TECNOLÓGICO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE COACALCO

PROYECTO

SUBESTACIÓN ELECTRICA APLICADA

A CONTROL DE MOTORES

NOM-001-SEDE2012.

REPORTE DE RESIDENCIAS PROFESIONALES

EMPRESA

DESARROLLADORA E ISTALACIONES ELECTRICAS SA. DE CV.

PRESENTA

CUAUATLE VALDEZ EDUARDO

CARRERA

INGENIERÍA MECATRÓNICA

ASESOR INTERNO

MTRO. ROBERTO DOMÍNGUEZ LÓPEZ

ASESOR EXTERNO

Arq. Andrés Salazar Mora.

PERIODO

12/04/2023 AL 14/08/2024

AGRADECIMIENTOS

Mamá y papá, gracias por ser mis héroes silenciosos, por cada sacrificio que han hecho y por cada momento en el que han estado a mi lado, impulsándome a ser lo mejor que puedo ser. Su amor y dedicación son incomparables, y siempre estaré agradecido por tenerlos como mis padres.

Estimados maestros, quiero agradecerles por ser fuentes constantes de inspiración y conocimiento en mi vida. Su compromiso con la educación y su voluntad de desafiarme a alcanzar mi máximo potencial han sido invaluables.

Y gracias jefa de carrera por darme una oportunidad más y poder cumplir con mis metas gracias de todo corazón

RESUMEN

Este proyecto tiene como propósito presentar y describir la creación de una planta de emergencia en el entorno de una subestación eléctrica. Se proporcionará una exposición detallada de los elementos que constituyen dicha planta y se explicará en qué forma se ha diseñado el circuito correspondiente.

Además, se explorará a fondo la implementación del sistema de control en el contexto de la subestación eléctrica, abordando las múltiples configuraciones posibles y los componentes necesarios para asegurar su correcto funcionamiento. Se tendrán en cuenta las especificaciones técnicas de los equipos y los programas empleados en este proceso

ÍNDICE

Contenido

CAPÍTULO I 5
DATOS DE LA EMPRESA 5
INTRODUCCIÓN 6
PROBLEMA A RESOLVER 10
OBJETIVOS 11
JUSTIFICACIÓN 12
ALCANCE Y LIMITACIONES 13
CAPÍTULO II 14
MARCO TEÓRICO 14
CAPÍTULO III 20
DESARROLLO 20
CAPÍTULO IV 46
RESULTADOS 46
CONCLUSIONES 48
OBJETIVOS EDUCACIONALES 49
FUENTES DE INFORMACIÓN 50
ANEXOS 51

CAPÍTULO I

DATOS DE LA EMPRESA

INTRODUCCIÓN

Lo presente investigación se realizó con el fin de investigar más a fondo la utilización del sistema SCADA que se puede definir como:

Un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, por sus siglas en inglés) es un tipo de sistema de control y supervisión utilizado en diversas industrias para monitorear y controlar procesos y operaciones en tiempo real. Estos sistemas se utilizan en una variedad de aplicaciones, desde la automatización industrial hasta la gestión de infraestructuras críticas como redes eléctricas, plantas de tratamiento de agua, sistemas de transporte y más.

Supervisión: El sistema SCADA recopila datos en tiempo real de sensores, medidores y otros dispositivos conectados a los procesos en operación. Estos datos se presentan a los operadores en forma de gráficos, tablas y alarmas visuales.

Control: Además de la supervisión, los operadores pueden interactuar con el sistema para controlar los procesos. Pueden enviar comandos para ajustar parámetros, encender o apagar equipos y realizar otras acciones para mantener los procesos funcionando de manera eficiente y segura.

Adquisición de datos: Los sistemas SCADA recopilan datos de campo a través de sensores y dispositivos instalados en diferentes ubicaciones. Estos datos se transmiten al sistema central para su procesamiento y análisis.

Comunicación: Los sistemas SCADA utilizan redes de comunicación para conectar los dispositivos de campo con el sistema central. Esto puede incluir conexiones por cable o inalámbricas, como Ethernet, radiofrecuencia, fibra óptica, entre otras.

Alarma y notificación: Los sistemas SCADA tienen la capacidad de generar alarmas en tiempo real cuando se detectan situaciones anormales o problemas en los procesos. Estas alarmas se presentan a los operadores para que puedan tomar medidas correctivas de manera oportuna.

Con este conocimiento, es posible desarrollar una planta de subestación de emergencia controlada por un sistema SCADA, que se activará en caso de una falla o desastre natural. Para lograr esto, se implementarán diversos elementos que optimizarán el proceso de montaje y el correcto funcionamiento de la subestación. Además, se empleará un sistema computarizado que permitirá gestionar ciclos entre los motores, detallando y adaptando la interfaz de las pantallas para lograr una comprensión clara y efectiva.

Esta infraestructura aseguraría una respuesta rápida y precisa ante situaciones críticas, garantizando la continuidad de los servicios esenciales en momentos de emergencia. La integración de un sistema SCADA permitiría supervisar y controlar de manera remota todos los aspectos de la subestación, desde la detección de fallos hasta la coordinación de los motores y su respectivo monitoreo.

