

Evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial aplicando el estándar IEEE
3006.2-2016

David Moises Blanco Saavedra y Jhoan Sebastián Herrán Mora

Trabajo de Grado para Optar el título de
Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

Los autores de este proyecto agradecen a:

Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga por su acompañamiento durante la elaboración de este trabajo de grado y la formación recibida de su parte durante el proceso educativo. Al asesor de proyecto, Mag. Jhon Alexander Monsalve Florez por su instrucción y acompañamiento durante el curso de lectura, escritura y oralidad para trabajos de grado. A los ingenieros electricistas de la Empresa de Energía del Quindío, Profesionales 3; Paula Andrea Arcila García y Fernando Muñoz Casas, Profesionales 1; Carlos Eduardo Carvajal Jiménez y Juan Pablo Cutiva Roa, por su colaboración y por la información suministrada para el desarrollo de este trabajo de grado.

Dedicatoria

A Dios. A mis padres, Moisés Blanco Ayala y Luz Marina Saavedra, mi ejemplo, mi apoyo incondicional y quienes han sido y serán mi motivación más grande para seguir adelante. A mi prometida y futura esposa Angelica María León Maffiold, con quien he aprendido y compartido tantas cosas y momentos de la vida. A quienes ya no están conmigo para vivir esta alegría, Marina del Carmen Ayala y María Benigna Saavedra.

David Moises Blanco

Dedicatoria

A Dios por darme el privilegio de tener la vida y la fuerza necesaria para soportar todas las dificultades que se presentaron a lo largo de mi carrera.

A mis padres Fernando y Luz Dary por su inmenso amor, por educarme de la mejor manera y darme todo lo que ha estado a su alcance para que yo pueda salir adelante y sea feliz.

A mi hermano Santiago por su amor y ser inspiración durante toda mi carrera.

Y a mi pareja Catalina que fue quien estuvo conmigo en todo este proceso, por su paciencia en los días más difíciles, ayudándome y llenándome de alientos para no rendirme en la elaboración de este libro.

Sebastian Herran Mora

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. Metodología para la evaluación de la confiabilidad según IEEE	15
2.1 Descripción del estándar IEEE 3006.2	16
2.1.1 <i>Suministro de energía</i>	17
2.1.1.1 Uso de datos históricos.	17
2.1.1.2 Problemas operativos.	17
2.1.1.3 Fuentes múltiples.	18
2.1.1.4 Calidad de la energía.	18
2.1.2 <i>Configuración del sistema</i>	18
2.1.2.1 Diagrama unifilar.	19
2.1.2.2 Análisis del sistema.	19
2.1.3 <i>Protección y control del sistema</i>	20
2.1.4 <i>Evaluación física</i>	22
2.1.5 <i>Operación y mantenimiento</i>	22
2.1.5.1 Pruebas de aceptación y puesta en servicio.	23
2.1.5.2 Entrenamiento del personal.	23
2.1.5.3 Documentación del sistema.	24
2.1.5.4 Disponibilidad de repuestos.	25

2.1.6 Otras áreas vulnerables	26
3. Formulación del caso de estudio y evaluación de la confiabilidad de la instalación eléctrica seleccionada	28
3.1 Suministro de energía	31
3.1.1 Uso de datos históricos	32
3.1.2 Problemas operativos	37
3.1.2.1 Capacidad de emergencia existente.	38
3.1.2.2 Incremento de carga futura.	40
3.1.2.3 Respuesta anticipada y tiempos de restauración.	41
3.1.2.4 Circuitos alimentadores cercanos.	43
3.1.2.5 Coordinación de protecciones entre la instalación y el OR.	44
3.1.3 Fuentes múltiples	44
3.1.4 Calidad de la energía	45
3.2 Configuración del sistema	47
3.2.1 Diagrama unifilar	47
3.2.2 Análisis del sistema	54
3.3 Protección y control del sistema	62
3.4 Evaluación física	66
3.5 Operación y mantenimiento	69
3.5.1 Pruebas de aceptación y puesta en servicio	72
3.5.2 Entrenamiento del personal	72
3.5.3 Documentación del sistema	73
3.5.4 Disponibilidad de repuestos	74

3.6 Otras áreas vulnerables	75
4. Sugerencias y recomendaciones	78
5. Conclusiones	81
Referencias Bibliográficas	82

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Evaluación de control de la instalación eléctrica</i>	21
Tabla 2. <i>Chequeo de documentación de los elementos de la instalación eléctrica</i>	24
Tabla 3. <i>Elementos de la instalación industrial en estudio.</i>	30
Tabla 4. <i>Registro de interrupciones en el circuito alimentador.</i>	32
Tabla 5. <i>Lista de chequeo de los problemas operativos de la instalación.</i>	37
Tabla 6. <i>Grupo electrógeno CAT DE550S GC.</i>	39
Tabla 7. <i>Grupo electrógeno CAT DE350S GC.</i>	40
Tabla 8. <i>Tiempos de restauración de los equipos de suministro.</i>	42
Tabla 9. <i>Tasa de fallas y tiempo de restauración de transferencias automáticas.</i>	45
Tabla 10. <i>Niveles variables de tensión admisibles.</i>	46
Tabla 11. <i>Datos nominales contenidos en el diagrama unifilar.</i>	49
Tabla 12. <i>Tiempos de restauración de los equipos de la instalación.</i>	53
Tabla 13. <i>Valores que determinan confiabilidad y disponibilidad de los componentes de la instalación.</i>	58
Tabla 14. <i>Lista de verificación para el proceso de evaluación física.</i>	67
Tabla 15. <i>Pruebas del PPM propuestas en el estándar IEEE 3007.2.</i>	71
Tabla 16. <i>Lista de chequeo verificada de la documentación de los equipos de la instalación.</i>	73
Tabla 17. <i>Limites recomendados de armónicos de tensión.</i>	76
Tabla 18. <i>Límites recomendados de armónicos de corriente.</i>	77

Lista de figuras

Figura 1. <i>Esquema del proceso de evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial según ieee std 3006.2</i>	16
Figura 2. <i>Diagrama unifilar de la instalación industrial en estudio</i>	29
Figura 3. <i>Diagrama unifilar ajustado de la instalación eléctrica.</i>	48
Figura 4. <i>Especificaciones del sistema de puesta a tierra de la instalación.</i>	52
Figura 5. <i>Diagrama unifilar recreado en el software de simulación.</i>	54
Figura 6. <i>Flujo de carga de la instalación industrial en estudio.</i>	55
Figura 7. <i>Simulación de falla en el barraje principal BT.</i>	56
Figura 8. <i>Simulación de falla en el alimentador MT.</i>	57
Figura 9. <i>Simulación de falla en el barraje del TGD.</i>	62
Figura 10. <i>Simulación de falla en la carga 7.</i>	63
Figura 11. <i>Simulación de falla en la carga 16.</i>	64
Figura 12. <i>Simulación de falla en la red de MT.</i>	65

Resumen

Título: Evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial aplicando el estándar IEEE 3006.2-2016 *

Autor: David Moises Blanco Saavedra, Jhoan Sebastián Herrán Mora **

Palabras Clave: Instalación eléctrica industrial, estándar IEEE 3006.2-2016, estándar IEEE 3006, Tasa de falla.

Descripción:

Las instalaciones eléctricas industriales en mal estado o sin el adecuado mantenimiento pueden traer consigo problemas para sus propietarios, debido a las altas pérdidas económicas o de producción que generan sus fallas. Por este motivo, el estándar IEEE 3006.2-2016 presenta una práctica recomendada con la que se puede realizar la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos industriales existentes.

El estándar IEEE 3006, contiene datos históricos sobre la fiabilidad de sistemas de energía, con los cuales se puede conocer la tasa de falla de los equipos y calcular las probabilidades de que un sistema eléctrico falle.

Los estándares mencionados anteriormente son la guía para desarrollar este trabajo de grado, en donde se desarrolló una guía que permite hacer el seguimiento de la instalación eléctrica industrial y conocer el estado en el que se encuentra la instalación eléctrica industrial a nivel de confiabilidad. Se presenta un caso de estudio real implementando la guía, lo cual orienta la planificación de la inspección y el mantenimiento de los equipos que componen la instalación eléctrica industrial.

* trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Director. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Evaluation of the reliability of an industrial electrical installation applying the IEEE 3006.2-2016 standard.*

Author: David Moises Blanco Saavedra, Jhoan Sebastián Herrán Mora **

Key Words: Industrial electrical installation, IEEE 3006.2-2016 standard, IEEE 3006 standard, Failure rate.

Description:

Industrial electrical installations in poor condition or without adequate maintenance can cause problems for their owners, due to the high economic or production losses generated by their failures. For this reason, the IEEE 3006.2-2016 standard presents a recommended practice with which the evaluation of the reliability of existing industrial electrical systems can be carried out.

The IEEE 3006 standard contains historical data on the reliability of energy systems, with which the failure rate of equipment can be known and the probability of an electrical system failing can be calculated.

The standards mentioned above are the guide to develop this degree work, where a guide was developed that allows monitoring the industrial electrical installation and knowing the state of the industrial electrical installation at the reliability level. A real case study is presented, implementing the guide, which guides the planning of the inspection and maintenance of the equipment that makes up the industrial electrical installation.

*

**

Introducción

En un mundo industrializado en el cual los procesos productivos son la base fundamental de instalaciones industriales, se vuelve una necesidad garantizar el óptimo y continuo funcionamiento de los procesos. La confiabilidad, que técnicamente es definida como la capacidad de funcionamiento de un sistema sin presentar alguna interrupción durante determinado periodo (Pecht, 2014), se ha convertido en un tema de suma importancia en el sector industrial, debido a que es un factor que afecta de manera positiva o negativa los procesos de producción e incluso a los mismos equipos que componen la instalación.

Este trabajo se desarrolla principalmente con la intención de dar a conocer otra opción de estudio del nivel de confiabilidad de instalaciones eléctricas industriales existentes, con el fin de complementar y poner en práctica todos los conocimientos que se adquieren en el programa de ingeniería eléctrica, y surge en consideración a lo planteado en el Artículo 1 del Capítulo 1 del Reglamento Técnico de las Instalaciones Eléctricas RETIE, el cual consagra; Exigir confiabilidad y compatibilidad de los productos y equipos eléctricos con el fin de establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente (RETIE, 2013)

En este trabajo de grado se evaluará la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial específica, mediante la aplicación de los criterios establecidos en el estándar IEEE 3006.2 (Engineers, 2016) y con ayuda los estándares sugeridos para cada una de las áreas propuestas. En este proceso se encontrarán resultados como respuesta de fallas ocurridas en diferentes puntos de la instalación, probabilidad de falla y tiempos de duración esperada para cada uno de los equipos de la instalación, documentación del sistema como diagramas unifilares y estudio de

coordinación de protecciones de la instalación y programas de operación y mantenimiento, entre otros.

Para ello, primeramente, en el capítulo 2, se describirá la metodología de evaluación planteada en el estándar mencionado anteriormente, para los aspectos de suministro de energía, configuración y análisis del sistema, protección y control del sistema, evaluación física, operación y mantenimiento y otras áreas vulnerables. Seguidamente, en el capítulo 3, se escogerá y presentará una instalación eléctrica industrial existente como caso de estudio, y se ejecutará el proceso de evaluación previamente descrito. Finalmente, en el capítulo 4, se darán cada una de las recomendaciones de acuerdo con los resultados que se encuentren en el proceso de evaluación.

1. Objetivos

Para el desarrollo de este trabajo de grado se determinaron los siguientes objetivos y sus respectivos alcances para el cumplimiento de estos.

1.1 Objetivo General

Evaluar la confiabilidad de instalaciones eléctricas industriales mediante la aplicación de los criterios establecidos en el estándar IEEE 3006.2-2016.

1.2 Objetivos Específicos

- Describir la metodología desarrollada en el estándar IEEE 3006.2-2016 para la evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial.
- Formular un caso de estudio para la aplicación de la metodología para la estimación de la confiabilidad.
- Realizar la evaluación de la confiabilidad de la instalación industrial del caso de estudio considerando los históricos de fallas reportados para los estándar IEEE 3006.
- Formular recomendaciones para el mejoramiento de la confiabilidad de la instalación eléctrica industrial bajo estudio.

2. Metodología para la evaluación de la confiabilidad según IEEE

Para la evaluación de la confiabilidad de la instalación eléctrica usada como caso de estudio se utiliza como base principal uno de los estándares de la colección IEEE 3000. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) (Electronicos) es la mayor organización profesional técnica a nivel mundial, que agrupa una cantidad enorme de ingenieros, científicos, tecnólogos y profesionales de diferentes países del mundo, organización dedicada a la innovación tecnológica y a la excelencia en beneficio de la humanidad.

La colección de estándares IEEE 3000 se subdivide en diferentes categorías las cuales son, series 3001 con su colección de estándares elaborados para el diseño de sistemas eléctricos, series 3002 diseñados para el análisis de sistemas eléctricos, series 3003 los cuales son utilizados para los sistemas de puesta a tierra de los sistemas eléctricos, series 3004 diseñados para el análisis de coordinación y protección de sistemas eléctricos, series 3005 utilizados para la planificación de reserva de energía en casos de emergencia, series 3006 diseñados para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos y series 3007 los cuales son utilizados para la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

Así el IEEE 3006.2 (Engineers, 2016), el cual pertenece a la colección 3006 los cuales son utilizados para el análisis de confiabilidad, es un conjunto de prácticas recomendadas desarrollado por el comité coordinador de libros técnicos del departamento de sistemas de energía industrial y comercial de la sociedad de aplicaciones industriales con el fin de retomar los IEEE Color Books. Este estándar se crea con el fin de ayudar a los ingenieros a comparar y evaluar el rendimiento potencial de un sistema eléctrico, sin embargo, se resalta que simplemente debe considerarse como una guía y referencia general.

2.1 Descripción del estándar IEEE 3006.2

Según lo planteado en el estándar IEEE 3006.2 (Engineers, 2016), en el proceso de evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial existente, se debe hacer una revisión detallada para cada uno de los aspectos más relevantes y que tienen un impacto en el nivel de confiabilidad de esta, los cuales se describen desde el capítulo 2.1.1. hasta el capítulo 2.1.6. de este trabajo de grado.

Figura 1.

Esquema del proceso de evaluación de la confiabilidad de una instalación eléctrica industrial según IEEE std 3006.2



2.1.1 Suministro de energía

Una encuesta de calidad de energía realizada a 112 instalaciones industriales y comerciales en Norte América en el año 1995 identificó que las interrupciones del suministro de energía son probablemente las causantes del mayor impacto a equipos eléctricos de las instalaciones industriales (Dorr, 1995). Estas interrupciones pueden causar diferentes efectos o afectaciones en diferentes usuarios conectados al mismo circuito, incluso en diferentes ramales de una misma instalación eléctrica. Es por ello, que el ingeniero diseñador debe considerar la vulnerabilidad operativa del circuito alimentador y dar a conocer al operador de red los requisitos de confiabilidad de la instalación (Engineers, 2016).

