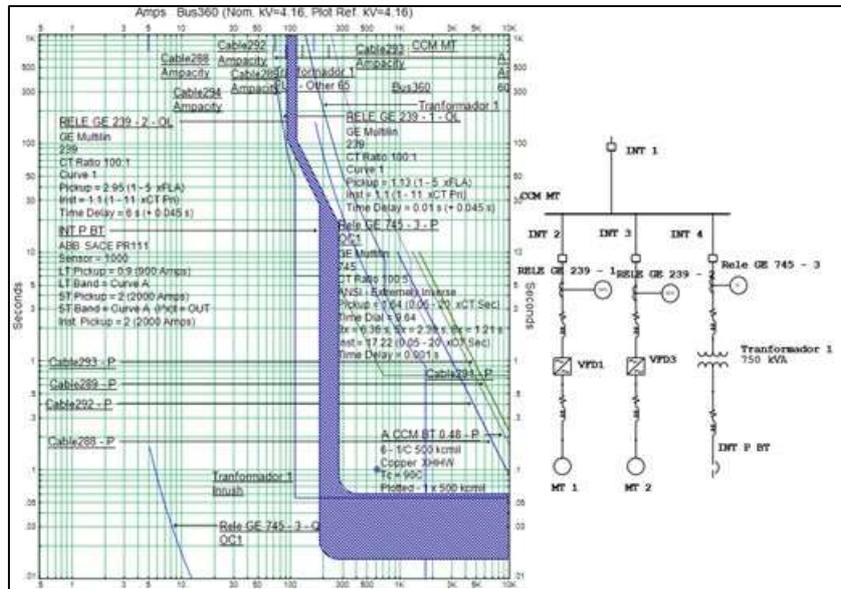


Figura 49. Gráfica de coordinación relé G.E. 1, G.E. 3, G.E. 745.
Fuente: Elaboración propia.

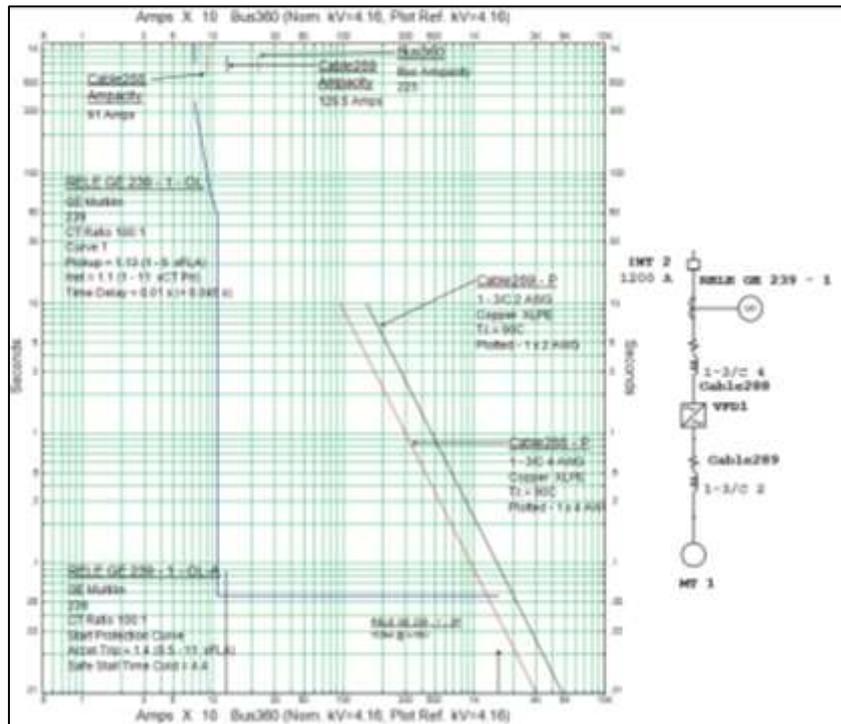


Figura 50. Gráfica de coordinación relé ge 1.
Fuente: Elaboración propia.