La inclusión de elementos que simplifiquen el montaje y la operación sería esencial para agilizar la implementación de la planta. Además, el sistema computarizado garantizaría una interfaz intuitiva y fácil de entender para los operadores, facilitando la toma de decisiones y la acción coordinada en situaciones de emergencia

NOMBRE DE LA EMPRESA

DESARROLLADORA E ISTALACIONES ELECTRICAS SA. DE CV

GIROO Y TIPO DE CAPITAL

- *Proyecto de Instalación Eléctrica en media y baja tensión*
- *Mantenimiento preventivo y correctivo en media y baja tensión*
- *Subestaciones*
- *Alumbrado Público*

Misión

Brindar las mejores opciones a nuestros clientes, manteniendo la filosofía de calidad, responsabilidad, oportunidad, integridad, ética y compromiso, asumiendo los retos alineados a las necesidades actuales y futuras en el ramo de Sector Energético.

Visión

Ser una empresa líder en el ramo de la construcción, buscando satisfacer las expectativas de nuestros clientes, utilizando las mejores técnicas de diseño, así como materiales de vanguardia

Valores

De acuerdo con el marco de cultura que ha durado en DESARROLLADORA E ISTALACIONES ELECTRICAS SA. DE CV. de C.V., se establecen los siguientes valores que nos ayudaran para afrontar las dificultades y solucionar las problemáticas, dando un sentido de dirección común al logro de la misión.

- Espíritu de Equipo
- Responsabilidad
- Respeto
- Integridad

Dirección

Avenida Quetzal Calle 2 Int 1, Ejidal San Isidro, Cuautitlán Izcalli, Estado de México



Ilustración 1 ubicacion de la empresa

PROBLEMA A RESOLVER

Realizará una subestación dentro del hospital ángeles que controlara los motores para el suministro de energía en caso de una emergencia de categoría ambiental o de categoría fallo de suministro de electricidad por parte de CFE, en dado caso que la instalación no se instale de manera correcta o no se realice adecuadamente las conexiones a los motore y transformadores tendrán repercusiones grabes dentro de las actividades del hospital.

OBJETIVOS

Objetivo general

Realizar una subestación eléctrica controlada por un sistema SCADA que efectuara la función de proveer energía eléctrica de manera continua en caso de que CFE no suministrara energía o haya un desastre ambiental que interfiera con el suministro de energía

Objetivos específicos

-Efectuar el cambio de cable ubicado en cuarto de máquinas del "hospital ángeles Interlomas" para la comunicación entre cuarto de máquinas del hospital y la bajada de CFE, para cumplir con la normativa NOM001SEDE2012.

- Instalar el equipo de suministro de energía en el cuarto de bombas para el suministro de los transformadores de 1025 KVA y 750 KVA.

-Desarrollar la simulación de la instalación eléctrica de la subestación con el software "" para comprobación del correcto funcionamiento y adecuada conexión

JUSTIFICACIÓN

EL presente proyecto se llevó a cabo para realizar la renovación de la conexión del cuarto de máquinas del “Hospital ángeles Interlomas” “Receptora” para ello fue necesario utilizar el método SCADA para brindar información de cómo se manipularían los componentes y su debida ubicación dentro del “Hospital ángeles Interlomas” ya que estos equipos están regidos por NOM 001 SEDE 2012 la cual contiene es pesificaciones precisas de cómo debe configurarse la subestación eléctrica los parámetros a cumplir y las proporciones que se debe tener dentro de dicho proyecto , de tal manera que brindara información clave y concisa de cómo se realiza este proyecto.

Se presentarán evidencias de como estará configurado el sistema que es lo que se controlara ´los motores dentro de la subestación mostrando como es que la interfaz que contralara a los equipos y las conexiones debidas de transformadores a ipercompacta

Junto con la norma IEC 61850 es la nueva norma para la comunicación en las subestaciones. Permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación; y proporciona los medios necesarios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre. Combina la comodidad de Ethernet con el rendimiento y la seguridad, fundamentales en las subestaciones de la actualidad.

ALCANCE Y LIMITACIONES

Alcance.

Es te proyecto no ayuda conocer más a profundidad el cómo se desarrolla una subestación eléctrica controlada por medio de un sistema SCADA

Limitaciones.

Unas de las grandes limitaciones que se observó en este proyecto son los diferentes cambios de proyecto ya que retrasan las fechas de entrega, a subes la suministración de los diferentes equipos que se implementa ya que lo proveedores no son conscientes de la urgencia de estos, también la entrega del material ya que como se cambia constante mente de proyecto estos tienden a escasear y dificultan el avance del proyecto

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Antecedentes de la subestación

Equipos que la conforman

La evolución de las subestaciones eléctricas ha sido significativa a lo largo del tiempo. Inicialmente, las subestaciones eran simples conexiones de cables y transformadores utilizados para distribuir electricidad en un área determinada. Sin embargo, con el avance de la tecnología y las necesidades crecientes de la red eléctrica, las subestaciones han experimentado cambios significativos.

En primer lugar, se han desarrollado subestaciones más eficientes y de mayor capacidad. Esto se logra mediante la implementación de equipos más avanzados, como transformadores de potencia más eficientes, interruptores de alta tensión y dispositivos de control y protección más sofisticados. Estos avances permiten un mejor manejo de la carga eléctrica, mayor confiabilidad y una respuesta más rápida ante fallas o problemas en la red.

Además, las subestaciones han evolucionado para adaptarse a las demandas de la generación de energía renovable. Con la creciente integración de fuentes de energía renovable, como parques eólicos y plantas solares, las subestaciones han incorporado tecnologías para la conexión e integración de estas fuentes de energía en la red eléctrica existente. Esto implica la implementación de equipos de conversión de energía, como convertidores de corriente continua a corriente alterna, para facilitar la inyección de energía renovable en la red.

Asimismo, las subestaciones han adoptado tecnologías de automatización y control digital. Esto incluye sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), que permiten monitorear y controlar de manera remota las operaciones de la subestación. Estos avances tecnológicos mejoran la eficiencia operativa, la detección temprana de fallas y el mantenimiento preventivo.