2.1.1.1 Uso de datos históricos. El operador de red debe estar dispuesto a brindar información de las interrupciones de su sistema eléctrico, frecuencia, tipo y duración de las interrupciones durante los últimos años, esto con el fin de predecir un comportamiento de él o las instalaciones que se vayan a conectar a cierto circuito. Se sugiere llevar un control de las interrupciones presentadas, para compararlas respecto a los índices de confiabilidad propuestos en el estándar IEEE 1366 (Engineers, 2012) comúnmente utilizados por los operadores de red.

Estas interrupciones en el suministro de energía representan un impacto económico relacionada con la operatividad instalación eléctrica, lo cual está relacionado entre el tipo y la duración de estas. En el desarrollo de este trabajo de grado, no se considerará el estudio de costos asociados a las interrupciones del suministro de energía.

2.1.1.2 Problemas operativos. Se sugiere considerar las condiciones de contingencia con ayuda del operador de red, con el fin de optimizar las respuestas. Algunas de estas

consideraciones deben ser: Capacidades de emergencia de corto y largo plazo de los servicios existentes, incremento de carga futura de la instalación, tiempos de respuesta o restauración de los equipos del sistema de alimentación, circuitos de alimentación de respaldo para la instalación, coordinación de protecciones de la instalación y el operador de red y características de los equipos de protección de la instalación.

2.1.1.3 Fuentes múltiples. En el caso en que la instalación eléctrica contara con un grupo electrógeno de respaldo, estas dos fuentes de alimentación deben estar acopladas por medio de una transferencia automática. La existencia de una transferencia automática también influye en la confiabilidad de la instalación, esto debido a que puede presentar una falla o mal funcionamiento en el momento de hacer el cambio de alimentación respectivo, o tardar mucho en realizar la conmutación.

2.1.1.4 Calidad de la energía. Generalmente las fluctuaciones de los valores de tensión que se presentan en las instalaciones eléctricas no son mayormente tenidas en cuenta en los estudios de confiabilidad de la instalación, pero estos llegan a tener un impacto significativo en algunas cargas críticas y es ahí cuando se tienen que considerar diferentes soluciones. Algunas de estas soluciones pueden ser circuitos o barrajes de subestaciones dedicados, los cuales incrementan el costo asociado para su implementación, otra solución que de menores costos son los DPS encargados de regular los valores de tensión que puedan presentarse.

2.1.2 Configuración del sistema

Para el análisis de la configuración del sistema, es fundamental utilizar el diagrama unifilar de la instalación eléctrica, este permite identificar sus componentes y vulnerabilidades, así como puntos de falla, fallas de capacidad, etc. Este aspecto de la configuración del sistema se divide en dos numerales en el proceso de evaluación de confiabilidad, los cuales son el diagrama unifilar y el análisis detallado del mismo.

2.1.2.1 Diagrama unifilar. El diagrama unifilar es la hoja de ruta de una instalación eléctrica, un diagrama unifilar actualizado es esencial para el ingeniero electricista encargado de la instalación, y debe estar actualizado incluso si no se realiza este análisis propuesto. Usualmente en áreas críticas se deben preparar diagramas unifilares adicionales y con mayor nivel de detalle (Engineers, 2016).

A medida que el espacio lo permita, el diagrama unifilar debe contener información de las especificaciones de todos los elementos que la compongan, tales como motores grandes, generadores, aparellaje, transformadores de potencia y de medida, relés de protección, esquemas de control y operación remota, circuitos, corrientes de cortocircuito, entre otros según aplique.

2.1.2.2 Análisis del sistema. Con base en el diagrama unifilar y con el fin de identificar los problemas de diseño de la instalación eléctrica, se propone hacer un análisis de confiabilidad detallado el cual se incluye hacer un estudio de flujo de potencia con el fin de; evaluar la capacidad de carga de alimentadores y componentes de la instalación para verificar que no excedan sus valores nominales de operación, evaluar y verificar las corrientes de cortocircuito del sistema e identificar los puntos críticos de falla que pueda afectar simultáneamente otros circuitos de la instalación.

Realizado el estudio de flujo de potencia de la instalación, con ayuda del estándar IEEE 3006.5 (Engineers, 2014) se debe determinar la probabilidad de falla para cada uno de los elementos de la instalación y su incidencia en la misma, priorizando aquellos elementos que tengan una alta probabilidad de falla o que presenten un tiempo de reparación prolongado. Habiendo identificado estos componentes críticos y sus tipos de falla, se deben determinar las medidas para mitigar sus altos impactos en la instalación las cuales incluyen, optimizar los mantenimientos preventivos y predictivos, contar con repuestos en el almacén, desarrollar planes de respuesta anticipada con el fin de reducir el tiempo de restauración e implementar procesos de restauración automáticos.

2.1.3 Protección y control del sistema

Según la información contenida en el diagrama unifilar de la instalación se debe determinar si el diseño del sistema de protección favorece el nivel de confiabilidad de esta. Este análisis de coordinación de protecciones, se puede realizar con ayuda del estándar IEEE 242 (Engineers, 2001), o en su defecto con un software de simulación de coordinación de protecciones, con el fin de identificar la lógica de disparos de los dispositivos de protección.

El sistema de protección debe cumplir tres objetivos principales: Despeje sensible y de alta velocidad para minimizar la duración de las caídas de voltaje por fallas, coordinación selectiva para limitar las interrupciones a las partes directamente afectadas y seguridad contra disparos debido a transitorios del sistema (Engineers, 2016).

En caso de existir se debe evaluar también, la confiabilidad de los sistemas de control existentes en la instalación eléctrica, los cuales son los encargados de brindar respuesta

automática ante cortes en el servicio de energía. Si sólo existe un sistema de control en la instalación, esto seguramente afectará el nivel de confiabilidad de esta. Para el proceso de evaluación del control de la instalación se deben considerar aspectos como:

Tabla 1.

Evaluación de control de la instalación eléctrica

Ítem	Cumple	No Cumple	No Especifica
¿El diseño es a prueba de fallas, de modo que una falla en el procesador u otra falla del elemento permitirá la continuidad de suministro en la instalación o causará operaciones no deseadas?	X		
¿Se utilizan fuentes de alimentación de control altamente confiables?			X
¿El sistema de control está debidamente conectado a tierra para evitar un funcionamiento incorrecto debido a rayos o sobretensiones?	X		
¿Existen provisiones para operación manual en caso de falla del procesador?		X	
Si el sistema de control tiene conexiones de comunicación fuera de la instalación, ¿Cumplen buenas condiciones de ciberseguridad?			X
¿Los diseños de control están diseñados para minimizar el error humano?			X
¿Se puso en marcha a fondo el sistema de control, y se prueba periódicamente?			X
¿Están bien diligenciadas las secuencias de operación disponibles y son familiares para el personal responsable de mantener y operar el sistema?		X	
¿Están completos los esquemas y diagramas de cableado?			X

Nota: Parámetros a considerar en el sistema de control de una instalación eléctrica en el proceso de evaluación de la confiabilidad. Adaptado de IEEE Std 3006.2 Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems. USA: IEEE.

2.1.4 Evaluación física

Una inspección visual realizada frecuentemente a la instalación es fundamental para identificar posibles condiciones de deterioro. Es importante determinar programas integrales de mantenimiento preventivo y predictivo PPM, los cuales implican inspecciones visuales, pruebas eléctricas y mecánicas para cada uno de los equipos de la instalación, con el fin de identificar y corregir las condiciones desfavorables presentes en la instalación, para de esta manera prevenir interrupciones de energía imprevistas. Las fechas de la frecuencia de inspección pueden ser tomadas de las normas ANSI, del manual del fabricante, de la norma NFPA 70B (Association, 2016) o las normas NETA (ANSI/NETA, 2009) .

Para el proceso de evaluación física de la instalación eléctrica, es pertinente elaborar una tabla de chequeo para verificar diversos aspectos como, acceso a la instalación y sus equipos, espacios despejados, distancias de seguridad, refrigeración y calefacción de la instalación, sellos y etiquetas de equipos, distancias de instalación de los equipos, luces y señalizaciones, estado del sistema de medición, etc.

2.1.5 Operación y mantenimiento

Contar con un programa de mantenimiento preventivo (PPM) es fundamental para optimizar el nivel de confiabilidad de la instalación eléctrica. Este programa de mantenimiento puede determinarse con ayuda del capítulo 5 del estándar IEEE 3007.2 (Engineers, 2010) . Además, se deben considerar, identificar su impacto y hacer las correcciones necesarias en los que aspectos que se presentan a continuación.

2.1.5.1 Pruebas de aceptación y puesta en servicio. Estas pruebas de aceptación y puesta en servicio inciden significativamente en la confiabilidad de la instalación. Con las pruebas de aceptación se verifica el nivel de aislamiento y el óptimo funcionamiento de los elementos antes de su puesta en servicio. Algunas pruebas pueden incluir, el testeo de los relés de protección, la medición de la resistencia de aislamiento en DC, resistencias a sobretensiones en AC, medición de resistencia de contacto, etc.

La puesta en servicio debe ser un proceso organizado y debidamente documentado, que permita verificar el óptimo funcionamiento de los elementos de acuerdo con las especificaciones del fabricante, y que, a su vez, garantice la integridad del personal que intervenga o vaya a intervenir los elementos o la instalación como tal.

2.1.5.2 Entrenamiento del personal. Se considera como la causa más frecuente de las fallas presentadas en las instalaciones a las ocasionadas por las maniobras erróneas ejecutadas por parte de los operadores que la intervienen, por ello, se debe contar con un alto nivel de conocimiento y entrenamiento por parte del personal encargado de la operación y mantenimiento.

Por esto, contar con un plan de entrenamiento y capacitación del personal encargado, es la herramienta más efectiva existente para reducir esta incidencia de las fallas operativas. El personal operativo debe recibir capacitación para la operación de cada uno de los elementos de la instalación, y también, cada vez que se instala un nuevo equipo en el sistema se debe dar capacitación por parte del ingeniero encargado en base a lo propuesto por el fabricante del equipo. Se propone entonces, desarrollar una descripción detallada del funcionamiento del sistema y los procedimientos operativos asociados, y en la medida de ser posible, grabar las sesiones de capacitación con el fin de que sean utilizados como base para capacitaciones próximas.

2.1.5.3 Documentación del sistema. Contar con documentación precisa y actualizada de la instalación y sus elementos, es un aspecto que influye en el nivel de confiabilidad de la instalación. Diagramas unifilares detallados y precisos, estudios de coordinación de protecciones y procedimientos de operación establecidos, permiten optimizar la respuesta frente a las interrupciones que se presenten y minimizar la duración de estas. Contar con diagramas de conexión detallados y manuales de instrucciones del fabricante de los equipos, ubicados en el lugar donde se encuentran instalados, también pueden llegar a reducir los tiempos de reparación. Se puede implementar una lista de chequeo con el fin de verificar lo anteriormente nombrado, la cual se presenta a continuación.

Tabla 2.

Chequeo de documentación de los elementos de la instalación eléctrica

ÍTEM	CUMPLE	NO CUMPLE
Coloque diagramas unifilares y procesos de operación en las ubicaciones		

ÍTEM	CUMPLE	NO CUMPLE
de los gabinetes y paneles de control		
Asegúrese de que las etiquetas de los equipos correspondan a las especificadas en los planos		
Proporcione avisos de advertencia en dispositivos de control cuyo funcionamiento afecte las cargas críticas		
Suministre nombres y números de contacto de supervisores, personal de ingeniería, operadores de red y servicios de emergencia en todas las salas eléctricas		
Proporcione elementos como teléfonos, radios u otros medios de comunicación rápida		
Utilizar colores diferentes en los diagramas con el fin de diferenciar entre diferentes sistemas y circuitos		

Nota: Documentos que se proponen incluir en los lugares de instalación de los equipos. Adaptado de IEEE Std 3006.2 Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems. USA: IEEE.

2.1.5.4 Disponibilidad de repuestos. La disponibilidad de repuestos de los elementos más incidentes en la instalación favorece el nivel de confiabilidad de esta, porque esto posibilita remplazos en el lugar de falla, reduciendo el tiempo que el equipo permanezca en falla o fuera de servicio. Para hacer una lista de los elementos más importantes de los cuales se tiene que contar con disponibilidad de almacenamiento, se debe considerar los tiempos de reparación y disponibilidad comercial de los mismos, pero fundamentalmente se deben considerar elementos como fusibles, interruptores automáticos, relés de protección, transformadores y conductores.

Para el caso de los fusibles, se debe garantizar que los valores de corriente y tensión sean igual a los valores nominales, de lo contrario es posible que se presente un des ajuste en la

coordinación de selectividad. Los interruptores automáticos o breakers, son los equipos que más requieren disponibilidad de repuesto para trabajos de mantenimiento, debido a su utilización. Los relés de protección tienen tasas de fallas relativamente baja, pero aun así se incluyen en la lista de prioritarios. En el caso de los transformadores, las fallas asociadas también son pocas, pero cuando se presentan pueden llegar a tomar largos periodos para su reparación o remplazo, por ello se aconseja considerarlo en el inventario de repuestos para contar con un remplazo permanente o temporal de acuerdo con sus valores nominales de tensión y potencia. Finalmente, para los conductores también se considera el impacto de la duración asociada a su mantenimiento o remplazo, y de acuerdo con esto se debe contar con la cantidad adecuada para un posible remplazo con base al tramo más largo del circuito de la instalación.

2.1.6 Otras áreas vulnerables

En muchas plantas industriales, un solo elemento controla el proceso principal, el cual puede ser un sistema rectificador, un computador, o un sistema de control. La continuidad del suministro de energía para este controlador es tan importante para el proceso como para la propia máquina. Aspectos como las caídas de tensión, el ruido en la señal de tensión, la conexión a tierra ineficaz, campos eléctricos o magnéticos extraños, cambios de temperatura e incluso la humedad excesiva puede afectar la precisión de los computadores o microprocesadores que formen parte de la instalación (Engineers, 2016).

También, se debe considerar los sistemas de calefacción y refrigeración que son parte importante de una instalación que llegue a depender de ellos. Las interrupciones momentáneas pueden llegar a hacer que el tiempo de reinicio de un proceso que dependa de estos sistemas se

prolongue de manera más significativa. Tal es el caso de las UPS y variadores de frecuencia, los cuales pueden depender de estas fuentes de climatización para su funcionamiento.