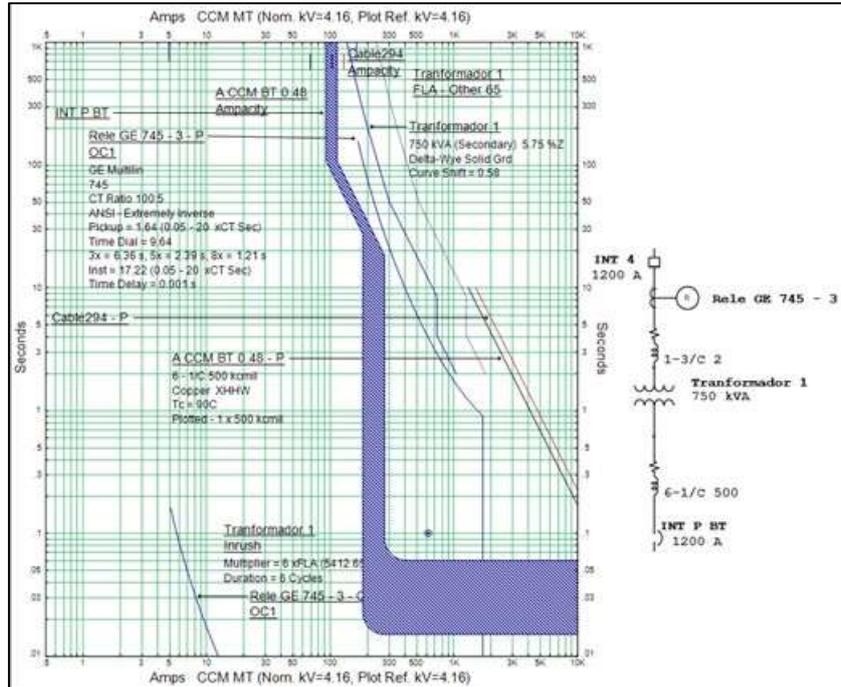


Figura 51. Gráfica de coordinación relé ge 745.
Fuente: Elaboración propia.

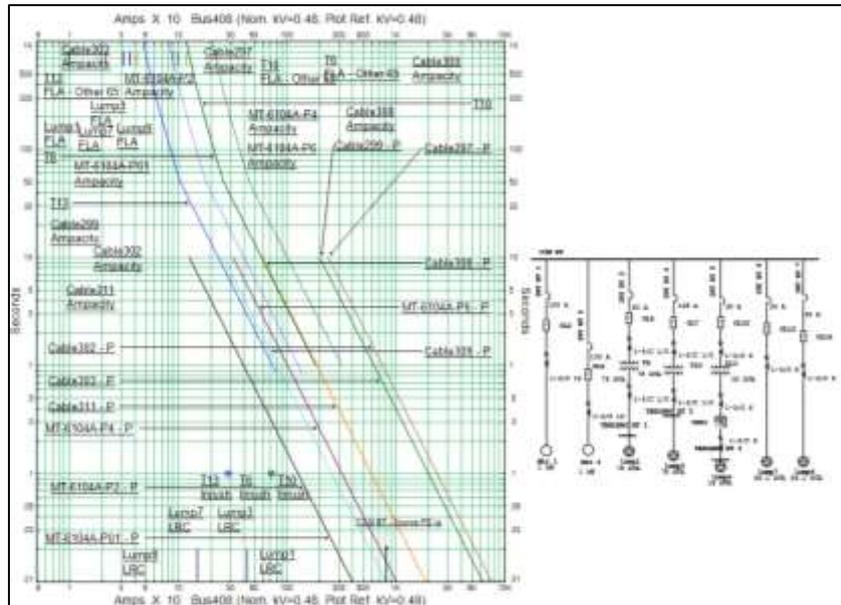


Figura 52. Gráfica de coordinación de baja tensión.
Fuente: Elaboración propia.

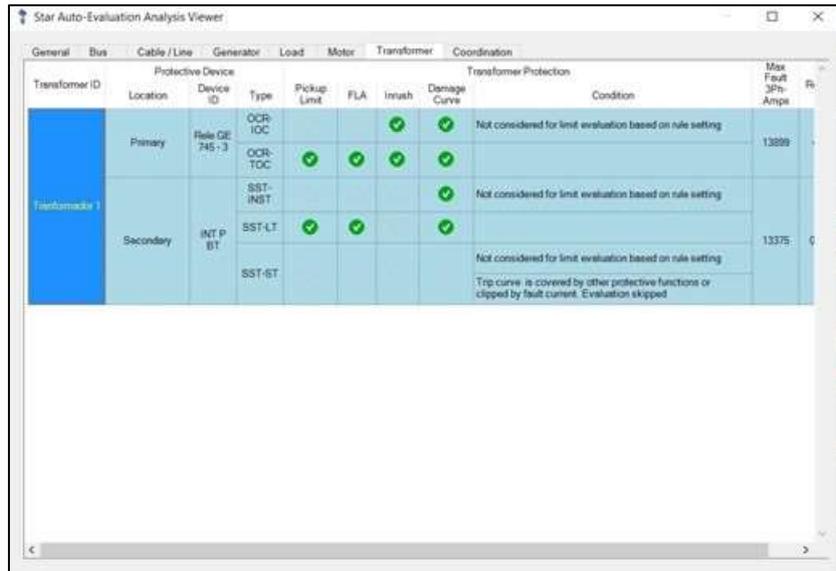


Figura 53. Análisis de auto evaluación del Etap.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31.

Ajuste de dispositivos de protección: relés.