Otro aspecto importante de la evolución de las subestaciones es la implementación de sistemas de protección y seguridad más avanzados. Estos sistemas incluyen dispositivos de protección contra sobretensiones, sistemas de puesta a tierra y tecnologías de detección de fallos, que ayudan a prevenir daños a la infraestructura y garantizar la seguridad tanto de los trabajadores como del público en general.

Uno de los equipos que se puede encontrar dentro de una subestación son los transformadores de potencia que es un dispositivo eléctrico utilizado para transferir energía eléctrica de un circuito a otro mediante la inducción electromagnética. Su función principal es cambiar el nivel de tensión de la corriente alterna (sus siglas son CA) que se aplica a él, aumentando o disminuyendo la tensión según sea necesario para satisfacer las necesidades de la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los transformadores de potencia son esenciales en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que permiten transportar grandes cantidades de energía de forma eficiente y segura. Estos transformadores están diseñados para trabajar con frecuencias de corriente alterna típicas de la red eléctrica, como 50 o 60 Hertz (Hz), y pueden operar en diferentes niveles de tensión, desde voltajes altos utilizados para la transmisión de largas distancias hasta voltajes más bajos adecuados para la distribución local.

La estructura básica de un transformador de potencia incluye dos bobinas de alambre conductor, conocidas como bobina primaria y bobina secundaria, separadas por un núcleo de material ferromagnético, como acero laminado. Cuando una corriente alterna pasa por la bobina primaria, crea un campo magnético variable en el núcleo, que induce una corriente en la bobina secundaria. La relación entre el número de vueltas de las bobinas determina la relación de transformación de voltaje entre las entradas y salidas del transformador.

Los transformadores de potencia son utilizados en diversas aplicaciones, como:

- Aumento y reducción de tensiones en subestaciones eléctricas para la transmisión y distribución de energía a larga distancia y en redes locales.
- Acoplamiento de generadores eléctricos a la red de transmisión.
- Adaptación de la tensión requerida por diversos equipos eléctricos y electrónicos, como electrodomésticos y maquinaria industrial.

el transformador de potencia es una pieza fundamental en el sistema eléctrico moderno, ya que facilita la transmisión eficiente de la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión, asegurando un suministro de electricidad confiable y seguro.

Los tableros de transferencia automática (por su abreviatura TTA) es un componente esencial en los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, especialmente en aquellos que utilizan fuentes de energía de respaldo, como generadores diésel o sistemas de energía alternativa, para garantizar un suministro continuo de electricidad en caso de una interrupción en la red eléctrica principal.

El principal propósito del tablero de transferencia automática es permitir la conmutación automática entre la fuente de energía principal y la fuente de respaldo cuando se produce un corte de energía en la red eléctrica. Cuando la fuente principal de energía (la red eléctrica) experimenta una falla o apagón, el TTA detecta esa situación y activa automáticamente la

fuente de respaldo, como un generador diésel o baterías, para que asuma la carga y suministre electricidad a los dispositivos y sistemas conectados.

El TTA se compone de una serie de dispositivos electrónicos y componentes de conmutación que supervisan constantemente la calidad y disponibilidad de la energía eléctrica de la red principal. Si detecta una caída en la tensión o un fallo en la red, el TTA inicia la secuencia de transferencia, cortando la conexión con la fuente principal y conectando rápidamente la fuente de respaldo al sistema eléctrico.

Existen diferentes tipos de tableros de transferencia automática, como:

- Tablero de transferencia automática de carga estática (ATS): Utiliza dispositivos de conmutación electrónicos, como relés de estado sólido, para realizar la transferencia de forma rápida y sin interrupciones en el suministro de energía.
- Tablero de transferencia automática con interruptores de transferencia (ATSE): Emplea interruptores automáticos, generalmente contactores motorizados o interruptores de potencia, para realizar la transferencia de energía de manera automática.
- Tablero de transferencia automática manual: Aunque menos común, algunos sistemas pueden tener un tablero que permita la transferencia automática, pero también incluye la opción de hacer la transferencia de forma manual cuando sea necesario.

El uso del tablero de transferencia automática es especialmente crítico en lugares donde la continuidad del suministro eléctrico es vital, como hospitales, centros de datos, plantas industriales, y otras instalaciones donde los cortes de energía pueden tener consecuencias graves.

el tablero de transferencia automática asegura una transición sin problemas entre la fuente principal de energía y la fuente de respaldo en caso de un fallo de la red eléctrica, garantizando una energía continua y confiable en situaciones de emergencia.

Tablero eléctrico:

Un tablero eléctrico, también conocido como tablero de distribución, cuadro o panel eléctricos, es una estructura que contiene diversos dispositivos y componentes eléctricos para distribuir, proteger y controlar la energía eléctrica en una instalación o sistema eléctrico.

La función principal de un tablero eléctrico es concentrar y organizar los circuitos eléctricos en un solo lugar, permitiendo la distribución de la energía a diferentes áreas o equipos dentro de una edificación o instalación. Estos tableros facilitan el acceso y la manipulación segura de los dispositivos eléctricos, así como la protección contra sobrecargas, cortocircuitos y otras condiciones anormales.

Los componentes típicos que se encuentran en un tablero eléctrico incluyen:

- Interruptores o disyuntores: Estos dispositivos permiten abrir y cerrar los circuitos eléctricos, lo que controla el flujo de energía hacia diferentes áreas o equipos.
- Fusibles: Los fusibles son elementos de protección que se funden (se rompen) cuando la corriente eléctrica excede un valor preestablecido, protegiendo así los circuitos de sobrecargas.
- Contactores y relevadores: Se utilizan para controlar la operación de equipos eléctricos o para habilitar o deshabilitar circuitos de manera automática.
- Medidores: Permiten medir parámetros eléctricos, como la corriente y el voltaje, para monitorear y controlar el consumo eléctrico.