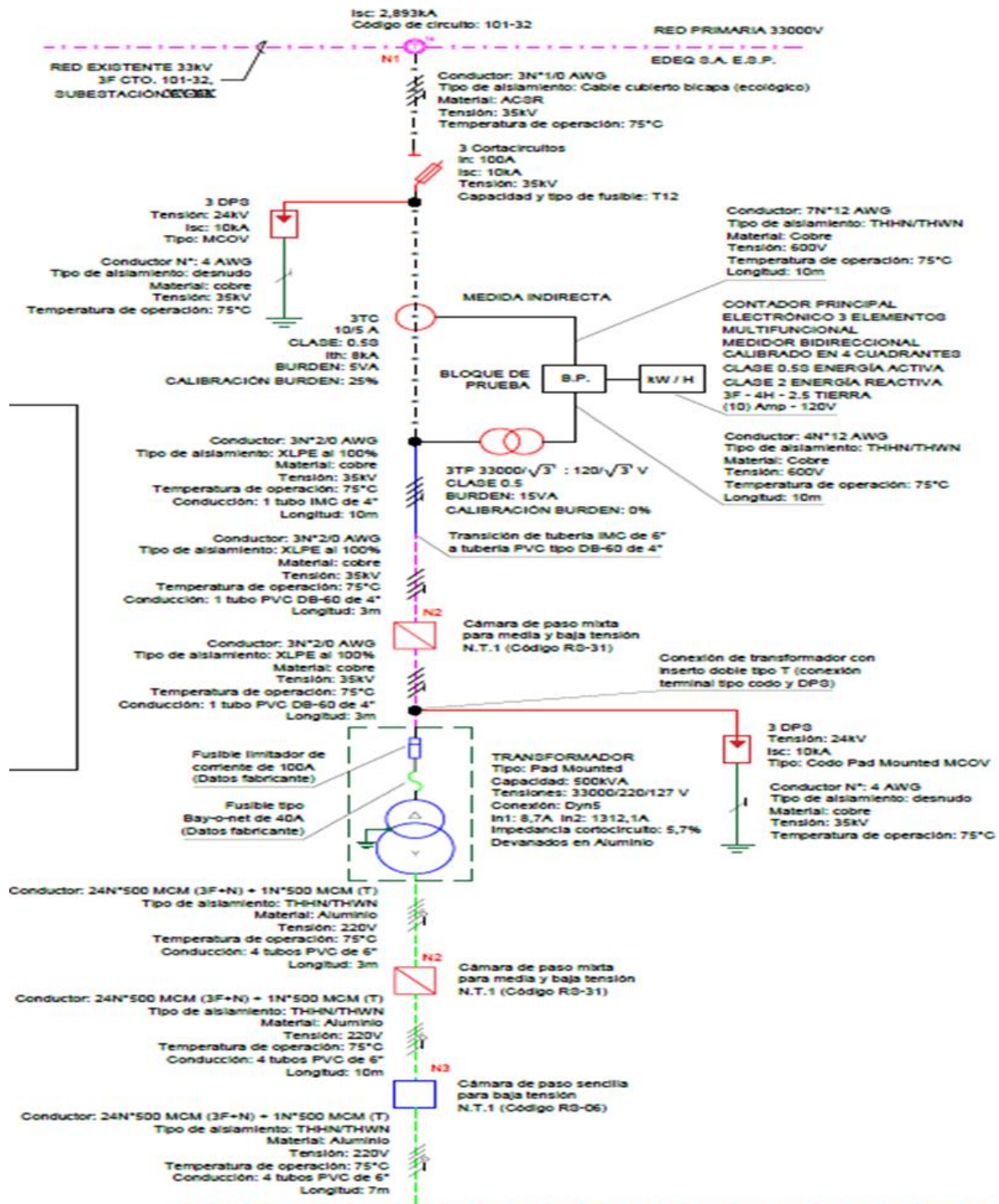
La iluminación es otro aspecto importante para el funcionamiento y la seguridad del personal, debido a que algunos equipos de iluminación requieren varios minutos para reiniciarse después de una interrupción. La falla de esta en la instalación puede reducir la visibilidad a un nivel por debajo de lo requerido para trabajar de manera segura, por lo tanto, se debe garantizar una mayor confiabilidad para la iluminación de emergencia, iluminación de salida y la iluminación de seguridad.

3. Formulación del caso de estudio y evaluación de la confiabilidad de la instalación eléctrica seleccionada

Con el fin de aplicar la metodología de evaluación de la confiabilidad descrita anteriormente, se seleccionó como caso de estudio una instalación eléctrica industrial ubicada en el departamento del Quindío, Colombia. El diagrama unifilar de la instalación eléctrica de estudio se presenta a continuación.

Figura 2.

Diagrama unifilar de la instalación industrial en estudio



Nota: Elementos de alimentación del diagrama unifilar. En este no se detallan las cargas conectadas debido al espacio.

También, se presenta una tabla con los elementos que componen la instalación eléctrica industrial y que están relacionados con el nivel de confiabilidad de esta, incluye elementos de alimentación y las cargas asociadas.

Tabla 3.

Elementos de la instalación industrial en estudio.

Elemento	Cantidad	Característica	Tipo de equipo
Equipo	1	Transformador 500 kVA	Trf alimentador
	3	1/0 AWG	Conexión a red
	6	12 AWG	Medida indirecta
Conductores	3	2/0 AWG	Red MT Subterránea
	6	4 AWG	Conductor DPS
	4	500 MCM	Red BT Subterránea
Barrajes	1	1200 A 240 V	TGD
Medida	3	CT 10/5	Medida MT
	3	PT 33kv/120V	Medida MT
	6	DPS 24kv	Protección Trafo MT
Protecciones	3	Cortacircuitos 100 A 35 kV	Velas MT
	3	Fusible limitador 100 A	Protección del Trafo
	1	Interruptor 3F 1600 A	Interruptor principal
	3	Interruptor 500 A	Interruptor de carga
	3	Interruptor 350 A	Interruptor de carga
	6	Interruptor 315 A	Interruptor de carga
	12	Interruptor 150 A	Interruptor de carga
	6	Interruptor 125 A	Interruptor de carga
	3	Interruptor 80 A	Interruptor de carga

Elemento	Cantidad	Característica	Tipo de equipo
	3	Interruptor 70 A	Interruptor de carga
	3	Interruptor 63 A	Interruptor de carga
	9	Interruptor 32 A	Interruptor de carga
	15	Interruptor 30 A	Interruptor de carga
	12	Interruptor 20 A	Interruptor de carga
Compresores	2	30 kW	Carga
	1	37,3 kW	Carga
Boosters	1	15 kW	Carga
Secador	1	160 W	Carga
Sopladoras	2	75 kW	Carga
	2	18 kW	Carga
Motobomba	2	9 HP	Carga
Torre enfriamiento	1	2,2 kW	Carga
Molinos	3	1 HP	Carga
Chiller	2	10 kW	Carga
	1	3 kW	Carga
Torno sin fin	1	550 W	Carga
Estiro sopladora	1	1,2 kW	Carga
Inyector	1	11,6 kW	Carga

Nota: Elementos de la instalación industrial en estudio.

3.1 Suministro de energía

En el capítulo 5.2.6.2. de la resolución CREG 015 del 2018 (CREG, 2018) , se definen los criterios de calidad en el servicio de energía, los cuales deben ser acatados por parte de los

operadores de red, con el fin de garantizar la calidad del servicio de energía para los usuarios finales, residenciales, industriales y comerciales, acarreando sanciones a aquellas empresas de servicios públicos que no den cumplimiento a lo establecido en dicha resolución.

3.1.1 Uso de datos históricos

En el proceso de evaluación de la confiabilidad de la instalación eléctrica industrial en estudio, se obtuvo los reportes de las interrupciones en el suministro de energía presentados por parte del operador de red encargado de brindar el servicio de energía, los cuales son presentados a continuación. La información contiene la cantidad de interrupciones no programadas y su duración asociadas al circuito alimentador y sus 46 usuarios durante los últimos 6 meses.

Tabla 4.

Registro de interrupciones en el circuito alimentador.

FECHA	HORA INICIO	HORA FIN	DURACIÓN EN HORAS	DURACIÓN	DURACIÓN	USUARIOS AFECTADOS	TIPO DE FALLA
				EN MINUTOS	EN SEGUNDOS		
19/01/2021	16:16:26	16:18:28	0,0339	2,034	122,04	46	M
25/01/2021	6:38:35	6:39:07	0,0089	0,534	32,04	46	M
25/01/2021	11:09:26	11:36:14	0,4467	26,802	1608,12	1	S
9/02/2021	13:36:01	13:36:33	0,0089	0,534	32,04	46	M
13/03/2021	8:25:36	8:37:25	0,1969	11,814	708,84	7	S
24/03/2021	14:37:05	14:37:37	0,0089	0,534	32,04	46	M
28/03/2021	19:05:17	19:26:20	0,3508	21,048	1262,88	6	S

FECHA	HORA INICIO	HORA FIN	DURACIÓN EN HORAS	DURACIÓN	DURACIÓN	USUARIOS AFECTADOS	TIPO DE FALLA
				EN MINUTOS	EN SEGUNDOS		
9/04/2021	13:50:54	13:50:59	0,0014	0,084	5,04	46	M
15/04/2021	1:00:01	1:00:06	0,0014	0,084	5,04	46	M
18/04/2021	12:54:34	12:55:54	0,0222	1,332	79,92	46	M
18/04/2021	12:54:34	12:56:34	0,0333	1,998	119,88	46	M
22/04/2021	16:06:17	16:06:22	0,0014	0,084	5,04	46	M
9/05/2021	18:42:19	18:42:24	0,0014	0,084	5,04	46	M
2/06/2021	15:50:35	15:53:06	0,0419	2,514	150,84	46	S
23/06/2021	14:06:26	14:09:27	0,0502	3,012	180,72	46	S

Con base a los datos obtenidos y para obtener una idea del posible desempeño del circuito alimentador de la instalación industria, se adoptan los índices más utilizados por los operadores de red, los cuales proveen información acerca de la duración y frecuencia de las interrupciones. Estos índices fueron tomados y se definen en los capítulos 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 y 3.2.6. del estándar IEEE 1366 (Engineers, 2012) , y para este caso se determinaron como se muestra a continuación.

SAIFI

Índice de frecuencia promedio de interrupciones del sistema, de sus siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index.

Representa el promedio de cuantas interrupciones (sostenidas en este caso) experimenta el usuario para determinado periodo y se calcula mediante la fórmula 1.

$$SAIFI = \frac{\Sigma \text{Total de usuarios interrumpidos}}{\text{Total de usuarios atendidos}} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{1 + 7 + 6 + 46 + 46}{46}$$

$$SAIFI = \frac{106}{46}$$

$$SAIFI = 2,3043$$

Esto significa que un usuario conectado a este circuito alimentador puede llegar a experimentar 2,3043 interrupciones para este periodo de 6 meses, el cual representar casi 5 interrupciones a lo largo del año.

SAIDI

Índice de duración promedio de interrupciones del sistema, de sus siglas en inglés System Average Interruption Duration Index.

Representa el promedio de la duración de las interrupciones las cuales experimenta un usuario en un determinado periodo y se calcula mediante la fórmula 2.

$$SAIDI = \frac{\Sigma \text{Minutos de interrupción por usuario}}{\text{Total de usuarios atendidos}} \quad (2)$$

$$SAIDI = \frac{(1 \times 26,8) + (7 \times 11,8) + (6 \times 21) + (46 \times 2,5) + (46 \times 3)}{46}$$

$$SAIDI = \frac{488,4}{46}$$

$$SAIDI = 10,6174 \text{ [min]}$$

Esto significa que la duración promedio de la interrupción experimentada es de 10 minutos con 37 segundos aproximadamente.

CAIDI

Índice de duración promedio de interrupción por usuario, de sus siglas en inglés Customer Average Interruption Duration Index.

Representa el tiempo promedio que requiere para reestablecer el servicio de energía. Se calcula mediante la fórmula 3.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción por usuario}}{\text{Total de usuarios interrumpidos}} \quad (3)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$CAIDI = \frac{10,6174}{2,3043}$$

$$CAIDI = 4,6076 \text{ [min]}$$

Lo que significa que el tiempo promedio para que se reestablezca el servicio de energía es de aproximadamente 4 minutos con 36 segundos.

ASAI

Índice de disponibilidad promedio del servicio, de sus siglas en inglés Average Service Availability Index.

Representa la fracción de tiempo la cual el usuario ha recibido energía durante un periodo reportado definido. Se calcula mediante la fórmula 4.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de demanda del servicio}} \quad (4)$$

$$ASAI = \frac{24 \times 60 - 4,6076}{24 \times 60}$$

$$ASAI = \frac{1435,39}{1440}$$

$$ASAI = 0,9968$$

Esto significa que la disponibilidad del servicio de energía para los usuarios conectados al circuito alimentador durante el periodo de 6 meses fue de un 99,68%.

Resulta conveniente aclarar que, determinando solo los valores promedios de cada índice de confiabilidad, no nos conlleva a la información acerca de la duración de la interrupción para un usuario específico, debido a que es muy difícil para el operador de red proveer información basado en un solo usuario.

3.1.2 Problemas operativos

Con el fin de identificar los problemas operativos de la instalación, a continuación, se presenta una lista de chequeo con los aspectos a verificar. Seguidamente se presenta su reporte correspondiente, el cual describe las condiciones de contingencia con las que cuenta la instalación y lo verificado de cada uno de sus aspectos.

Tabla 5.

Lista de chequeo de los problemas operativos de la instalación.

ÍTEM	VERIFICADO	NO VERIFICADO
¿Cuáles son las capacidades de emergencia continua y a corto plazo de los servicios existentes?	X	
¿Cómo afectará la capacidad y confiabilidad de la instalación, el aumento de cargas proyectadas?	X	
Basados en los datos En alimentadores, aéreos o históricos, ¿Cuáles subterráneos	X	
son los tiempos de respuesta y	X	
restauración anticipados para	X	

ÍTEM	VERIFICADO	NO VERIFICADO
diferentes tipos de eventos o fallas en la instalación?		
¿Esta fuente está conectada al mismo barraje de la misma subestación, diferente barraje de la misma subestación, o a otra subestación?	X	
¿Hay disponible una fuente de suministro de energía más confiable y cuál es el costo de asociarla a la instalación?		
¿Cuál es la probabilidad de que las fuentes de alimentación fallen las dos al tiempo?	X	
¿Qué tanto mejora la confiabilidad esta fuente de respaldo?	X	
¿Se coordinará la protección del operador de red con la protección de la instalación? En caso de que no, ¿Cuál es el impacto de la mala coordinación y cómo se puede resolver?	X	

3.1.2.1 Capacidad de emergencia existente. En la instalación eléctrica se evidenció la falta de un sistema de respaldo, la cual garantice la continuidad de operación de esta en los momentos en el que se presente una interrupción en el suministro de energía.