Relay ID	Manufacturer	Model	PT / CT Ratio	Device Function	Trip Element	Level /Stag e	Curve	OCR (51, 51V), OLR (49, Acc.)			OCR (50), OLR (50, Jam)			Block TOC by IOC
								Picku p	Prim. Amps	Time Delay	Pickup	Prim. Amps	Time Delay	
Relé GE 239 - 1	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Phase		Curve 1	1.130	72.953		1.100	110.00	0.01 s	
Relé GE 239 - 1	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Acceleration		Start Protectio n Curve	1.400	90.384	4.400				
Relé GE 239 - 2	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Phase		Curve 1	2.950	190.452		1.100	110.00	0.01 s	
Relé GE 239 - 2	GE Multilin	239	100:1	Overload	Overload Acceleration		Start Protectio n Curve	1.400	90.384	1.000				
Relé GE 745	GE Multilin	745	100:5	Overcurrent	Phase	OC1	Extremely Inverse	1.640	164.000	9.640	17.220	1722.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 745	GE Multilin	745	100:5	Overcurrent	Neutral	OC1	Extremely Inverse	0.050	5.000	0.010	20.000	2000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 745	GE Multilin	745	100:5	Overcurrent	Ground	OC1	Extremely Inverse	0.050	5.000	0.010	20.000	2000.00	0.001 s	Enabled
Relé GE 745	GE Multilin	745	100:5	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	Extremely Inverse	0.050	5.000	0.010	20.000	2000.00	0.001 s	Enabled

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32.

Ajuste del dispositivo de protección: disyuntor de bajo voltaje.

LVCB ID	Manufacturer	Breaker Model	Trip Device Model	Sensor / Frame	Function	Long Time				Short-Time / Ground				Inst. / Maintenance	
						Pickup		Delay		Pickup		Delay		Pickup	
						Setting	Trip (Amps)	Curve	Band	Setting (Amps)	Trip (Amps)	Curve	Band	Inst	Setting
INT P BT	ABB	E1B	SACE PR111	1000	Phase	0.9	900		Curve A	2	2000	Curve A	OUT	2	2000
INT P BT	ABB	E1B	SACE PR111	1000	Ground					0.25	250	Curve A	IN		

Fuente: Elaboración propia.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos que se muestra en las tablas son datos reales y confiables. De acuerdo al informe técnico de evaluación de Software por OSINERGMIN I-GST-349-2019, el software ETAP se encuentra apto para la evaluación de análisis eléctricos de sistemas de potencia.

En primer lugar, indico que la formulación de las hipótesis se dio con respecto a la experiencia que se tiene en la elaboración de estudios y expedientes técnicos, cuando se amplían las instalaciones eléctricas de un proceso de la gran industria.

El uso de software como herramienta para los estudios de ingeniería y factibilidad en el desarrollo de ingeniería actual de todo proyecto es indispensable; el cual permite respaldar los cálculos de diseño y la toma de decisiones con respecto al dimensionamiento de capacidad de equipos y componentes.

Cuando se realiza el montaje o ampliación del equipamiento eléctrico para satisfacer una necesidad, se tiene una mala práctica en la etapa de ingeniería y planificación; donde muchas veces no se toma en cuenta las instalaciones eléctricas y todo el equipamiento aguas arriba, como consecuencia los equipos aguas arriba existentes se sobre carguen, y/o salgan de operación por muchos factores.

Para el estudio realizado con respecto al estudio de flujo de potencia, cortocircuito y arco flash del equipamiento de una faja transportadora de minerales, se aprecia en todas las tablas que la simulación como sistema independiente siempre es diferente, cuando simulamos con las instalaciones eléctricas aguas arriba.

Si bien es cierto los equipos eléctricos que son parte de la faja transportadora se encuentran dimensionados y aseguran una correcta operación, sólo nos permite analizar el comportamiento propio de la faja, sin poder tomar decisiones que ayuden a mejorar todo el sistema eléctrico, como calidad de energía que generan costos en la operación y generan perturbaciones en el resto de las instalaciones.

El cuidado y bienestar del personal electricista encargado de las maniobras dentro de las instalaciones de la industria, juega un papel muy importante para la operación. El software ETAP utilizado para el cálculo del Arco Flash, es uno de los mejores softwares en ingeniería que se usa en la gran industria, nos brinda los detalles y características del implemento correcto que debe utilizar el personal para prevenir incidentes que terminen en fatalidad.