Barrajes de conexión: Facilitan la conexión de los conductores eléctricos dentro del tablero, asegurando una distribución eficiente de la energía.

Los tableros eléctricos pueden variar en tamaño y complejidad, desde pequeños paneles utilizados en viviendas o edificios pequeños hasta grandes tableros en instalaciones industriales o comerciales. Cada tablero eléctrico está diseñado y configurado de acuerdo con los requerimientos específicos de la instalación y las normas de seguridad eléctrica aplicables.

Es importante destacar que los tableros eléctricos deben ser instalados, mantenidos y manipulados por personal cualificado y siguiendo las regulaciones y normativas locales para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La planta de emergencia a Diesel, también conocida como grupo electrógeno a Diesel o generador a Diesel, es un equipo eléctrico diseñado para proporcionar energía eléctrica de respaldo en caso de una interrupción en el suministro de la red eléctrica principal o para situaciones en las que no haya acceso a una fuente de energía estable.

Estas plantas de emergencia funcionan utilizando un motor Diesel que impulsa un generador eléctrico para producir electricidad. El motor Diesel es el encargado de convertir la energía química contenida en el combustible Diesel en energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica a través del generador.

Características y aplicaciones principales:

- Capacidad de Respuesta: Las plantas de emergencia a Diesel pueden arrancar y proporcionar energía en cuestión de segundos o minutos después de un corte en la red eléctrica, lo que las hace ideales para garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido en situaciones críticas.

- Potencia y Capacidad: Estos generadores pueden tener diferentes capacidades de potencia, desde unos pocos kilovatios (kW) hasta varios megavatios (MW), lo que permite su uso en diversas aplicaciones, desde viviendas y pequeñas empresas hasta grandes industrias o instalaciones.

- Respaldo de Emergencia: Se utilizan en una amplia gama de entornos y aplicaciones, como hospitales, centros de datos, plantas de producción, edificios comerciales, eventos, entre otros, donde la continuidad del suministro eléctrico es esencial para la seguridad y operatividad.

- Combustible Diesel: Estas plantas utilizan combustible Diesel, que es ampliamente disponible y fácil de almacenar. Además, su combustión es más eficiente que otras fuentes de energía, lo que proporciona una mayor autonomía de funcionamiento en comparación con otros generadores.

- Mantenimiento y Monitoreo: Requieren mantenimiento periódico para asegurar su correcto funcionamiento en momentos de emergencia. Además, algunos modelos incorporan sistemas de monitoreo y control para supervisar su estado y rendimiento de manera remota.

Es importante tener en cuenta que el uso de plantas de emergencia a Diesel debe cumplir con las regulaciones y normativas locales, así como implementar prácticas de manejo seguro del combustible Diesel y un adecuado sistema de ventilación en las áreas donde estén instaladas para evitar emisiones nocivas. Además, considerando la creciente preocupación por el medio ambiente, en algunos casos, se pueden utilizar fuentes de energía más limpias y sostenibles, como generadores a gas natural o sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías, dependiendo de los requerimientos y objetivos específicos del proyecto.

Para la implementación de la subestación se ocupa un equipo llamado híper compacta que gestiona la tensión repartida que va directamente a los tableros auto soportados que a su vez redireccionen la energía que suministran los transformadores , estos tableros sub derivados de los tableros soportados están dividido de manera que las especialidades tales como alumbrado emergencia , alumbrado normal , fuerza, critico , contactos normal y contactos emergencia ya que esta especialidades están divididas y re direccionadas hacia un solo tablero auto soportado repartidos dentro de los niveles que conforman a la torre de especialidades del “HOSPITAL ANGELES DE INTERLOMAS”

CAPÍTULO III

DESARROLLO

Para la realización de este proyecto, se revisan en primera instancia los parámetros requeridos por los ingenieros y los arquitectos. Estos datos son necesarios para poder llevar a cabo dicho proyecto en vista de que la planta de emergencia es un sistema esencial. Este circuito entrará de forma automática en el momento en que deje de recibir energía, ya sea por un desastre natural o debido a que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) deje de suministrar energía de manera continua.

Este sistema permitirá un suministro constante de energía en caso de que ocurra una falla o un desastre natural dentro del 'HOSPITAL ÁNGELES DE INTERLOMAS'. Es de suma importancia que el hospital pueda suministrar energía constante a los equipos que se encuentran dentro, ya que son cruciales para las personas que se encuentran en el lugar.

Para llevar a cabo este proyecto, se realizó el desmantelamiento de una caldera a Diesel que se encontraba en el cuarto de máquinas. Esta caldera era ineficiente y no era necesaria para el proyecto actual. El espacio liberado por la caldera dio paso a la realización de este nuevo proyecto, que incluye un cuarto de rehabilitación de mayor tamaño.



Ilustración 2 CALDERA A DIESEL

En el proceso de desmantelamiento de la caldera, se procedió a retirar los tanques de agua fría y caliente que ocupaban un espacio considerable. Posteriormente, se continuó con la desinstalación de las tuberías correspondientes al sistema de agua caliente y fría, junto con el calentador.