Según la capacidad instalada y de acuerdo con la necesidad de la instalación, se sugiere instalar un grupo electrógeno con las siguientes especificaciones:

Tabla 6.

Grupo electrógeno CAT DE550S GC.

Clasificación mínima	550 eW
Clasificación máxima	550 eW
Estrategia de emisiones de combustible	Sin regulación
Tensión	220 a 480 voltios
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	1800 rpm
Ciclo de trabajo	De respaldo

Nota: Especificaciones técnicas del grupo electrógeno CAT DE550S GC, tomado de https://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/electric-power/diesel-generator-sets/104681.html

Este sistema de respaldo asumiría la totalidad de demanda energética de la instalación industrial.

Si por factores económicos, debido a la robustez del sistema de respaldo, se sugiere instalar un grupo electrógeno con las siguientes especificaciones:

Tabla 7.*Grupo electrógeno CAT DE350S GC.*

Clasificación mínima	350 eW
Clasificación máxima	350 eW
Estrategia de emisiones de combustible	Bajo consumo
Tensión	220 a 480 voltios
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	1800 rpm
Ciclo de trabajo	De respaldo

Nota: Especificaciones técnicas del grupo electrógeno CAT DE350S GC, tomado de https://www.cat.com/es_US/products/new/power-systems/electric-power/diesel-generator-sets/107855.html

Este sistema de respaldo asumiría aproximadamente el 70 % de la demanda energética de la instalación, lo que lleva a determinar las cargas específicas o deseadas que serían alimentadas por este.

En cualquiera de los dos casos, la totalidad o parcialidad de las cargas a alimentar por el sistema de respaldo, deberá estar acoplada por una transferencia automática, que será la encargada de hacer el cambio de fuente de alimentación al momento de la ausencia o restauración del suministro de energía.

3.1.2.2 Incremento de carga futura. Con base a los valores nominales de cada uno de los equipos de la instalación, se hizo un estudio de flujo de cargas y se encontró que, con todos los equipos a plena carga, la demanda de la instalación es de aproximadamente 528 kVA, lo que significa que, de acuerdo con el valor nominal de potencia del transformador, este trabaja al 105.6% de su capacidad.

En los sistemas de distribución de los operadores de red, es común encontrar transformadores operando hasta un 120% respecto a su capacidad nominal, si este fuera un criterio opcional para aplicar en la instalación industrial, el transformador tendría una capacidad de aumento de carga aproximada del 14% respecto a su capacidad nominal de potencia, lo que sería aproximadamente 70 kVA.

Si las protecciones están dimensionadas con valores muy cercanos a los valores de operación a plena carga, la instalación de nuevas cargas podría llegar a causar un desajuste en la selectividad de protecciones, lo que conllevaría también a la disminución del nivel de confiabilidad actual de la instalación.

3.1.2.3 Respuesta anticipada y tiempos de restauración. Debido a la ausencia de un sistema de respaldo, no se cuenta con información acerca de respuesta anticipada de la instalación ante eventos de falla que puedan presentarse. Acerca de los tiempos de restauración para los componentes del circuito alimentador, según los reportes presentados en el estándar IEEE 3006.8 (Engineers, 2018) sacados del (Engineers, 2016), en alimentadores aéreos o subterráneos, barraje principal de la subestación, transformador de la subestación de la instalación y línea de transmisión del circuito de alimentación, se encontró:

Tabla 8.*Tiempos de restauración de los equipos de suministro.*

Ítem	Tasa de falla	MTTR	MDT
Barraje de la S.E.	0.0037	37.33	14.43
Transformador 500 kVA	0.0089	8.69	2.08
Conductor aéreo	0.0041	2.54	2.08
Conductor subterráneo	0.0258	7.6	7.6
Línea de transmisión	0.0041	2.54	2.08

Nota: Adaptado del estándar IEEE 3006.8-2018 Recommended Practice for Analyzing Reliability Data for Equipment Used in Industrial and Commercial Power Systems.

MDT de sus siglas en inglés Medium DownTime que a su vez se relaciona con el MTTRS Mean Time To Restore System, son dos indicadores los cuales cuantifican la duración promedio (en horas) de las interrupciones programadas o no programadas (Engineers, 2014). El parámetro MTTR junto con otros parámetros para los equipos internos de la instalación, se consideran en capítulos posteriores de este trabajo de grado.

Entonces, para la probabilidad del 0.89 % que falle el transformador de 500 kVA de la instalación, el tiempo de restauración del servicio sería de aproximadamente 2 horas y 5 minutos. Para la probabilidad del 0.37% que falle el barraje de la subestación, el tiempo de restauración del servicio sería aproximadamente de 14 horas y 26 segundos. Para la probabilidad de falla del 0.41% de los conductores aéreos y línea de transmisión de 33 kV, el tiempo de restauración sería aproximadamente de 2 horas y 5 minutos. Finalmente, para la probabilidad de falla del 2.58% del conductor subterráneo, el tiempo de restauración del servicio sería de aproximadamente 7 horas y 36 segundos.

3.1.2.4 Circuitos alimentadores cercanos. Se evidenció que el circuito del mismo nivel de tensión más cercano a la instalación eléctrica se encuentra en una misma estructura a 1,600 metros aproximadamente, esta distancia no es en línea recta, es la extensión aproximada de la línea. Este circuito al cual llamaremos Yolima es el encargado de conectar otras dos subestaciones las cuales llamaremos La Unión (de la cual está alimentada esta instalación industrial) y Rocío. Si se deseara conectar al circuito Yolima, se deberá tender el conductor de aproximadamente 1,600 metros en los mismos apoyos o en sus apoyos respectivos, además de instalar su seccionador respectivo. Esto con el fin de tener otra fuente de alimentación (la tercera) la cual sería la subestación Rocío.

El otro circuito del mismo nivel de tensión que se logró identificar es el circuito que llamaremos Torcas, este circuito es el encargado de conectar las subestaciones las cuales llamaremos Palomar y La Ye (la otra subestación de la cual está alimentada esta instalación industrial). Este circuito está aproximadamente a 10,700 metros que no son en línea recta, lo que sería aproximadamente 6.6875 veces más que la distancia existente al circuito Yolima, lo que inminentemente representaría unos costos muy por encima de la conexión al circuito.

La instalación eléctrica está conectada por medio de dos sets de seccionadores a las subestaciones La Unión y La Ye (un set para cada uno) por medio del circuito La Esperanza, lo que significa que cuando existan interrupciones en una subestación, se conecta automáticamente a la otra. Teniendo en cuenta que la tasa de falla presentada en la tabla 8 asociada a barrajes de subestaciones de 33kV es de 0.0037, es decir un 0.37% aproximadamente. La probabilidad de que fallen las dos fuentes de alimentación al tiempo es:

$$PfB = 0.0037 * 0.0037$$

$$PfB = 1,369^{-5}$$

$$PfB \approx 0.000014$$

Siendo “PfB” la Probabilidad de falla de los Barrajes al mismo tiempo, la cual es de aproximadamente 0.0014 %.

Teniendo en cuenta esto, hacer la extensión de red para conectar la instalación industrial a otra fuente de alimentación (la tercera) sería un gasto injustificado, debido a que la probabilidad de que exista una falla en los barrajes de las subestaciones de alimentación al mismo tiempo es significativamente pequeño.

3.1.2.5 Coordinación de protecciones entre la instalación y el OR. En el estudio de coordinación de protecciones, de acuerdo con los elementos contenidos en el diagrama unifilar, se observa un set de cortacircuitos el cual a nivel interno de la instalación está correctamente dimensionado, pero las protecciones en el sistema de distribución del operador de red no se detallan en el diagrama unifilar, lo cual no permite realizar el estudio de coordinación de protecciones a nivel de media tensión entre la instalación y el O.R. A nivel interno, los estudios de coordinación de protecciones son presentados con más a detalle en el capítulo 3.3. del presente trabajo de investigación.

3.1.3 Fuentes múltiples

En este caso, y de acuerdo con lo presentado en el diagrama unifilar, la instalación eléctrica industrial no cuenta con un sistema de respaldo de emergencia por ende tampoco cuenta con una transferencia automática. En las instalaciones que cuenten con transferencia automática, también se debe tener en cuenta la tasa de falla y tiempo de restauración asociados, las cuales se presentan a continuación.

Tabla 9.

Tasa de fallas y tiempo de restauración de transferencias automáticas.

Ítem	Tasa de falla	MTTR	MDT
Transferencia automática > 600 A	0.0262	2.66	8.32
Transferencia automática 0 – 600 A	0.0399	9.90	2.42

Nota: Tomado de IEEE 3006.8 Recommended Practice for Analyzing Reliability Data for Equipment Used in Industrial and Commercial Power Systems.

Entonces, para la probabilidad del 3.99 % que falle la transferencia automática de capacidad de corriente entre 0 y 600 A de la instalación, el tiempo de restauración del servicio sería de aproximadamente 2 horas y 25 minutos, y para la transferencia de capacidad de corriente mayor a 600 A, para la probabilidad de falla del 2.62 % el tiempo de restauración sería de aproximadamente 8 horas y 31 minutos.

3.1.4 Calidad de la energía

Las fallas o interrupciones en el servicio de energía (incluso el funcionamiento en estado normal del sistema), traen consigo una variación en los valores de tensión de alimentación, los cuales deben permanecer en un rango admisible determinado. La variación en los valores de tensión de alimentación es completamente normal en los sistemas de energía, por lo tanto, a menos que estas caídas o picos de tensión sean recurrentes y muy significativas o sean una amenaza para los equipos u operarios, debe informarse cuanto antes al operador de red con el fin de identificar la causa de origen y hacer los respectivos ajustes.

A continuación, se presentan los valores de tensión admisibles propuestos en el capítulo 3.1.3. del estándar IEEE 141 (Engineers, 1993) .

Tabla 10.

Niveles variables de tensión admisibles.

Nivel de tensión	Tensión máxima	Tensión nominal	Tensión mínima
Baja tensión	127	110	106
	254	220	212
	508	440	424

Nota: Adaptado de IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

Para este caso, el rango de los niveles de tensión de línea admisibles para una tensión de línea de 220 V es, 254 V máximo y 212 V mínimo. Lo que significa un 15% por encima al valor nominal y un 4% por debajo del valor nominal.

Se recomienda que la instalación eléctrica cuente con un sistema de monitoreo de estos valores variables de tensión de alimentación, o bien que se revise periódicamente los niveles de tensión, con el fin de garantizar que dichos valores se encuentren en los rangos de tensión

aceptables para garantizar el óptimo y continuo funcionamiento de los equipos de la instalación industrial.

3.2 Configuración del sistema

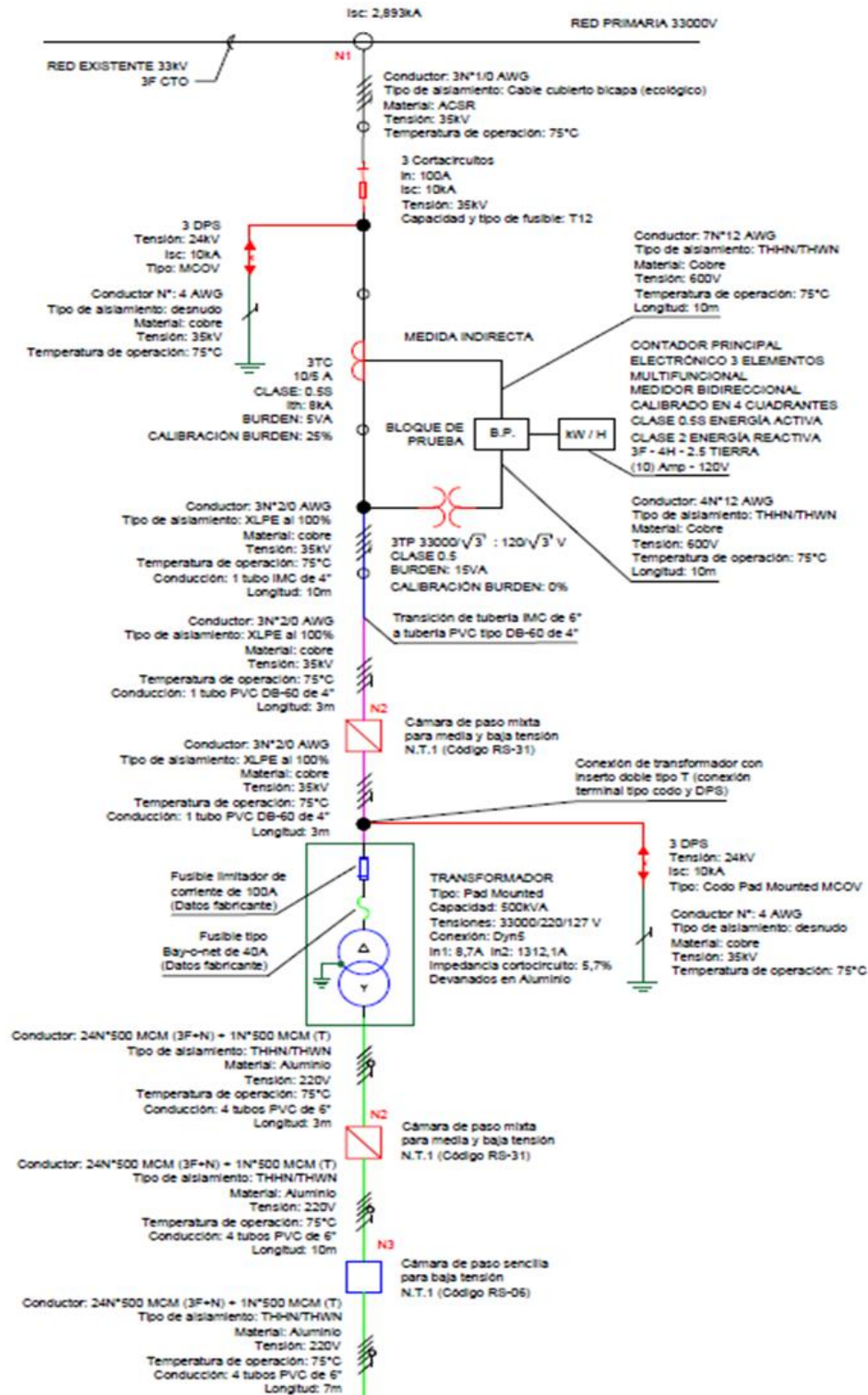
La configuración del sistema hace referencia a la forma de distribución en la que está definida la instalación, esto permite identificar los circuitos de la instalación y las cargas asociadas a cada uno de ellos. En este capítulo se describe lo observado en el diagrama unifilar y el análisis de este, a su vez que las tasas de falla para cada uno de sus componentes.