CONCLUSIONES

- Con respecto a la caída de tensión en ambos escenarios para la sala eléctrica N° 1, como sistema independiente y/o sistema integral el ajuste en los taps de los transformadores N° 1 que alimenta a la barra de 4.16KV y transformadores N° 2 que alimenta a la barra en 0.48 KV, para ambos mejora el % de caída de tensión, sin embargo, el % de caída de tensión como sistema integral es mayor con respecto al sistema independiente, **se concluye que el cálculo no es igual.**
- Los cálculos obtenidos de corriente de corto circuito en la barra de media tensión 33 KV, 4.16 KV, 0.48 KV, falla trifásica y monofásica, **no son iguales con el equipamiento integral e equipamiento independiente**, también se aprecia que los valores obtenidos como sistema independiente, son mayores a los valores obtenidos como sistema integral; sin embargo, todos los valores calculados de corto circuito de los interruptores instalados en la construcción, son menores y se encuentran aptos para su operación.
- Con respecto a la caída de tensión en ambos escenarios para la sala eléctrica N° 2, como sistema independiente y/o sistema integral el ajuste en los taps de los transformadores N°1 (750 KVA) que alimenta a la barra en 0.48 KV MCC BT, para ambos mejora el porcentaje de caída de tensión, sin embargo, el porcentaje de caída de tensión como sistema integral es mayor con respecto al sistema independiente en la barra de media tensión, y en la barra de baja tensión como sistema independiente, **se concluye que el cálculo no es igual.**
- Los cálculos obtenidos de corriente de corto circuito en la barra de media tensión 4.16 KV, y barra de baja tensión 0.48 KV, falla trifásica, **no son iguales con el equipamiento integral e equipamiento independiente**, también se aprecia que los valores obtenidos como sistema integral en la corriente de falla trifásica, son mayores a los valores obtenidos como sistema independiente, los valores de fallas monofásicas son iguales como sistema integral y sistema independiente, sin embargo, todos los valores calculados de corto circuito de los interruptores instalados en la construcción, son menores y se encuentran aptos para su operación.
- Con respecto al estudio de arco eléctrico en el sistema eléctrico S.E. N°1, se concluye que los cálculos obtenidos con el sistema integral e independiente **no son iguales**, ya que se tiene diferencias en los resultados de la barra del tablero de BT 1 y del tablero de BT 2.

- Con respecto al estudio de arco eléctrico en el sistema eléctrico S.E. N°2, se concluye que los cálculos obtenidos con el sistema integral e independiente **no son iguales**, ya que se tiene diferencias en los resultados de la barra de MT.
- El Equipamiento y la potencia instalada de la barra 33 KV (punto de alimentación para el sistema S.E N°1), y la barra de 4.16 KV (punto de alimentación para el sistema S.E N°2), se encuentran con el equipamiento necesario para atender la máxima demanda de la carga faja Overland.
- Los ajustes correctos en las curvas de coordinación nos aseguran la protección de los equipos, de esta manera, aislamos las fallas en el lugar más cercano sin afectar el resto de áreas, donde una restauración luego de la falla se reduce en tiempo y dinero.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES PARA MEJORAR LA CAÍDA DE TENSIÓN Y ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

En la tabla 7 y 8 apreciamos que en diferentes escenarios y con los ajustes en los taps de los transformadores, se mantiene una caída de tensión, si bien es cierto en algunas barras se encuentran dentro del porcentaje permitido caída de tensión no mayor a 5%, estos porcentajes podrían mejorarse.

En la tabla 11, se aprecia que la barra en 0.48 KV. tiene un factor de potencia de 89%, inferior a los factores de potencia en las barras superiores, por lo cual sería importante su corrección.

En la tabla 12, observamos que el transformador N° 2 de 4.16/0.48 KV – 1 MVA, trabajara a un 85%, donde la instalación de un banco de condensadores aguas abajo mejorara su eficiencia.

Por lo indicado anteriormente, una planta tiende a incrementar la capacidad de su carga, para mejorar la producción o utilizar la potencia disponible de una barra para mejorar su equipamiento y/o satisfacer otras necesidades que demanden energía eléctrica.

Por tal razón se recomienda instalar un banco de condensadores en la barra de 0.48 KV donde se tiene el factor de potencia menor.

Cálculo para mejorar el factor de potencia y calcular la potencia del banco de condensadores para su instalación en la barra 0.48 KV.

Factor de potencia:

$\cos \varphi_1$: 0.89 (actual, tabla N° 11)

$\cos \varphi_2$: 0.95 (deseado).

P : 733 KW

$$Q_{CAP} = P * \left\{ \left[\frac{1}{(\cos \varphi_1)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{1}{(\cos \varphi_2)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$

$$Q_{CAP} = 733 * \left\{ \left[\frac{1}{(0.89)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{1}{(0.95)^2} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$

$$Q_{CAP} = 135 \text{ KVAR.}$$

O también se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$Q_c = P * (tg\varphi_1 - tg\varphi_2)$$

$$Q_c = 733(tg 27.13 - tg18.19)$$

$$Q_c = 135 \text{ KVAR.}$$

Vamos a considerar la instalación de un banco de condensadores de 140 KVAR, para compensar en toda la barra de 0.48 KVMCC BT, de la S.E. N° 2

En la tabla 33, indican los cálculos obtenidos con el módulo de flujo de potencia del software ETAP, la caída de tensión mejoró en la barra de 0.48 KV (MCC BT), a razón de la instalación del banco de condensadores también mejoró la caída de tensión en la barra de 4.16 KV (MCC MT).

Tabla 33.

Resultado de caída de tensión, con la instalación de 1 banco de condensadores.