Ilustración 3 CALDERA A DIESEL Y CALENTADOR

En el segundo proceso de desmantelamiento, se focalizó en los aspectos eléctricos del proyecto. Se procedió con la desinstalación de la tubería eléctrica, el panel de paro de emergencia y una bomba de 120 V. Una vez completada esta etapa, se procedió a desmontar la estructura metálica, la cual tenía unas dimensiones de 3 metros de ancho por 4.45 metros de largo.



Ilustración 4 CALDERA A DIESEL TABLERO DE PARO

En la tercera fase, se procedió a demoler la plataforma que sustentaba la caldera. Esta demolición fue necesaria debido a los requerimientos de dimensiones de la planta de emergencia, ya que la plataforma original de la caldera no era compatible con el tamaño del

motor de dicha planta. Por lo tanto, se decidió reconstruir la plataforma para que se ajustara adecuadamente a las nuevas dimensiones

Después de desmantelar la caldera, se llevó a cabo un cambio en el cableado. Inicialmente, se había utilizado un cable XLP de aluminio de calibre 4/0, sin embargo, este cable resultó insuficiente para soportar la carga eléctrica de la planta de energía. Por lo tanto, se decidió reemplazarlo por un cable XLP de aluminio del mismo calibre (4/0).

Antes de llevar a cabo el cambio de cableado, se tomó la precaución de desenergizar el sistema. Esto se hizo para garantizar la seguridad durante el proceso de reemplazo y evitar cualquier riesgo potencial.



Ilustración 5 DESMANTELACIÓN DE CABLE DE ALUMINIO

Este cableado irá desde la receptora, donde se encuentran los equipos que suministra energía CFE. Para este cambio, se realizaron 4 ranuras con un diámetro de 3 pulgadas cada una. Los transformadores se encontraban sellados por una ligera capa de concreto



Ilustración 6 RANURAS DE EQUIPOS

Una vez realizadas las ranuras, se comienza con el cableado. Este consiste en introducir una guía de alambre galvanizado dentro de la tubería que va desde el punto de origen hasta la ubicación del transformador receptor en el cuarto de máquinas existente. Se deja un excedente de unos 2 metros de guía (llamado 'coca') para facilitar las conexiones dentro del transformador. Una vez que todo está medido, se procede a cortar y acoplar unas zapatas para asegurar el cableado dentro del transformador



Ilustración 7 MEDICION DE COCAS

En el extremo opuesto, se instalan codos aislantes con la función principal de prevenir la oxidación y el deterioro del cable. En cada uno de estos codos se introduce una zapata, la cual se recubre con un lubricante especial diseñado para evitar el deterioro y la oxidación podría ocasionar fallas en el circuito eléctrico.

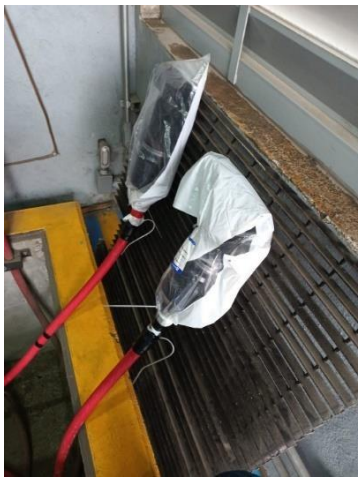

Ilustración 8 CODOS AISLANTES

Una vez completado el proceso de cambio, se inicia la instalación de los equipos en la subestación. Estos equipos incluyen la unidad hipercompacta, los transformadores y los dispositivos de transferencia, los cuales desempeñarán un papel esencial en el funcionamiento integral.

Cuando los dispositivos de transferencia y los transformadores han sido ubicados en sus respectivas posiciones, se procede al montaje de las charolas. Estas charolas tienen la función primordial de establecer las rutas por las cuales se guiará el cableado. Dichas rutas serán de vital importancia para establecer una conexión eficaz entre las transferencias y los transformadores.

Para llevar a cabo esta tarea, se emplearán dos tipos de cables: THW y XLP. Los calibres de los cables THW utilizados serán 750, 350, 250, 1/0, 2/0 y 4/0. Además, se incorporará un cable desnudo con calibres 4/0, 1/0, 6, 8 y 4. Durante esta fase, se establecerán los puentes de conexión entre los transformadores y se iniciarán las pruebas destinadas a verificar la correcta disposición y el funcionamiento del circuito.

Esta etapa tiene una importancia crucial para asegurar la fiabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto. La instalación adecuada de los equipos y la disposición precisa del cableado son pasos fundamentales para garantizar un suministro eléctrico seguro y estable. Las pruebas realizadas en esta fase permitirán identificar cualquier posible inconveniente o fallo en el circuito, lo que contribuirá a prevenir interrupciones y a optimizar el rendimiento general del sistema.



Ilustración 9 TRANSFERENCIAS Y TRANSFORMADORES



Ilustración 10 PUENTES DE TRANSFERENCIAS A TRANSFORMADORES

Después de finalizar la instalación de los puentes, se procede a montar la unidad ipercompacta. Esta unidad se compone del cable XLP, codos aislantes diseñados para media tensión y zapatas ponchables de calibre 2/0.



Ilustración 11 ipercompacta

Una vez completada la instalación de la unidad ipercompacta, inicia a la fase de derivación hacia los tableros principales de distribución, conocidos como tableros Aline. Estos tableros cumplen un rol esencial al proporcionar de manera controlada la energía al "Hospital Ángeles de Interlomas", con el propósito de evitar sobrecargas en los equipos de operación y en las salas de recuperación.

La siguiente etapa se enfoca en la instalación de la planta de emergencia y en su preparación para su operación. En primer lugar, se procede a la descarga del equipo de medición del motor de emergencia. Debido al considerable peso del gabinete, se requiere el uso de una grúa para llevar a cabo esta maniobra, ya que las dimensiones y el peso del equipo hacen imposible una manipulación manual.