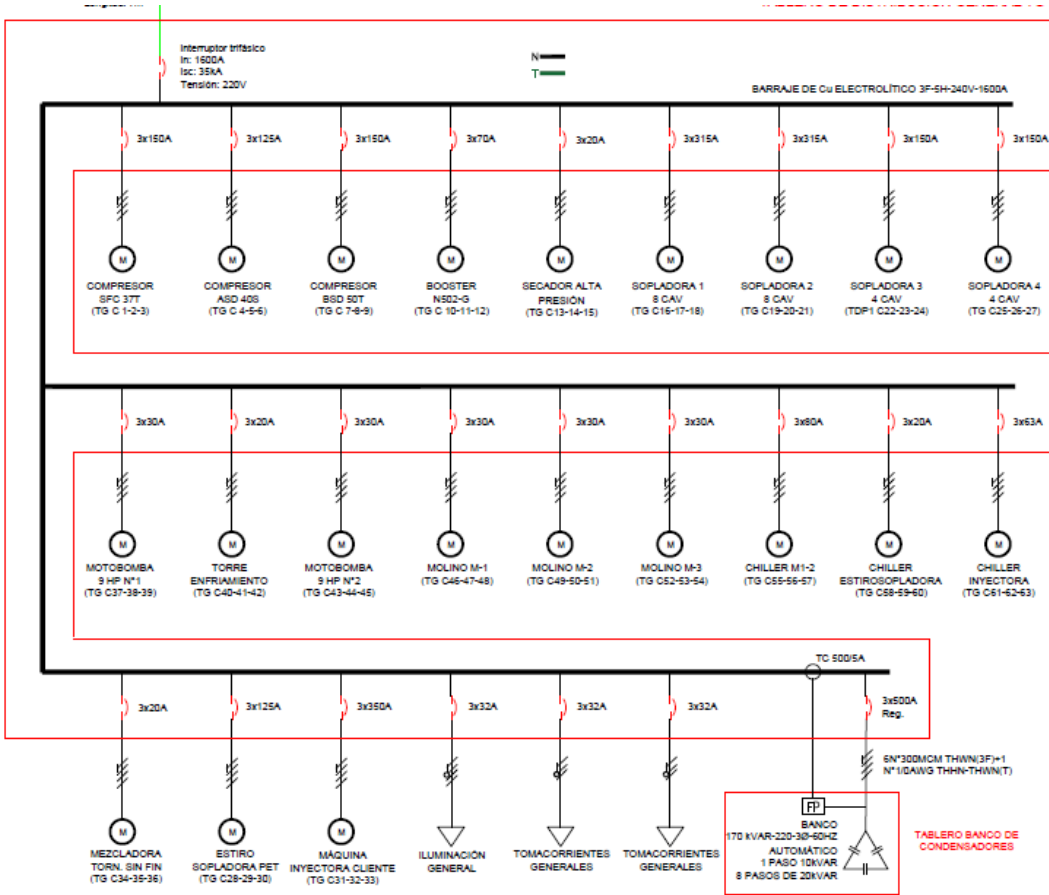
3.2.1 Diagrama unifilar

Es poco práctico mostrar todos los circuitos que tiene una instalación en un solo esquema, por ello en el diagrama unifilar se debe incluir los componentes, circuitos y cargas principales. En la Figura 3 se muestra el diagrama unifilar de la instalación de acuerdo con las convenciones y simbologías eléctricas definidas en el estándar IEEE 315 (Engineers, 1975).

Figura 3.

Diagrama unifilar ajustado de la instalación eléctrica.





Nota: Diagrama unifilar de la subestación ajustado a los símbolos establecidos en el estándar IEEE 315 Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams.

Se recomienda que el diagrama unifilar contenga gran parte de la información que se lista en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla 11.

Datos nominales contenidos en el diagrama unifilar.

ELEMENTO	INCLUIDO	NO	NO
		INCLUIDO	TIENE
Conexiones con el operador de Tensión nominal	X		

ELEMENTO		INCLUIDO	NO INCLUIDO	NO TIENE
red	Capacidad y clasificación		X	
	Nombre o número del circuito	X		
	Subestación de origen	X		
Generadores	Clasificación			X
	Tipo de fuerza motriz			X
	Puesta a tierra			X
Motores grandes	Clasificación			X
	Carga alimentada	X		
	Método de arranque		X	
Aparellaje	Clasificación de barrajes		X	
	Configuración		X	
	Tipos y clasificación de elementos de protección	X		
Transformadores de potencia	Clasificación	X		
	Conexión de bobinado	X		
	Puesta a tierra		X	
Relés de protección	Designación del dispositivo según ANSI		X	
	Lógica de disparo y bloqueo		X	
	Conexión del transformador de instrumentos	X		
Descripción de enclavamientos mecánicos o eléctricos				X
Descripción de esquemas de control como transferencias automáticas, operación remota, etc.				X
Transformadores de potencial PT	Relación de transformación	X		

ELEMENTO		INCLUIDO	NO INCLUIDO	NO TIENE
	Conexión	X		
	Clase de precisión	X		
	Relación de transformación	X		
	Conexión	X		
Transformadores de corriente CT	Clase de precisión	X		
	Capacidades			X
Transformadores de potencia de control	Función			X
	Tipo de instalación (Aéreo, subterráneo, por ductos, etc.)	X		
Circuitos	Material del conductor	X		
	Tipo de aislamiento		X	
	Capacidad nominal	X		
	Longitud	X		
	Tipos y ubicaciones de empalmes		X	

Según lo descrito en el diagrama unifilar, la instalación se encuentra conectada a la red eléctrica mediante el circuito trifásico “La Esperanza” proveniente de las subestaciones “La Unión” y “La Ye” a un nivel de tensión de 33 kV. Tiene conectadas 24 cargas entre las que se encuentran compresores, secadores, molinos, torres de enfriamiento, mezcladoras, iluminación y tomacorrientes, todas alimentadas desde un barrajes con una tensión de 240 V y 1600 A.

En la instalación trifásica se incluyen 3 cortacircuitos de 35 kV y 100 A y 3 DPS de 24 kV y 10 kA, estos protegen la instalación eléctrica de sobrecargas y sobretensiones directas de la red eléctrica y de forma viceversa. También, se incluye un interruptor de 220 V y 1600 A que

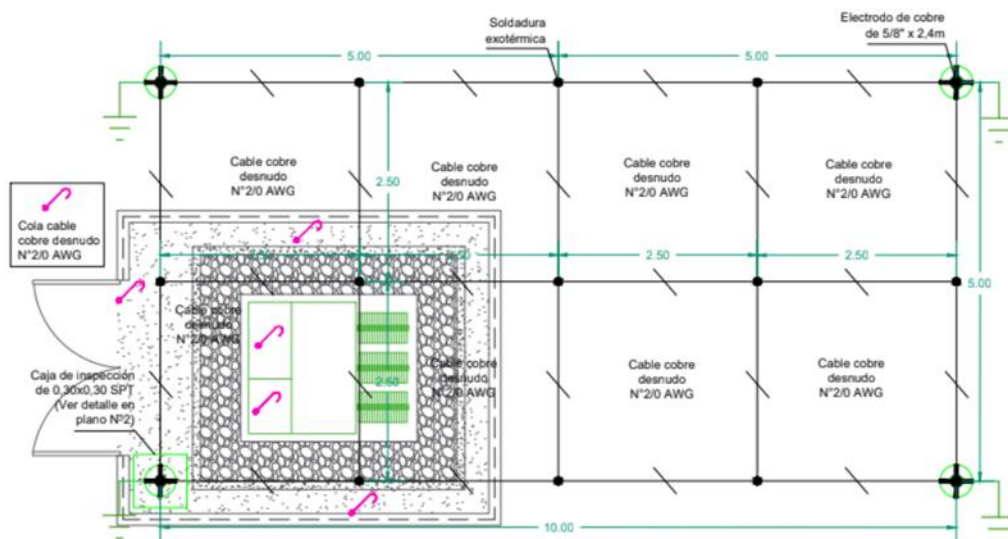
permite abrir la instalación de tal forma que todas las cargas queden aisladas del sistema, además de un interruptor por fase para cada una de las cargas. Es importante indicar que los cortacircuitos al inicio de la instalación tienen una corriente de corto circuito de 10 kA y el interruptor de las cargas de 35 kA que se aplica para la barra a la que se encuentran conectadas las cargas.

El transformador de la instalación de 500 kVA, DY5 y de 8.7 A en el lado de 33 kV es tipo pad mounted, lo que permite dejar a un lado el uso de vallas para encerrar en zona segura este equipo, debido a que está compuesto por un gabinete que genera protección externa al transformador, además de su propio sistema de refrigeración.

Para la protección de la instalación se cuenta con una malla de puesta a tierra de soldadura exotérmica para cables de cobre desnudo N° 2/0 AWG y cuatro electrodos de cobre 5/8"x2.4 m, como se muestra en la Figura 4.

Figura 4.

Especificaciones del sistema de puesta a tierra de la instalación.



Identificados cada uno de los elementos de la instalación y con base en los datos históricos de falla reportados en el estándar IEEE 3006.8 (Engineers, 2018) para cada uno de estos, se presenta la información en la Tabla 12, los cuales serán analizados más a detalle en el capítulo 3.2.2. inmediatamente siguiente.

Tabla 12.

Tiempos de restauración de los equipos de la instalación.

Elemento	Tasa de falla	MTBF	MTTR	MTTM	MDT
Transformador < 5000 kVA	0,0089	985418	8,69	0,98	2,08
Conductores > 15 kV aéreos	0,0041	2130325	2,54	0,35	2,08
Conductores < 600 V subterráneos	0,002	4366919	11,22	87,71	28,22
Barraje principal < 600 V	0,0092	949729	7,91	4,28	4,35
Medidor	0,0005	18855470	1,29	3,29	3,1
DPS 24 kV	0,0064	1360290	9,5	12,28	11,66
Cortacircuitos > 600 V	0,0101	864889	11,65	73,27	60,16
Interruptor < 600 V < 600 A	0,0001	75706529	23,25	3,09	9,64
Interruptor < 600 V > 600 A	0,0001	75667016	18,67	8,61	8,73
Fusible > 15 kV	0,1015	86270	4		4
Compresores > 3,5 kW	0,0047	1843138	3,5	0,91	0,93
Sopladoras	0,0479	182957	10,75	0,17	0,32
Motobomba	0,1216	72045	11,95	2,21	7,95
Torre de enfriamiento	0,1442	60751	6,25	3,83	4,78
Chiller < 175 kW	0,1225	71523	7,33	8,47	9,47

Nota: Tomado de IEEE 3006.8 Recommended Practice for Analyzing Reliability Data for Equipment Used in Industrial and Commercial Power Systems.

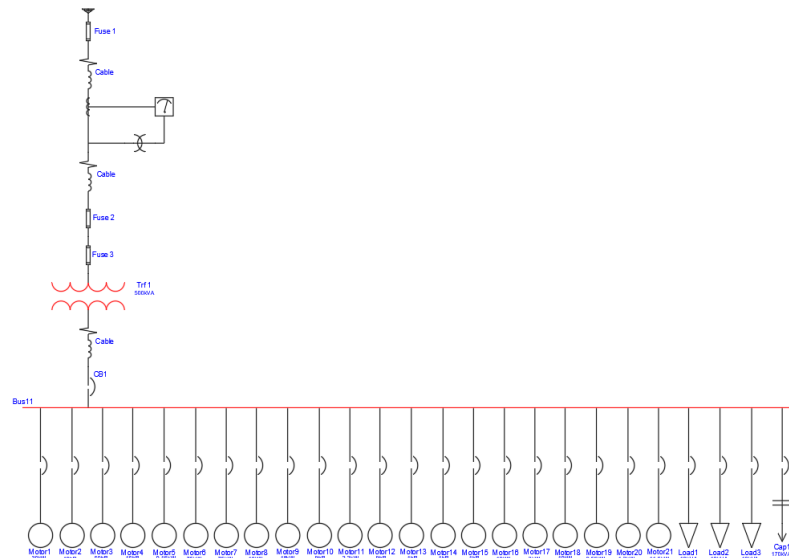
3.2.2 Análisis del sistema

Para realizar el análisis detallado de confiabilidad, se utilizó una licencia educativa temporal de un software de simulación con el fin recrear el respectivo flujo de potencia de la instalación, para evaluar la capacidad de carga de alimentadores y componentes de la instalación al mismo tiempo que verificar los valores de corrientes de cortocircuito presentados en el diagrama unifilar. Este software es una solución para el diseño, simulación, operación, control y automatización de la generación, transmisión, distribución y sistemas industriales de potencia.

En la Figura 5 que se presenta a continuación, se muestra el montaje de la instalación eléctrica con todos sus elementos de alimentación, protección, medida y las cargas asociadas.

Figura 5.

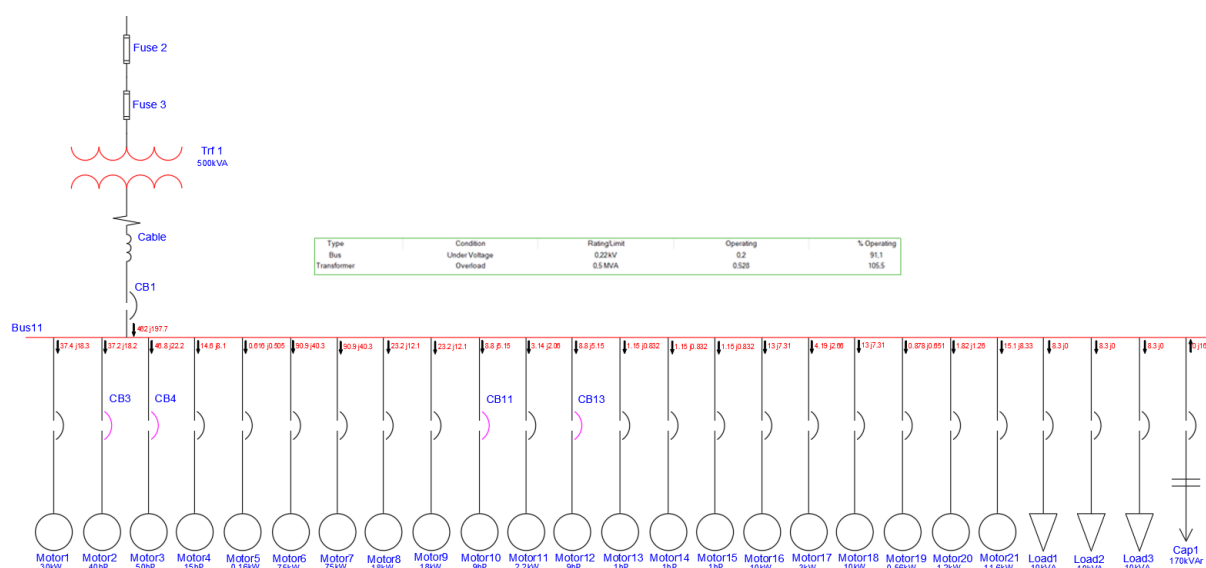
Diagrama unifilar recreado en el software de simulación.