Ítem	Tensión nominal		Tensión	
	(KV)	(KV)	(KV)	P.U
1. Sala Eléctrica 931				
BARRA 33 KV	33	33.117	33.117	0.35%
2. Sala Eléctrica 320				
BARRA 33 KV	33	33.068	33.068	0.19%
3. S.E N° 1				
MCCT MT	4.16	4.182	4.182	1.25%
MCC BT	0.48	0.481	0.481	0.21%

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso las cargas funcionan de forma simultánea y/o algunos están conectados sólo unas pocas horas al día, el tipo de corrección que usaremos es la de tipo centralizada.

En la tabla 29, los cálculos obtenidos con el módulo de flujo de potencia del software ETAP, indican que a razón de la instalación de un banco de condensadores de 140 KVAR de potencia, la potencia útil se incrementó y se redujo la potencia reactiva,

no solo en la barra de 0.48 KV (MCC BT), esta mejora también se dio en la barra de 4.16 KV (MCC MT) y en la barra de 33 KV.

Tabla 34.

Resultado de flujo de carga y factor de potencia, con la instalación de 1 banco de condensadores.

Ítem	Potencia Activa (Kw)	Potencia Reactiva (KVAR)	Factor de potencia
Subestación Principal 0931 / Celda 07 (Antes del Proyecto)	5737	2359	0.93
Subestación Principal 0931 / Celda 07 (Después del Proyecto)	6886	2858	0.92
Subestación Principal 0320 / Celda MT (Después del Proyecto)	1148	337	0.95
Barra 4.16 KV, MCC MT	1138	272	0.97
Barra 0.48 KV, MCC BT	741	234	0.95

Fuente: Elaboración propia.

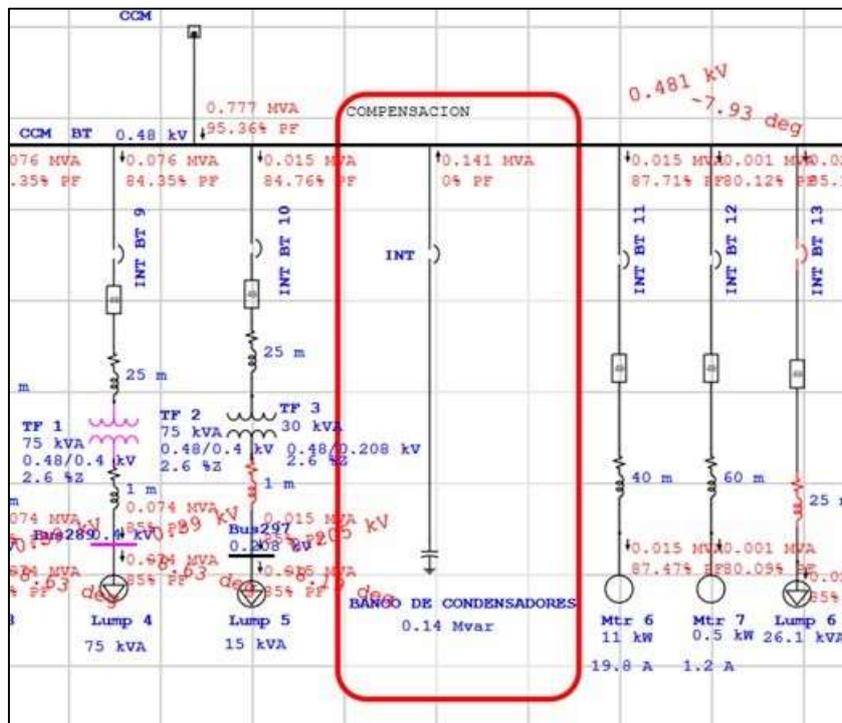


Figura 54. Instalación de banco de condensador 140 KVA en barra de BT.

Fuente: Elaboración propia.

Por lo mencionado anteriormente el tipo de condensador es de tipo estándar (equipamiento con tensión nominal de condensadores igual a la tensión de red), sin embargo, se recomienda un estudio de calidad de energía para analizar si la red de energía se encuentra contaminada con armónicos THD (Total Harmonic Distortion), para estos casos se deberán instalar condensadores con filtros de rechazo.

Estimado de costo mensual de energía eléctrica gracias a la compensación por banco de condensadores

Teniendo en cuenta la utilización de la faja en un mes al 70 %, ya que el otro porcentaje es por paradas de mantenimiento programados y no programadas.

Resultados de flujo de potencia sin banco de condensadores

La potencia reactiva es mayor al 30% de la potencia activa y se tiene caída de tensión en la barra 4.16 KV.