La operación de descarga lleva aproximadamente 4 horas, debido a las dimensiones considerables del equipo y a la necesidad de manipularlo con cuidado mientras se coloca en una estructura de metal con dimensiones específicas. Una vez que el equipo está en su lugar, se inicia la instalación del cable XLP de calibre 300. Estas dimensiones están diseñadas para soportar las cargas eléctricas provenientes de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que son transmitidas directamente desde la planta de energía al cuarto de máquinas y, posteriormente, a los transformadores.



Ilustración 12 Equipo de medición

Una vez que el equipo de medición ha sido instalado, se procede con los preparativos necesarios para la puesta en marcha de la planta de emergencia. Este proceso comienza con la instalación de las trayectorias de la charola tipo escalera fabricada en aluminio. Estas trayectorias tienen la función de guiar y proteger el cableado eléctrico. En este caso, las trayectorias de la charola conducen desde el transformador PGN hasta el motor que estará bajo el control de un sistema SCADA.

Una vez completada la instalación de las trayectorias, se procede a la creación de una plancha de concreto que servirá como base para el motor. Este motor, con un peso considerable de 4 toneladas, requiere una base sólida y estable para su ubicación. La plancha de concreto se construye con precisión para garantizar que el motor quede correctamente posicionado y asegurado.

El sistema SCADA mencionado previamente tiene la función de supervisar y controlar el funcionamiento del motor. Esto permite gestionar el motor de manera remota y eficiente, optimizando su rendimiento dentro del sistema de emergencia.

Para llevar a cabo esto, se realiza la instalación de la planta mediante el uso de una grúa, que la elevará hasta el segundo nivel donde se encuentra una placa de concreto. Una vez colocada sobre esta placa y acomodada correctamente, se procede a la fijación de la planta. Para lograrlo, se efectúan 16 abocardados con un radio de 3 pulgadas. Esta medida se toma con el objetivo de evitar que las vibraciones producidas por la planta puedan moverla. En caso de que se llegara a caer de la placa de concreto, esto podría ocasionar considerables daños debido a las dimensiones y el peso que la planta tiene.

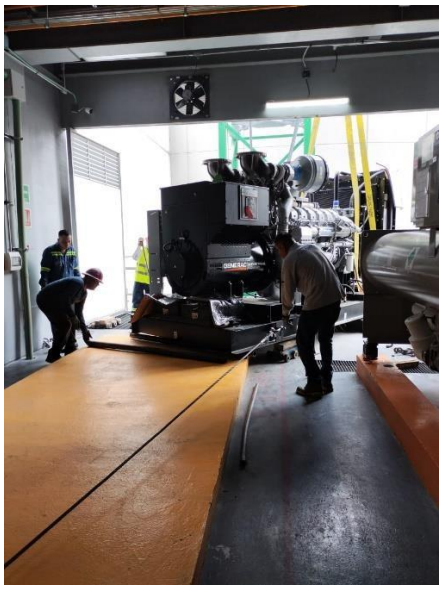

Ilustración 13 colocación de planta de emergencia

Una vez que la planta esté debidamente fijada, se inicia el proceso de configuración del tablero de paro de emergencia. Este procedimiento se lleva a cabo con el propósito de asegurar una presentación adecuada y una comprensión precisa para las futuras revisiones de mantenimiento.

Durante este procedimiento, se ordenarán y acomodarán meticulosamente los componentes en el tablero. Esto incluye la disposición de dispositivos de paro de emergencia, interruptores, relés y otros elementos esenciales. El objetivo principal es establecer una estructura clara y lógica que facilite la identificación de componentes, cables y conexiones para dejar una presentación adecuada y una comprensión precisa para las futuras revisiones de mantenimiento.



Ilustración 14 peinado de tablero de paro

Una vez terminada la instalación del tablero de paro de emergencia, se procede con la comunicación hacia la transferencia automática (PGN). En este punto, se instalarán interruptores termomagnéticos y se configurará la pantalla para establecer la comunicación con el sistema SCADA. Además, se llevará a cabo el cableado de corriente, el cual consiste en un cable THW de calibre 750. Este cableado seguirá una trayectoria hasta llegar a la transferencia automática, asegurando así una conexión adecuada.



Ilustración 15 comunicación

Ya se han realizado las conexiones y la transferencia hacia la planta de emergencia se inicia con el control de protección SCPT. Este sistema permite controlar local y remotamente la subestación, lo que posibilita emitir órdenes sobre los interruptores y secciones. Además, recoge las señales y transmite las alarmas que puedan producirse, mostrándolas junto con las medidas en tiempo real. Aparte de controlar la subestación, también brinda protección a las instalaciones ante posibles fallas o cortocircuitos, ya sea en los elementos de la subestación o en sus componentes.

Dependiendo de las necesidades que requiera la subestación pueden existir varios niveles de control cómo:

- operación local a nivel del propio equipo que se tiene dentro de ella
- operación remota este es desde el edificio de control y puede estar originada en el armario de control de la posición MULC esta es la unidad central de la subestación o el centro de control de la compañía.

El nivel de automatización se divide en cuatro niveles siendo los siguientes a continuación.

Nivel 1:

Este se encuentra en el campo. En este nivel, podemos ubicar el área específica donde se hallan los interruptores y los seccionadores. Estos equipos, por lo general, son responsables del control de cada uno de estos elementos. La operación y control en este nivel se puede llevar a cabo desde cada uno de los equipos o a través de los circuitos que los conforman, de acuerdo con la lógica de control y los enclavamientos de cada uno de los circuitos.