Ya con el montaje de la instalación en el software de simulación, la primera parte del análisis consiste en evaluar las capacidades y carga de los componentes de la instalación, el software facilita un simulador del flujo de las potencias y de las corrientes que transitan por la instalación eléctrica industrial.

Figura 6.

Flujo de carga de la instalación industrial en estudio.



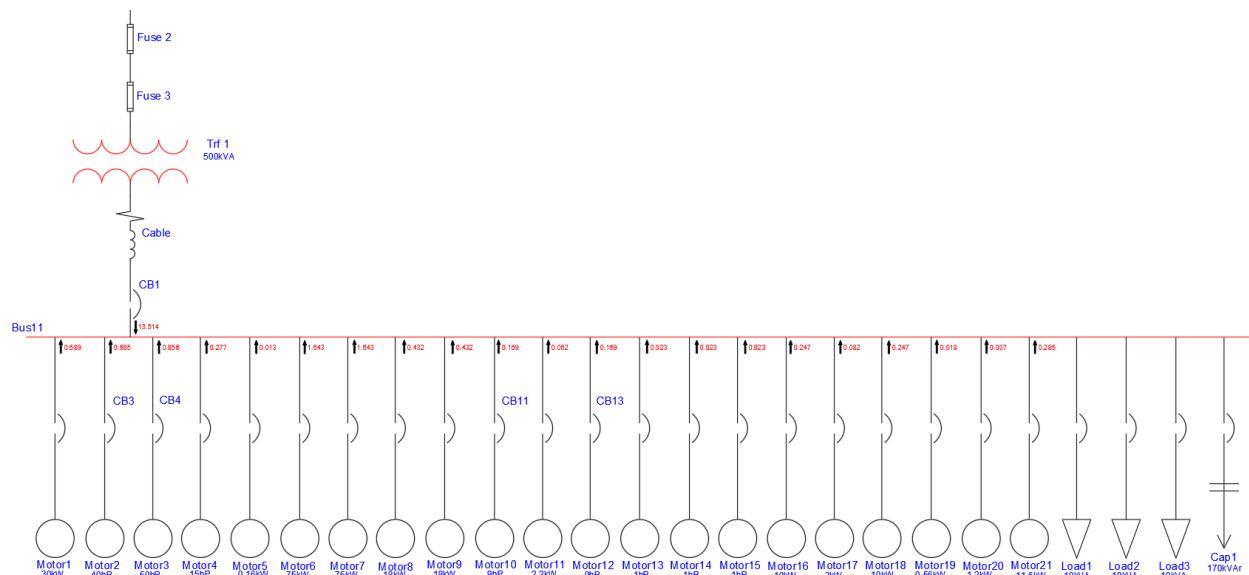
En la Figura 6 se evidenciaron dos situaciones claras y muy importantes, la primera, acerca de los flujos de potencia de la instalación, aquí se observa que la potencia aparente que fluye hacia el barraje es mayor que la potencia nominal del transformador, las cuales son 528 kVA y 500 kVA respectivamente, lo que traduce que su operatividad está en un 105.5% respecto a la potencia nominal del transformador. La segunda, en las corrientes circundantes en cada una de las cargas, se observa que las protecciones asociadas a las cargas 2, 3, 10 y 12 tienen un color diferente a las demás protecciones, lo que significa que los interruptores de 125, 150, 30 y 30 A,

fueron dimensionados muy al límite de operación de su carga asociada, lo que hace más sensible al disparo a estas protecciones respecto a las demás.

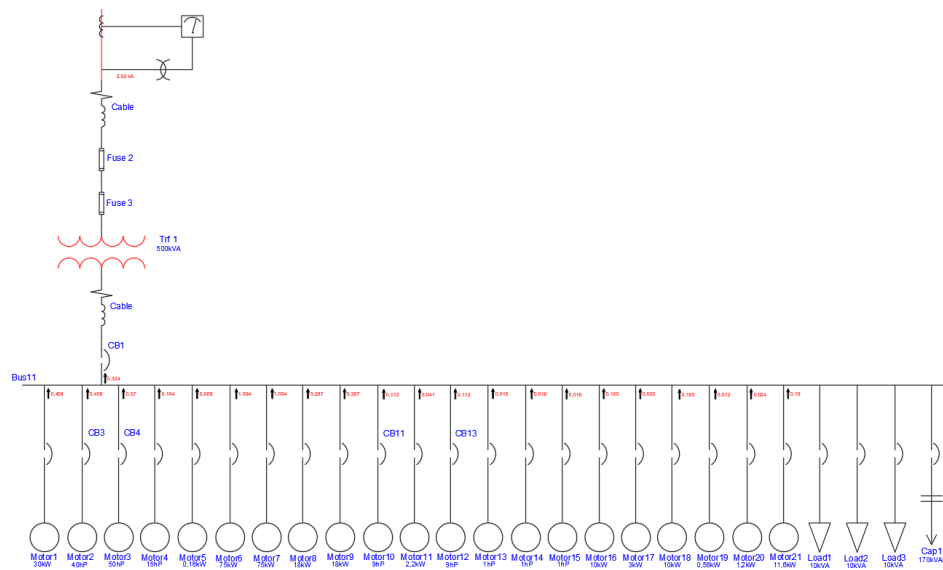
Seguidamente, se evaluaron las corrientes de cortocircuito de la instalación eléctrica en dos escenarios de falla diferentes, la primera falla generada en el barraje principal y la segunda después del equipo de medida del transformador. Estos dos escenarios son presentados a continuación.

Figura 7.

Simulación de falla en el barraje principal BT.



En la Figura 7 se recrea el primer escenario de falla: del barraje principal, aquí se observa que las corrientes que transitan por los cortacircuitos no exceden su valor nominal, también se observa que las corrientes circulantes por los interruptores no superan los valores de cortocircuito que resisten cada uno de estos dispositivos.

Figura 8.*Simulación de falla en el alimentador MT.*

En la Figura 8 se recrea el segundo escenario de falla: en el alimentador de media tensión, en este caso se observa que el valor de corriente de cortocircuito existente es de 2.922 kA, valor que está muy por debajo al resistido por cada uno de los dispositivos de protección.

Como lo indica el estándar, se realizó una búsqueda de puntos en la instalación eléctrica que puedan generar algún tipo de falla múltiple en esta, de acuerdo con lo simulado anteriormente se identificó entonces que no existen puntos críticos de falla, salvo las protecciones de las cargas 2, 3, 10 y 12 que fueron dimensionadas con valores muy cercanos a los valores de operación continua de estas. Pero a nivel general de la instalación, se dice que el nivel de la selectividad y coordinación de protecciones es óptimo.

Después de realizar este estudio de flujo de potencia, basados en los históricos reportados en el estándar IEEE 3006.8 (Engineers, 2018) contenidos en la Tabla 12 del capítulo 3.2.1. de este trabajo de grado y con ayuda del estándar IEEE 3006.5 (Engineers, 2014) , se realizó el

análisis de la probabilidad de falla para cada uno de los elementos con los métodos de probabilidad allí propuestos. A continuación, se presenta una tabla con valores de tasas de falla, tiempos entre falla, y tiempos de reparación asociados a cada uno de los elementos de la instalación eléctrica.

Tabla 13.

Valores que determinan confiabilidad y disponibilidad de los componentes de la instalación.

Elemento	Tasa de falla	MTBF	MTTR	λ	Ai
Transformador < 5000 kVA	0,0089	985418	8,69	1,0148E-06	0,9999912
Conductores > 15 kV aéreos	0,0041	2130325	2,54	4,6941E-07	0,9999988
Conductores < 600 V subterráneos	0,002	4366919	11,22	2,2899E-07	0,9999974
Barraje principal < 600 V	0,0092	949729	7,91	1,0529E-06	0,9999917
Medidor	0,0005	18855470	1,29	5,3035E-08	0,9999999
DPS 24 kV	0,0064	1360290	9,5	7,3514E-07	0,9999930
Cortacircuito > 600 V	0,0101	864889	11,65	1,1562E-06	0,9999865
Interruptor < 600 V < 600 A	0,0001	75706529	23,25	1,3209E-08	0,9999997
Interruptor < 600 V > 600 A	0,0001	75667016	18,67	1,3216E-08	0,9999998
Fusible > 15 kV	0,1015	86270	4	1,1592E-05	0,9999536
Compresores > 3,5 kW	0,0047	1843138	3,5	5,4255E-07	0,9999981
Sopladoras	0,0479	182957	10,75	5,4658E-06	0,9999412
Motobomba	0,1216	72045	11,95	1,388E-05	0,9998342
Torre de enfriamiento	0,1442	60751	6,25	1,6461E-05	0,9998971
Chiller < 175 kW	0,1225	71523	7,33	1,3982E-05	0,9998975

La función densidad de probabilidad (PDF) de sus siglas en inglés Probability Density Function, se puede utilizar para representar la frecuencia relativa de los tiempos de falla en función del tiempo (Meeker, 1998).

Si se conoce el tiempo en el cual el sistema o instalación opera, y la función de distribución de las fallas asociadas a los elementos que la componen $f(t)$, la confiabilidad de la instalación $R(t)$ se puede de la siguiente manera.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt$$

Siendo:

$R(t)$ = Confiabilidad del sistema desde “t” hasta infinito.

$f(t)$ = Es la función de densidad de probabilidad PDF.

Para hallar la confiabilidad de la instalación en conjunto entonces se debe conocer esta función PDF, la cual no está propiamente definida para este caso.

Entonces, con base en el capítulo 7 del estándar IEEE 3006.5 (Engineers, 2014) se utiliza la función de riesgo $H(t)$, la cual se muestra a continuación, la cual determina la tasa de falla instantánea para un elemento o equipo de la instalación en específico en determinado tiempo.

$$H(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda$$

Siendo:

$H(t)$ = La función de riesgo.

La función $f(t)$ para este caso se define como:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Siendo:

λ = El inverso del MTBF (Mean Time Between Failures [H]).

t = Periodo en el que el sistema debe funcionar [H].

Despejando $R(t)$ de la ecuación de riesgo se obtiene:

$$R(t) = \frac{f(t)}{H(t)}$$

$$R(t) = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{\lambda}$$

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Con esta función se determina la probabilidad de falla de un equipo de la instalación en específico. Por ejemplo, la probabilidad de que falle el transformador en un periodo de 15 años el cual tiene un $\lambda = 1,0148e - 06 \text{ horas}^{-1}$, sería:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

$$R(15 \times 365 \times 24) = e^{-1,0148E-06 \times 131400}$$

$$R(t) = 0,8751$$

De esta manera se puede determinar la probabilidad de falla para cada uno de los elementos de la instalación en determinado tiempo.

En el estándar también se determina un parámetro el cual representa la disponibilidad inherente de los elementos de la instalación, este se define como:

$$Ai = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Siendo:

MTBF = Tiempo entre fallas [H].

MTTR = Tiempo de reparación [H].

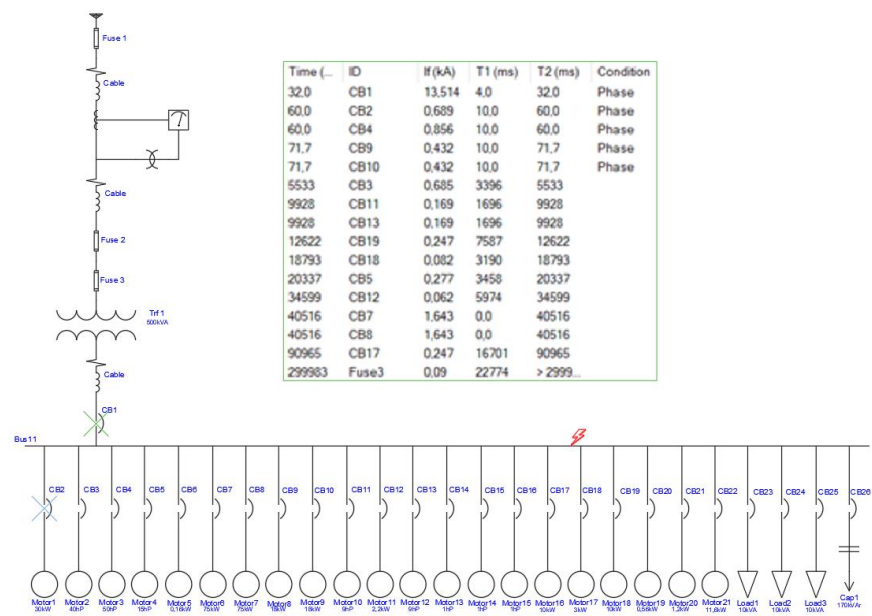
En la última columna de la Tabla 13, se muestran estos valores de disponibilidad para cada uno de los elementos de la instalación eléctrica en estudio.

3.3 Protección y control del sistema

Con el fin de realizar el análisis de coordinación de protecciones se utilizó el mismo software de simulación. Este permitió simular el comportamiento de los dispositivos de protección ante una falla en determinadas partes de la instalación eléctrica industrial.

Para identificar la coordinación selectiva de protecciones, primeramente, se simuló una falla específicamente aguas abajo del interruptor principal que protege las cargas, esta se muestra a continuación.

Figura 9.
Simulación de falla en el barraje del TGD.



El software mostró una secuencia gráfica de actuación de las 3 primeras protecciones del sistema, complementario a esto, el software muestra el listado de todas aquellas protecciones que también actuaron ante la falla generada junto con sus tiempos de disparo asociados. En este escenario, se observó que la primera protección en actuar es el interruptor del barraje principal “CB1”, seguido de las protecciones de las cargas conectadas al barraje principal, se observó entonces que el orden de actuación de las protecciones funciona de tal forma que no se generen desconexiones en equipos en los que no es necesario, lo que indica un nivel óptimo en la coordinación de las protecciones.

Seguidamente se simularon dos fallas específicamente en dos cargas de la instalación, una en un motor de 75 kW con su protección asociada “CB8” y otra en un motor de 10 kW con su protección asociada “CB17” las cuales se muestran a continuación.

Figura 10.

Simulación de falla en la carga 7.