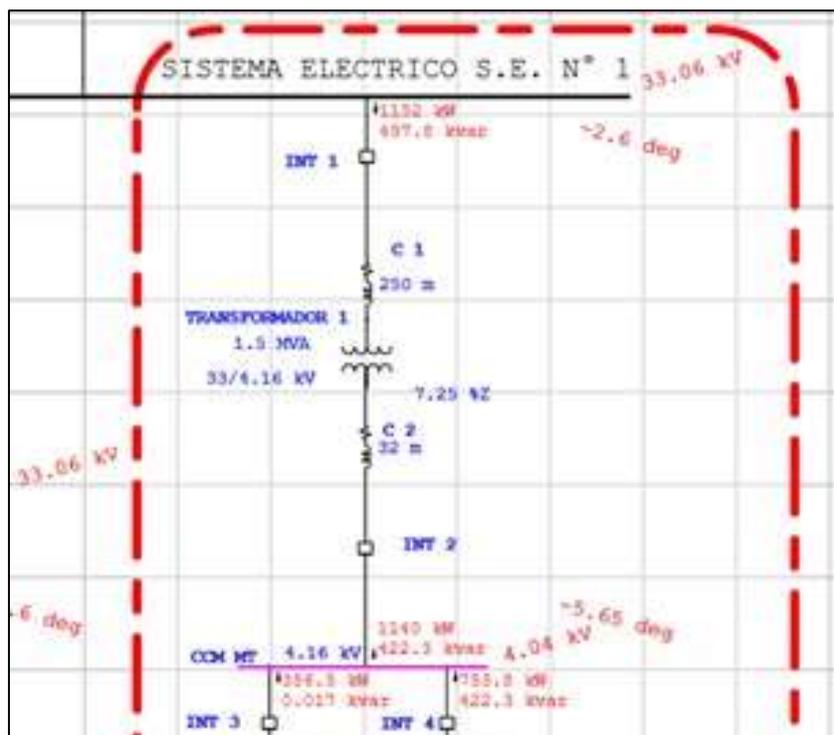


Figura 55. Estudio de flujo de carga sin compensación.

Fuente: Elaboración propia.

Consumo Energía Activa (kWh)	Consumo Energía Reactiva (Kvarh)	Costo Reactiva S/ kVarh)	Energía Reactiva Penalizable (kVarh)
1152	497.8	1.379	152.2

Costo de Energía Activa Mensual			
Potencia KWh	horas de trabajo al mes PEMF	Costo S/ kWh PEMF	Costo mensual por energía activa (PEMF)
1152	399	S/16.14	S/7,418,718.72

Potencia KWh	Horas de trabajo al mes PEMP	Costo S/ kWh PEMP	Costo mensual por energía activa (PEMP)
1152	105	S/16.47	S/1,992,211.20

Costo de Energía Reactiva Mensual			
Potencia kVarh	Horas de trabajo al mes	Costo S/ kVarh	Costo mensual por energía reactiva
152.2	504	S/1.38	S/105,858.14
Cargo energía activa en horas fuera de punta (S/. /kW.h).			S/7,418,718.72
Cargo energía activa en horas de punta (S/. /kW.h).			S/1,992,211.20
Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h).			S/105,858.14
TOTAL S/			S/9,516,788.06