Nivel 2:

En la etapa actual de la subestación, se incorpora una RTU o una HMI local. En esta fase, se desempeñan funciones de control, supervisión y recopilación de datos para toda la subestación. Esta fase es esencial para lograr la integración de todos los dispositivos inteligentes en una RTU (Unidad Terminal Remota, por sus siglas en inglés), la cual a su vez se encuentra alojada en una única HMI (Interfaz de Máquina Humano, por sus siglas en inglés).

Dentro de este sistema de control, las operaciones se llevan a cabo mediante la implementación de la HMI local. La gestión y seguridad de las maniobras que se realizan están salvaguardadas bajo la supervisión de los operadores y supervisores de la HMI local. También podemos obtener información general de cada uno de los IED´s hoy esta información es:

- estado de operación de los equipos de campo como interruptores y seccionadores.
- valores de medición (hoy tensión, Corrientes y potencias).
- valores de temperatura de los motores.

Nivel 3:

esta es la fase de centro de control SCADA, en esta fase se concentra en la información de las RTU que se implementaron dentro del proyecto es primordial el medio de comunicación establecido en el centro del control de las RTU de la subestación pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada en esta faceta, esta faceta es la más importante debido a qué si los niveles inferiores fueron realizados adecuadamente no hoy será necesario la implementación de un supervisor por estación bastaría con una cuadrilla que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia.

En la planta, se emplea el protocolo de comunicación DNP, específicamente en su versión 3.0, el cual fue desarrollado por Westronic. En la actualidad, este protocolo es un sistema moderno, abierto, inteligente, robusto y eficiente. Tiene la capacidad de solicitar y responder múltiples tipos de datos en un único mensaje, además de segmentar mensajes en varias fases para asegurar una detección eficaz y la recuperación de errores. También puede combinar varios datos en una única respuesta, asignando múltiples elementos de datos que pueden ser solicitados periódicamente en función de su prioridad.

Este protocolo responde sin requerir solicitudes previas gracias a la sincronización de tiempo mediante un formato estándar. Esto facilita diversas operaciones tanto punto a punto como hacia el maestro. Además, el protocolo permite definiciones por parte del usuario, lo que incluye transferencias de archivos seleccionados.

Estas pruebas se derivan en capas y aun así se asemejan a uno de 7 capas de la OSI (Open System Interconnection, o en español, Interconexión de Sistemas Abiertos), a un estándar simplificado de 3 capas que propone el IEC (Comisión Internacional de Electrotecnia) para una implementación más básica.

La estructuración de las faces o niveles sigue un esquema:

- Los mensajes que manda a los niveles son denominados fragmentos y el tamaño no debe de exceder los 2048 bytes.
- Los mensajes a nivel de transporte son denominados segmentos
- Los mensajes a nivel de enlaces son llamados tramas y el tamaño de una trama DNP3 es de 292 bytes.

Cuando se transmiten los datos sufren modificaciones al pasar por diferentes etapas estas son:

- Los datos se encapsulan en fragmentos a nivel de aplicación
- En el nivel de transporte este se encarga de adaptar los fragmentos para poder encapsularlos en tramas (en el nivel de enlace), para ello se secciona el mensaje del nivel de aplicación si es necesario y se les agregan la cabecera de transporte, formados de este modo los segmentos.
- En el nivel de enlace, los segmentos recibidos del nivel de transportes son empaquetados en tramas, para lo cual se les añade estos una cabecera de enlace y además cada 16 bytes se encuentra un CRC de 2 bytes.

Una ves que se recibieron los datos las transformaciones se hacen:

- El nivel de enlace se encarga de extraer las tramas recibidas y estos segmentos son pasados al nivel de transporte
- El nivel de transporte lee la cabecera de los segmentos que se reciben del nivel de enlace, y son la información obtenida se extrae y compone los fragmentos que serán pasados al nivel de aplicación.
- En el nivel de aplicación los fragmentos son analizados y los datos se procesan según el modelo de los objetivos definidos por las especificaciones del estándar.

La arquitectura del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) emplea funciones de medición, protección y control en una serie de elementos basados en tecnología digital. Su característica esencial radica en la comunicación entre equipos, los cuales son capaces de intercambiar señales de medición y órdenes entre sí.

Este proceso se logra mediante el uso de un controlador ubicado en la subestación. Todos los equipos se comunican entre sí bajo el protocolo DNP3. Este controlador tiene la capacidad de facilitar la comunicación entre la red local y otras redes compuestas. Además, establece conexiones con los equipos interconectados a través del SCADA central, donde se gestiona y supervisa toda la operación de la subestación.

Dentro del control encontramos 8 servidores y 2 switch los cuales cumplen las siguientes funciones:

Los servidores de aplicación se componen de dos unidades, IAS1 e IAS2, y desempeñan un papel fundamental al ejecutar diversas aplicaciones que conforman los sistemas. Su función principal radica en recopilar información del campo y transmitirla a las consolas de operación e ingeniería. Cada uno de estos servidores opera en un sistema operativo específico.

Las consolas de operación se dividen en tres: OP1, OP2 y OP3. Estas consolas son responsables de mostrar la interfaz del sistema SCADA en el sistema operativo propio de cada consola.

La consola de ingeniería desempeña un papel crucial al permitir la configuración de diferentes aspectos dentro de la plataforma. Además, el repositorio de la galaxia actúa como el servidor central donde se almacenan los datos globales relacionados con la planta.