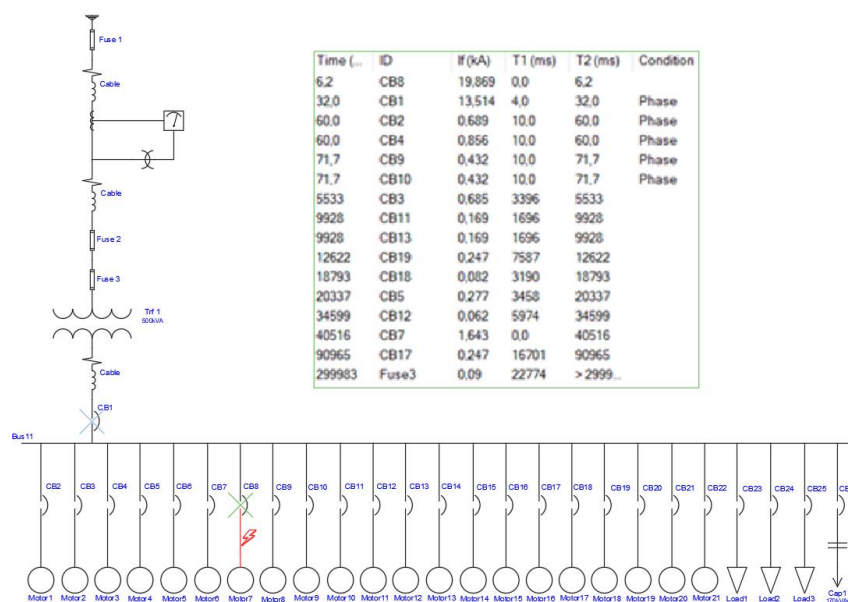
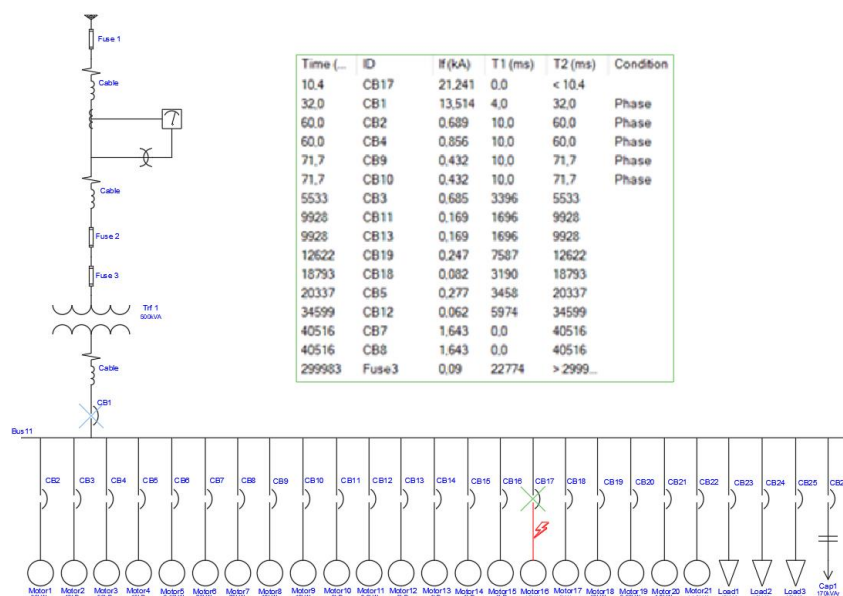


Figura 11.*Simulación de falla en la carga 16.*

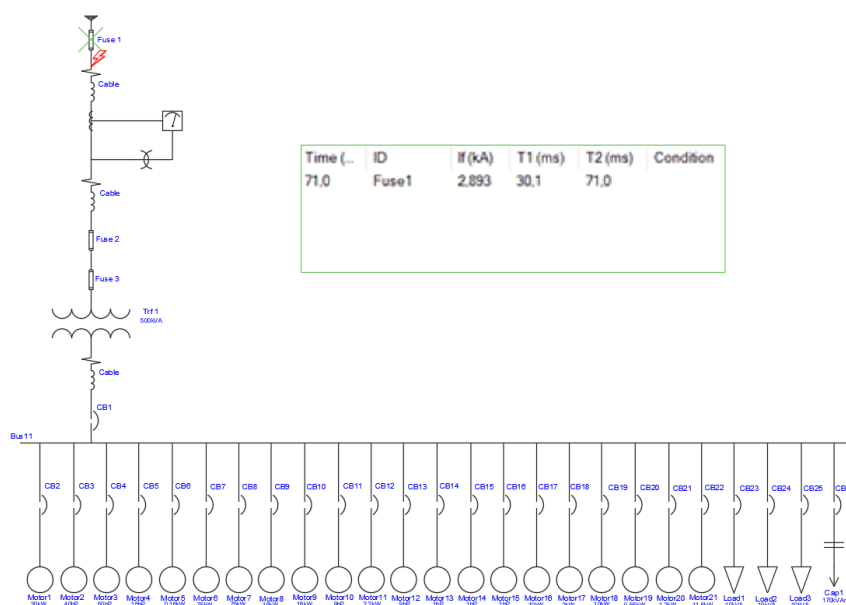
En este primer escenario de falla, se observó que la primera protección en actuar es el interruptor “CB8”, este es el dispositivo de protección utilizado para actuar ante cualquier falla que ocurra en el motor 7 o en el resto del sistema. Seguido de esto, actúa la protección “CB1” la cual representa el interruptor principal del TGD, seguido de las protecciones asociadas a cada una de las cargas. Con el fin de reafirmar el diseño óptimo de la coordinación de protecciones se simuló otra falla en otra carga de la instalación, en este segundo escenario, se observó que la primera protección en actuar es el interruptor “CB17”, la cual hace referencia al dispositivo de protección utilizado para actuar ante cualquier falla que ocurra en el motor 16 o en el resto del sistema. Seguido de esto, actúa la protección “CB1” la cual representa el interruptor principal del TGD, seguido de las protecciones asociadas a cada una de las cargas, el mismo orden de actuación observado en el primer escenario. Se observó entonces que el orden de actuación de las

protecciones funciona de tal forma que no se genera desconexiones en equipos en los que no es necesario.

Finalmente, se simuló una falla al inicio de la instalación en la red de MT, con el fin de observar cómo actúan la protección de la instalación y de la red eléctrica ante una falla que allí ocurra.

Figura 12.

Simulación de falla en la red de MT.



El resultado de simular esta falla es la actuación del fusible 1, el cual protege la red eléctrica de la instalación eléctrica o viceversa, lo que genera que no exista la necesidad de actuación de los demás interruptores, debido a que la sobre corriente se genera aguas arriba de las protecciones de BT de la instalación.

Las simulaciones anteriores permiten confirmar que cada uno de los interruptores y fusibles de la instalación eléctrica se encuentran correctamente configurados y soportan los

niveles de carga de cada una de las cargas de la instalación que protegen. Además, es posible decir que la coordinación de las protecciones es selectiva, permitiendo así que no se afecten todos los circuitos por una falla generada en un punto específico.

El estándar IEEE 242 (Engineers, 2001) indica que la selectividad se genera en la configuración de las características de retardo de tiempo largo, retardo de tiempo corto y/o instantáneo. Este retardo de tiempo corto se aplica para cada uno de los interruptores de la instalación y el interruptor cercano a la falla actúa de forma instantánea, permitiendo así que cualquier otro interruptor que pueda activarse con la falla lo realice pasado el tiempo de retardo (Engineers, 2001).

Teniendo en cuenta que los fusibles 1,2 y 3 se encuentran en serie, y de acuerdo con el estándar IEEE 242 (Engineers, 2001) el cual indica que la forma más fácil de demostrar la coordinación de protecciones es que las curvas TCC no se superpongan. Esto se observó en los fusibles 1 y 3 o 2 y 3, pero no en los fusibles 1 y 2 donde existe una superposición, esto debido a que el fusible 2 funciona como limitador de corriente y se encuentra dentro del gabinete del transformador tipo Pad Mounted de la instalación. Esto puede tomarse de alguna forma como una coordinación no selectiva, sin embargo, la actuación de alguno de los dos fusibles no desconecta ningún circuito crítico u otro circuito que no deba ser desconectado ante una falla.

3.4 Evaluación física

Como parte del proceso de la evaluación física de la instalación eléctrica industrial, se realizó una inspección visual de la instalación y algunos de sus componentes, encontrando lo siguiente.

Tabla 14.*Lista de verificación para el proceso de evaluación física.*

Ítem	Si	No	No Verificado
¿La instalación es segura contra acceso por parte de personal no calificado ni autorizado?	X		
¿Los lugares de la instalación limitan el acceso de animales pequeños como ardillas, serpientes, etc.?			X
¿Se cuenta con elementos que protejan los equipos de los vehículos en zonas donde existe tráfico vehicular?	X		
¿Las áreas alrededor de los equipos eléctricos se encuentran libres de elementos que puedan interferir en las labores de operación y mantenimiento?		X	
¿Las áreas de trabajo cumplen con los códigos de trabajo seguro?	X		
¿Están protegidos los ductos y tuberías contra fugas de líquidos?	X		
¿Los elementos de equipos críticos cumplen con las distancias de seguridad para evitar que una falla se propague de un elemento al otro?	X		
¿Existen barreras internas entre los barrajes para evitar que una falla de arco afecte diferentes circuitos?			X
¿Están funcionando de manera óptima los equipos de ventilación, calefacción y refrigeración dispuestos para las salas de equipos eléctricos?			X
¿Se monitorean frecuentemente las temperaturas para detectar fallas en el control ambiental de manera oportuna?		X	
¿Están los bancos de ductos y vías de alimentación del gabinete de distribución interno debidamente sellados contra movimientos de aires del medio ambiente exterior?	X		

Ítem	Si	No	No Verificado
¿Está el equipo por encima de los niveles de inundación? ¿Se tienen elementos de limpieza o drenaje para mantener el agua del piso fuera del alcance del equipo?	X		
¿Hay luces piloto quemadas o inoperativas en interruptores automáticos o paneles de control?		X	
¿Hay relés disparados que no se hayan reiniciado?	X		
¿Se cuenta con detectores de falla a tierra en los sistemas de puesta a tierra?		X	
Si se cuenta con los detectores, ¿Muestra las fallas no resueltas? ¿Están monitoreadas de forma remota?			X
¿Se cuenta con sistemas de medición? ¿Se supervisa de forma remota?	X		
¿Se cuenta con dispositivos de monitoreo para circuitos de control, protecciones y alimentación del gabinete, que detecten condiciones de fallas internas o interrupción del suministro de energía?			X
¿Los equipos se encuentran debidamente etiquetados, siguiendo un esquema de identificación consistente?	X		
¿Se proporcionan barrajes de limitación en celdas, tableros de distribución y paneles de control?	X		
¿La instalación es apta para procedimientos de mantenimiento como espacios de trabajo despejados, nivel óptimo de iluminación, paneles de acceso debidamente atornillados, etc.?	X		

Nota: Adaptado del estándar IEEE 3006.2 Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems.

Debido a políticas de privacidad de la empresa, no se pudo tomar evidencia fotográfica, pero de acuerdo con la inspección visual realizada se encontró, que a nivel general los elementos de la instalación y la instalación en sí se encuentran en óptimas condiciones y a su vez cumplen con las consideraciones descritas en la Tabla 14. La instalación cuenta con demarcaciones y

delimitaciones para los accesos a los lugares donde se encuentran los equipos, aunque en algunos lugares había elementos que no deberían estar ahí, lo cual puede limitar un acceso rápido o un espacio seguro y cómodo al momento de hacer trabajos de mantenimiento a los equipos. La iluminación, luces piloto, estado de los equipos, conductores, ductos y bandejas porta cables, se encuentran en buen estado, marcados y separados según la norma. Los equipos que requieren gabinetes están debidamente almacenados y estos también se encuentran en buen estado.

Las pruebas eléctricas y mecánicas que hacen parte de los planes de mantenimiento de la instalación deben realizarse frecuentemente de acuerdo con las necesidades de la instalación, esto con el fin de identificar posibles fallas o vulnerabilidades de los equipos de la instalación. Estos planes de mantenimiento deben diseñarse apoyándose en las normas (ANSI/NETA, 2009), en el manual del fabricante de cada uno de los equipos y de la norma NFPA 70B (Association, 2016).

3.5 Operación y mantenimiento

Considerando que no se tuvo acceso a los planes de mantenimiento existentes con los que cuenta la instalación industrial ni tampoco si se cuenta con los mismos y resaltando nuevamente la importancia de la existencia y ejecución de un buen programa de mantenimiento preventivo, se presentan las consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de elaborar y ejecutar estos programas de mantenimiento.

Debido a que el objetivo de este trabajo de grado no es la elaboración de un programa de mantenimiento de instalaciones eléctricas industriales o comerciales, a continuación, se describe

de manera resumida lo propuesto en el estándar IEEE 3007.2 (Engineers, 2010), con el que se puede realizar u optimizar estos planes de mantenimiento de este tipo de instalaciones.

En el capítulo 4 del estándar IEEE 3007.2 (Engineers, 2010) se presenta una hoja de ruta acerca del mantenimiento preventivo, comenzando por las consideraciones para el diseño del programa de mantenimiento eléctrico preventivo (EPM) de sus siglas en inglés Electrical Preventive Maintenance. Allí se propone el proceso a seguir y se ejemplifica el análisis de modos de fallas y efectos (FMEA) de sus siglas en inglés Failure Modes and Effects Analysis para identificar fallas latentes y no visibles. También se hace el estudio de los fundamentos de mantenimiento para equipos eléctricos, donde lista todos los tipos de pruebas que se pueden realizar a los equipos, y se hacen observaciones con el fin de optimizar estos programas de mantenimiento.

En el capítulo 5 del estándar IEEE 3007.2 (Engineers, 2010) se describe cada una de las pruebas y sus consideraciones que se deben realizar en un aceptable programa de mantenimiento preventivo de una instalación eléctrica industrial o comercial, los cuales son presentados en la Tabla 15. Estas pruebas que se propone fueron tomadas de las normas NFPA 70B (Association, 2016) y ANSI/NETA (ANSI/NETA, 2009).

Tabla 15.*Pruebas del PPM propuestas en el estándar IEEE 3007.2.*

Tipos de prueba	
De aislamiento	Resistencia de aislamiento
	Pruebas en DC
	Sobretensiones Hi-Pot
	Voltaje de conductores
	Pruebas en AC
A dispositivos de protección	Aislamiento PF/DF
	Relés de protección
	Interruptores
	Transformadores de medida
Al transformador de potencia	Resistencia de bobinado
	Relación de transformación
Al sistema de puesta a tierra	Electrodo de tierra
	Resistencia en 2 puntos
	Resistividad del suelo

Nota: Adaptado de IEEE 3007.2 Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems.