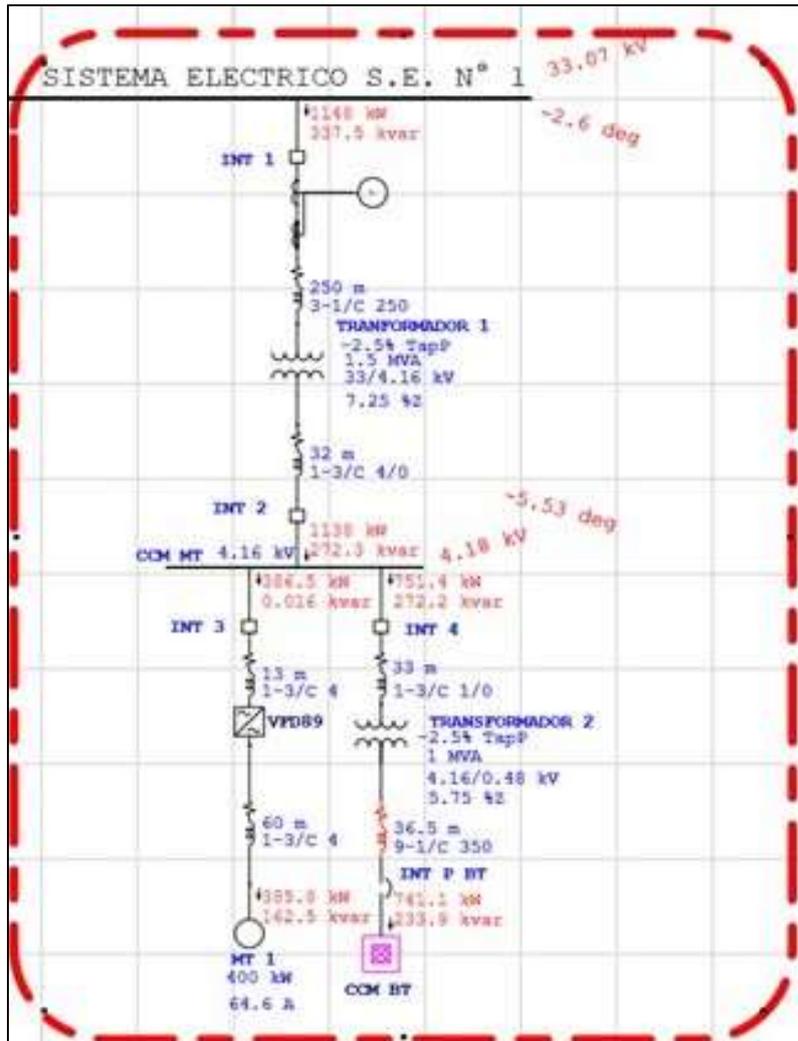


Figura 56. Estudio de flujo de carga con compensación a la barra CCM BT.
Fuente: Elaboración propia.

Resultados de flujo de potencia con la instalación de un banco de condensadores de 140 KVAR

La potencia reactiva es menor al 30% de la potencia activa y no se tiene caída de tensión en la barra 4.16 KV

Consumo Energía Activa (kWh)	Consumo Energía Reactiva (Kvarh)	Costo Reactiva S/ kVarh)	Energía Reactiva Penalizable (kVarh)
1148	337	S/1.38	0

Costo de Energía Activa Mensual			
Potencia KWh	horas de trabajo al mes	Costo S/ kWh)	Costo mensual por energía activa (PEMF)
	PEMF	PEMF	
1148	399	S/16.14	S/7,392,959.28
Potencia KWh	horas de trabajo al mes	Costo S/ kWh)	Costo mensual por energía activa (PEMP)
	PEMP	PEMP	
1148	105	S/16.47	S/1,985,293.80

Cargo energía activa en horas de punta (S/ /kW.h).	S/7,392,959.28
Cargo energía activa en horas fuera de punta (S/ /kW.h).	S/1,985,293.80
Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h).	S/0.00
TOTAL S/	S/9,378,253.08

Costo Mensual = Costo Instalación sin banco de condensador- Costo instalación con banco de condensador

Costo Mensual =S/138,537.10

Costo Anual =S/138,537.10* 12 MESES

Costo Anual = S/1662,419.76

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUINSACA J. Y MIRANDA, C. Modelamiento y Monitoreo del sistema eléctrico de la cámara de transformación CT2 de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE-L empleando el software ETAP. Artículo científico, Ecuador 2014, pág. 7. [fecha de consulta: 4 de junio de 2020]. Disponible en: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/10009/1/AC-ESPEL-EMI-0279.pdf>
- ASSOCIATION, NATIONAL FIRE PROTECTION. Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo NFPA 70E. 2018. p. 41.
- ASEA BROWN BOVERI. Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas. Barcelona, pág. 21. [fecha de consulta: 18 de abril de 2020]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/897462d590876b5fc125791a003bd1e0/1TXA007107G0701_CT8.pdf
- BEATY, D., FINK Y WAYNE. Manual de Ingeniería Eléctrica. 1997. Decimotercera. San Andrés - México: McGraw-Hill. págs. 10-12. Vol. 2.
- CEVALLOS, K., HERDOIZA, M. Y GALLO, J. Seguridad Eléctrica y peligro de descarga de arco. 2010 pág. 4. S.I.: Escuela superior politécnica del Litoral, [fecha de consulta: 6 de junio de 2020]. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/13590/1/Seguridad%20El%C3%A9ctrica%20y%20peligro%20de%20la%20descarga%20de%20arco.pdf>
- CISA A.: Modelado y simulación de sistemas eléctricos de potencia, Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República. [fecha de consulta: 20 de julio del 2020]. Disponible en: <https://iie.fing.edu.uy/potencia/es/modelado-y-simulacion-de-sistemas-electricos-de-potencia/>
- COMISIÓN ELECTRÓNICA INTERNACIONAL IEC. Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, IEC 60909. Ginebra, Suiza: 2001., pág. 19.
- CUTTI, R. Análisis Técnico Económico óptimo para la reducción del pago por energía reactiva de acuerdo al pliego tarifario y normas vigentes en medianas industrias. Tesis (Título de ingeniero electricista). Huancayo: Universidad del Centro del Perú, 2010. 146 pp. [fecha de consulta: 05 de julio 2020]. Disponible

- en:<http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/3586/Cutti%20Pineda.pdf>
- EL-ABIAD. Stagg and. Computer Methods is Power System Anlysis. Nueva York: McGraw-Hill Book Company. 1968. 270 pp.
- ESTEBAN, E. Análisis de sistema eléctrico de distribución para la ampliación de la mina Marcapunta norte exterior 10.5 KV y mina subterránea 4.16 KV. Sociedad Minera el Brocal S.A.A. Tesis (Título de ingeniero electricista). Huancayo: Universidad Continental, 2016. 56 pp. [fecha de consulta: 15 de abril 2020]. Disponible en:https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/5344/3/IV_FIN_109_TE_Esteban_Ricapa_2019.pdf
- IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. Definiciones estándar IEEE para la medición de cantidades de energía eléctrica en condiciones sinusoidales, no sinusoidales, equilibradas o no equilibradas. New York: 2010 IEEE Std 1459-2010.
- HUAYTA, C. Análisis de Flujo de potencia del sistema eléctrico horno N°4 por incremento de motores mediante software ETAP, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico planta Condorcocha. Tesis (Título de ingeniero electricista). Huancayo: Universidad Continental, 2017. 91 pp. [fecha de consulta: 17 de abril 2020]. Disponible en: https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/3579/3/IV_FIN_109_TE_Huayta_Asencio_2017.pdf
- INTERNACIONAL ELECTRICAL TESTING ASSOCIATION INC, NETA. Especificaciones de Pruebas Aceptadas para sistemas y equipos de distribución de potencia eléctrica. 1995. 13 pp.
- LEGRAND. Guía Técnica Transformadores en Resina Distribución Zucchini. 2013 pág. 61. [fecha de consulta: 20 de abril de 2020]. Disponible en: <http://legrand.com.pe/wp-content/uploads/2018/09/zucchini.pdf>
- MUÑOZ, C. Estudio e implementación de estrategias para la incorporación de programas de seguridad eléctrica, con enfoque en peligros por relámpago de arco [en línea]. Ciencia & Trabajo. 2015, 17(53) [fecha de consulta:15 de diciembre del 2020]. ISSN 0718-2449. Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-24492015000200005
- NICOLÁS, F. Y DIEGO R. Análisis de los Flujos de Potencia de Sistemas Eléctricos y su Interpretación Física [en línea], Información Tecnológica. 2012, 23(5), 57-68. [fecha de consulta:12 de agosto del 2020]. ISSN 0718-0764. Disponible en

https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0718-07642012000500007&Ing=pt&nrm=i

REVISTA RUMBO MINERO. Fajas Transportadora Herramienta Eficaz para traslado en Mina.

Sampieri, Roberto Hernández. Mitología de la Investigación. 2014. Sexta. Colonia Desarrollo Santa Fe: Mc Graw Hill. 156 pp.

SIU, A. Determinación y Evaluación del Arco Eléctrico para la implementación de procedimientos y seguridad del personal que labora en el área eléctrica de una planta concentradora de Cobre. Tesis (Título de ingeniero electricista). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín, 2018 pág. 22. [fecha de consulta: 3 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/6999/ELsiyuat.pdf>

SOTO, J. Actualización y Modelamiento del Sistema Eléctrico de la planta concentradora de CODELCO mediante software de simulación Etap. Tesis (Título de ingeniero civil electricista) Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2012 pág. 57. [fecha de consulta: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111951/cf-soto_ja.pdf

STEVENSON, WILLIAN D. (1985). Análisis de sistemas eléctricos de potencia. [trad.] Jairo Osuna Suarez. Carolina del Norte: Universidad del Estado de Carolina del Norte. pág. 182.

ANEXOS



Arequipa, 15 de Setiembre del 2020

Señor(es):

A quien corresponda

De nuestra consideración:

Yo, Harry Nestor Roland Carrasco Zúñiga, identificado con DNI 08040103, como gerente general de la empresa CELICON Ingenieros S.A.C., identificada con RUC 20496535066 y con domicilio legal en Calle Chimbote 403, Urb. San Martín de Socabaya, Distrito de Socabaya, Provincia y Departamento de Arequipa, por la presente, autorizamos al Sr. Josué Sanny Medina Álvarez identificado con DNI 43007809, para el uso de nuestro software ETAP v16, para el desarrollo de su tesis de titulación como Ing. Electricista.

Se emite este documento para los fines que el Sr. Josué Sanny Medina Álvarez considere necesarios.

Sin otro particular, me despido.

Atentamente:

CORPORACION ELECTROMECAICA
en Ingeniería y Construcción S.A.C.
HCARRASCO
Ing. Harry Carrasco Zúñiga
Gerente General



Arequipa, 15 de febrero del 2021

Señor (es):

A quien corresponda.

De nuestra consideración:

Yo, Jorge Huachaca Rodríguez, identificado con DNI 29592451, Ingeniero Electricista de la Gerencia Senior de Proyectos e Ingeniería de la Compañía Minera Antapaccay S.A., por la presente autorizo al Sr. Josué Sanny Medina Alvarez con DNI 43007809, el uso de la información, base datos ETAP y documentos técnicos de la Faja de transportadora de Minerales de 6.5 Km, para el desarrollo de su tesis de titulación como Ingeniero electricista.

Se emite este documento para los fines que el Sr. Josué Sanny Medina Alvarez considere necesarios.

Sin otro particular, me despido.

Atentamente.

Ing. Jorge Huachaca Rodríguez

CIP: 86057

Ingeniero Electricista - Gerencia Senior de Proyectos e Ingeniería

Compañía Minera Antapaccay S.A.