La correcta y periódica ejecución de estas pruebas mencionadas anteriormente, ayudará a que los equipos se mantengan en un óptimo nivel de funcionamiento y a identificar a tiempo aquellos que ya no estén en un nivel de funcionamiento aceptable, todo con el fin de mantener un nivel aceptable de confiabilidad.

3.5.1 Pruebas de aceptación y puesta en servicio

Las pruebas de aceptación para puesta en servicio de los equipos son principalmente ejecutadas en instalaciones eléctricas existentes, con el fin de verificar el estado operativo de los equipos y así validar si están aptos para entrar en funcionamiento, estas pruebas también se realizan en instalaciones industriales que están en construcción con el mismo objetivo. El estándar IEEE 3006.2 (Engineers, 2016) recomienda como guía para la elaboración de las pruebas de aceptación y la puesta en servicio el estándar ANSI/NETA ATS-2009 (ANSI/NETA, 2009) . En el cual, en el capítulo 7 se especifica cada una de las pruebas y su procedimiento que se deben realizar para transformadores, conductores, barrajes, interruptores, relés de protección, elementos de medición, sistemas de puesta a tierra, máquinas rotatorias, sistemas de corriente continua, DPS, bancos de condensadores y sistemas de emergencia.

En este caso, el personal encargado de la instalación manifestó que efectivamente cada vez que se iba a realizar el cambio o prueba de algún equipo de la instalación, previamente se realizaban las pruebas requeridas para verificar el estado de funcionamiento, y de acuerdo con su resultado, se aprobaba o no su instalación.

3.5.2 Entrenamiento del personal

En la visita realizada, el personal a cargo de la instalación informó, que todo el equipo operativo de la instalación es personal idóneo en el área de la electricidad y mantenimiento eléctrico, lo cual es certificado con las pruebas de ingreso que se aplican a cada uno de los

aspirantes, también notificó que cada 3 o 6 meses según sea el caso o necesidad, se da capacitación al personal operativo.

En la visita también se evidenció que no existe una guía detallada del funcionamiento del sistema ni los procedimientos operativos asociados que requiere cada uno de los equipos de la instalación. Por lo cual se le recomendó que se desarrollara y se contara con ella en la documentación del sistema.

3.5.3 Documentación del sistema

De acuerdo con la lista de chequeo propuesta en el capítulo 2.1.5.3., a continuación, se presenta la tabla de chequeo con lo evidenciado en la visita a la instalación.

Tabla 16.

Lista de chequeo verificada de la documentación de los equipos de la instalación.

Ítem	Incluido	No Incluido
Coloque diagramas unifilares y procesos de operación en las ubicaciones de los gabinetes y paneles de control		X
Asegúrese de que las etiquetas de los equipos correspondan a las especificadas en los planos	X	
Proporcione avisos de advertencia en dispositivos de control cuyo funcionamiento afecte las cargas críticas	X	
Suministre nombres y números de contacto de supervisores, personal de ingeniería, operadores de red y servicios de emergencia en todas las salas eléctricas		X
Proporcione elementos como teléfonos, radios u otros medios de	X	

Ítem	Incluido	No Incluido
comunicación rápida		
Utilizar colores diferentes en los diagramas con el fin de diferenciar entre diferentes sistemas y circuitos	X	

En la inspección realizada a la instalación industrial, se observó que no existían diagramas unifilares o guías de procedimientos operativos en los lugares donde se encontraban instalados los equipos que se pudieron observar, con el fin de facilitar las acciones requeridas y promover una respuesta rápida en caso de existir algún problema operativo.

De acuerdo con los equipos que se pudieron observar en la inspección, los valores nominales especificados en el diagrama unifilar de los equipos de la instalación sí corresponden a los valores de potencia, corriente y tensión de estos encontrados en la inspección. También, se evidenció la inexistencia de señales de advertencia de los dispositivos de control de la instalación.

Se evidenció que en algunos lugares donde existían cargas “críticas” no había equipos de comunicación ni números del personal encargado al cual llamar en caso de emergencia.

Y finalmente, aunque en la documentación existente del diagrama unifilar de la instalación es considerablemente muy completo, se observó que no se distinguen por colores los diferentes circuitos o cargas críticas de la instalación.

3.5.4 Disponibilidad de repuestos

El IEEE 3006.2 (Engineers, 2016) recomienda tener unidades de equipos de repuesto para ciertos elementos, que permitan una rápida respuesta operativa y así reducir los tiempos de

interrupción. Sin embargo, aunque no se pueda decir con certeza si se encuentran o no los equipos de repuesto dentro de la instalación al no tener información correspondiente a un inventario de los repuestos existentes de la misma, es posible deducir que las unidades de equipos de respaldo se reducen a pocas unidades para los equipos más expuestos a fallas como interruptores y fusibles.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede deducir también, que la instalación cuenta con una alta probabilidad de no estar preparada para la falla de equipos como transformadores o cables. Sin embargo, una de las opciones que puede reducir los tiempos de espera ante cualquier falla de los equipos, es contar con la posibilidad de adquirir los repuestos con empresas que actualmente comercializan los dispositivos usados en la instalación, lo cual tampoco sería del todo confiable debido a que se dependería de la disponibilidad de repuestos existentes en stock de los comercializadores o fabricantes.

3.6 Otras áreas vulnerables

Teniendo como referencia el diagrama unifilar de la instalación se observa que no contiene un equipo que controle todo el proceso, sin embargo, para el control del proceso o los procesos de la instalación es necesario el uso de dicho elemento. También, se hace énfasis en el hecho que la instalación eléctrica no cuenta con ningún tipo de sistema de respaldo como una UPS, que de existir, también debiera estar incluida en el diagrama unifilar. Finalmente, se identifica que es la instalación la que abastece el sistema de iluminación y tomacorrientes, lo cual, en caso de falla de esta, dejaría sin sistema de iluminación a la instalación, no obstante, se

debe tener en cuenta que los sistemas de iluminación de emergencia actualmente funcionan de forma recargable para cada una de las lámparas que conforman el sistema.

Una falla muy común del equipo de control en las instalaciones eléctricas puede estar relacionada de un nivel de tensión demasiado alto o bajo, una carga demasiado armónica o desequilibrada o la combinación de las dos. Es importante registrar periódicamente los valores fasoriales de tensión y determinar la existencia de los armónicos de las zonas más relevantes de la planta en la medida en que se pueda. Si se llegaran a conocer estos valores de los armónicos del sistema, se deben comparar con los valores armónicos permitidos contenidos en el capítulo 5 del estándar IEEE 519 (Engineers, 2014) , esto con el fin de determinar si se amerita una mayor investigación para su corrección.

A continuación, se presentan los valores límites para armónicos de tensión y corriente.

Tabla 17.

Límites recomendados de armónicos de tensión.

Tensión del barraje	Distorsión armónica total THD [%]
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	8
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	5
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,5

Nota: Los sistemas de Alta Tensión pueden tener hasta un 2,0% de THD donde la causa es un terminal HVDC cuyos efectos se habrán atenuado en los puntos de la red donde puedan conectarse los futuros usuarios.

Tabla 18.*Límites recomendados de armónicos de corriente.*

Distorsión máxima de la corriente armónica en porcentaje de IL						
Orden armónico individual [%]						
ISC/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20c	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 < 1000	12	5,5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Nota: Los armónicos pares están limitados al 25 % de los límites de armónicos impares anteriores.

No se permiten distorsiones de corriente que resulten en una compensación de CC, por ejemplo, convertidores de media onda. Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de distorsión de corriente, independientemente de la I_{sc}/I_L real.

Donde:

 I_{sc} = máxima corriente de cortocircuito I_L = máxima corriente de carga

4. Sugerencias y recomendaciones

De acuerdo con lo encontrado en la evaluación de la confiabilidad de la instalación industrial seleccionada, a continuación, se presenta una serie de recomendaciones y sugerencias de acuerdo con lo propuesto en el estándar base (Engineers, 2016).

Según lo evidenciado en el diagrama unifilar, se recomienda la instalación de un sistema de respaldo el cual debe ser debidamente dimensionado en base a las necesidades de operación de la instalación y el presupuesto disponible, esto porque resultan muy costosos algunos sistemas de respaldo de una alta capacidad de operación en comparación a unos de menor capacidad, de acuerdo con el sistema de respaldo seleccionado, se debe instalar también la transferencia automática asociada.

En caso de ser estrictamente necesario, se sugiere instalar un sistema de monitoreo de los niveles de tensión de alimentación de la instalación, con el fin de garantizar constantemente que dichos valores se encuentran dentro del rango de operación aceptable los cuales se encuentran en la Tabla 10 del capítulo 3.1.4. de este trabajo de grado. Con este sistema de monitoreo también se podría identificar y hacer seguimiento de los valores de distorsión armónica de tensión, cuyos rangos de valores aceptables se encuentran en la Tabla 17 del Capítulo 3.6. de este trabajo de grado.

Se sugiere cambiar la representación de los componentes eléctricos en el diagrama unifilar de la instalación, ajustándolos a la simbología propuesta en el estándar IEEE 315 (Engineers, 2014) como se muestra en la Figura 3. Así mismo, es necesario que el diagrama unifilar muestre más información acerca de los datos de los dispositivos conectados como cargas

y de sus interruptores, debido a que no se muestra a detalle el tipo de carga, y datos nominales de los interruptores.

Es recomendable que el total de las cargas conectadas no exceda la potencia nominal del transformador, en este caso las cargas exceden en un porcentaje de alrededor del 5,6%, por lo cual podría ser necesario el cambio y más teniendo en cuenta que al añadir otra(s) carga(s) para expandir la instalación quedaría aún más sobrecargado de lo que estaría actualmente.

Se sugiere realizar el cambio de los interruptores 2, 3, 10 y 12 debido a que se encuentran muy cerca del límite de operación nominal, lo que puede generar disparos innecesarios de estas protecciones si se llegase a presentar una fluctuación de carga moderada estando en condiciones normales de operación, o bien, puede llegar a disparar la protección en el momento de arranque si se tratase de motores de gran envergadura.

Se recomienda elaborar un plan de inspección visual el cual debe ejecutarse periódicamente con el fin de verificar el estado físico de cada uno de los equipos de la instalación y sus elementos asociados, así como para garantizar que las áreas en el cual estos se encuentran instalados permanezcan libres de objetos que puedan entorpecer el funcionamiento de los equipos o las acciones de reparación o mantenimiento.

Se sugiere elaborar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo con base en los estándares listados en el Capítulo 3.5. de este trabajo de grado, este plan debe incluir como mínimo lo propuesto en la Tabla 15 presente en ese mismo capítulo, este plan se debe elaborar de manera rigurosa y periódica con el fin de evitar o minimizar lo más posible cualquier falla que se pueda presentar en los equipos críticos o principales de la instalación.

Se observa que la instalación no cuenta en forma física con la documentación suficiente, lo que ante cualquier falla puede generar demoras nuevamente en la puesta en servicio o el daño

de algún sector de la instalación que no debía ser afectado por la falla, se sugiere entonces preparar la documentación propuesta en la Tabla 16 del capítulo 3.5.3. y ubicarla en los sitios correspondientes que sugiere el estándar.

No se evidencia de forma clara la existencia de los repuestos que el estándar IEEE 3006.2 (Engineers, 2016) indica como comunes, por lo cual se sugiere tenerlos almacenados dentro de la instalación y así evitar demoras en tiempos de reparación y de disponibilidad.

5. Conclusiones

El IEEE Std 3006.2 presenta una metodología aplicable en su totalidad y de forma bastante explícita, facilitando de esta forma la evaluación de la confiabilidad en cualquier instalación eléctrica, además, se resalta también los diferentes estándares que complementan los requerimientos del IEEE Std 3006.2 y que permiten comprender y aplicar el estándar a un posible caso de estudio.

Al llevar a cabo la evaluación de la confiabilidad sobre el caso de estudio se generan diversos factores como la falta de documentación suministrada y la imposibilidad de tener acceso a la instalación eléctrica industrial completa, generando así una mayor dificultad en el desarrollo de la evaluación.

De acuerdo con lo hallado en el proceso de evaluación de confiabilidad de la instalación eléctrica industrial del caso de estudio desarrollado anteriormente, a los datos históricos de falla reportados en el IEEE 3006 y la probabilidad de falla para cada uno de los elementos que componen la instalación, se concluye que, en general, el nivel de confiabilidad de la instalación eléctrica industrial es aceptable en la mayoría de sus aspectos, evidenciando que lo es en algunos más que en otros.

De igual manera se concluye que las sugerencias y recomendaciones propuestas en el capítulo 4 de este trabajo de grado, garantizarán un incremento del nivel de confiabilidad de la instalación industrial encontrado en el proceso de evaluación propuestos en el estándar IEEE 3006.2., aclarando que el acatar cabalmente dichas recomendaciones no evitaría una posible interrupción por cualquier falla que pueda presentarse en el sistema.

Referencias Bibliográficas

ANSI/NETA. (2009). *Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* .

Association, N. F. (2016). *Practica Recomendada para el Mantenimiento de Equipos Electricos NFPA 70B*. NFPA.

CREG, C. d. (2018). *Metodologia para la Remuneracion de la Actividad de Distribucion de Energia Electrica en el SIN*. Bogota .

Dorr, D. S. (1995). *Point of Utilization Power Quality Results* . Neenah: *BEST Technologies* .

Electronicos, I. d. (s.f.). *IEEE Seccion España*. Obtenido de <https://ieeespain.org/quienes-somos/>

Engineers, I. o. (1975). *IEEE 315 Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams*. IEEE Standars Board.

Engineers, I. o. (1993). *IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants* .

Engineers, I. o. (2001). *IEEE 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE-SA Standards Board.

Engineers, I. o. (2010). *IEEE Std 3007.1 Recommended Practice for the Operation and Management of Industrial and Commercial Power Systems* .

Engineers, I. o. (2010). *IEEE Std 3007.2 Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems*. U.S.A.

Engineers, I. o. (2012). *IEEE Std 1366 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. New York.

Engineers, I. o. (2014). *IEEE 3006.5 Recommended Practice for the Use of Probability Methods for Conducting a Reliability Analysis of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE-SA Standards Board.

Engineers, I. o. (2014). *IEEE Std 519 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*.

Engineers, I. o. (2016). *IEEE 3006.2 Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE.

Engineers, I. o. (2018). *IEEE 3006.8 Recommended Practice for Analyzing Reliability Data for Equipment Used in Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE-SA Standards Board.

Meeker, W. Q. (1998). *Statistical Methods for Reliability Data*, . Wiley-Interscience.

Pecht, C. K. (2014). *Reliability Engineering*. NJ USA: First edit Hoboken.

RETIE. (2013). *ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCION 9 0708*. RETIE.