En cuanto a los switches, son dispositivos de interconexión en las redes informáticas. Estos switches cuentan con puertos combinados que aceptan conexiones tanto de cables UTP como de fibra.

Elemento	Cantidad	Observaciones
Gabinete NEMA 12	1	
Unidad Terminal Remota	2	
Conversor de medio. RJ45 a Fibra óptica multi-modo	2	
Conversor de medio. RJ45 a fibra óptica mono-modo	2	
Switch de comunicación Capa 3	2	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Aplicación	2	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Operación	3	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Ingeniería	1	Existente y ubicado en centro de control principal

Ilustración 16 listado de elementos de hardware

Servidor de Repositorio de Galaxia	1	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidor de Historia	1	Existente y ubicado en centro de control principal
Relés de protección de Alimentador	16	
Relés de protección de motor	12	

Ilustración 17 listado de elementos de hardware

Como se puede apreciar se requiere un gabinete nema con las medidas 12 800 X 800 X 2000 con acceso delantero y acceso trasero.

Para el control se utilizan 2 unidades remotas con las siguientes especificaciones

- hoy capacidad de operar un sistema rotundamente a través de las redes de fibras ópticas o entre 2 RTUs
- cada RTU debe tener un proceso con tarjeta de alimentación de 18 a 160 VDC
- cada RTU de verdad de tener una capacidad de monitoreo o un número de entradas y salidas digitales y analógicas de todos los componentes de la subestación eléctrica
- cada RTU deberá contar con capacidad para ejecutar algoritmos de control
- y cada RTU deberá incluir un canal de comunicación por fibra óptica para comunicación hacia la estación muestra configurada para el protocolo DNP 3
- cada día RTU deberá incluir una tarjeta de comunicación serial RS 232 o RS-485 con 8 puertos configurables para el protocolo DNP 3 este es un modelo recomendado

El controlador que sugirió ocupar es el SCD5200 compuesto por los elementos registrados

Elemento	Referencia	Cantidad
Chasis con espacio para 10 tarjetas.	SY-2003092	1
Tarjeta procesador/fuente (CPU) SCD5200	SY-0399152	2
Tarjeta de comunicación serial con 8 puertos SCD5200	SY-0399132	4
Espacio en blanco	SY-0399138	6

Ilustración 18 Conjunto de referencias para el RTU

Los switches requeridos para conformar la red se encuentran operativos dentro del sistema que cumple con las siguientes características

- hola switch gigabit ethernet administrable para el uso industrial en ambientes hostiles este está previsto de mínimo 16 puertos gigabytes, todos con SFPS incorporados que permite operar con conectividad 10/100 /1000 RJ-45 o fibra óptica
- software layer 3
- una fuente de alimentación interna redundante y su tensión debe de ser de 125 VDC

Los servidores que se requerían para conformar el sistema es cada que se encuentra operativo cumple con las siguientes especificaciones.

2 procesadores Intel Xeon a 3 GHZ/2 MB cache, hola a 800 MHz, 2 discos duros de 500 GB un controlador RAID 5 de 6 canales, un adaptador de red gigabit para cobre 3 x pro de 1000 mt, una unidad de 24 x IDE CD-RW/DVD ROM para servidor power Edge y una licencia de sistema operativo de Windows, y una tensión de alimentación de 100-24 V ac 50 a 60 Hz

Los relés de protección de motor deben de cumplir las siguientes especificaciones:

- Relé de protección inteligente habilitado para protección de motor
- entradas de corriente trifásicas de 5 A
- hoy entrada de corriente de Tierra 5 A
- entrada para medición de voltaje y habilitación para protección por voltaje.
- Puerta de comunicación serial RS-485 de 2 hilos con configuración para protocolo DNP 3 ubicado en la parte posterior del relé
- puerto de configuración USB
- tensión de alimentación 125 VDC



Ilustración 19 Relé de protección

para la comunicación con el SCADA, en los IEDs para protección del motor y del circuito se deben de configurar los siguientes puntos

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL (AI, DI, DO, ACCUM)	DNP OBJECT	VARIATION	DNP INDEX	PARAMETER
Relay_MCC Alarm	Relay_4.16kV MCC Common Alarm	D.I	1	2	0	Trip Status 1
Relay_PCS ON/OFF	Relay_4.16kV PCS ON/OFF Status	D.I	1	2	1	C.Input 3
Relay_Run Status	Relay_4.16kV Run Status	D.I	1	2	2	C.Input 1
Relay_MPR Relay Alm	Relay_4.16kV MPR Relay Alm	D.I	1	2	3	Alarm Status 1
Relay_CB Open	Relay_4.16kV Motor C. B. Open	D.I	1	2	4	Br. Status Open
Relay_CB Closed	Relay_4.16kV Motor C.B. Closed	D.I	1	2	5	Br. Status Closed
Relay_MTR Wind Alm	Relay_4.16kV PCS Motor Winding High Temp	D.I.	1	2	6	C.Input 9
Relay_VAHH Alm	Relay_4.16kV PCS Vibration Alarm/Trip	D.I.	1	2	7	C.Input 5
Relay_LAL Alm	Relay_4.16kV PCS Low level Alarm/Trip	D.I.	1	2	8	C.Input 6
Relay_RTD 1 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 1 Alarm	D.I.	1	2	9	T. Alarm OP
Relay_RTD 2 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 2 Alarm	D.I.	1	2	10	T. Alarm OP
Relay_RTD 3 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 3 Alarm	D.I.	1	2	11	T. Alarm OP
Relay_RTD 4 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 4 Alarm	D.I.	1	2	12	T. Alarm OP
Relay_RTD 5 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 5 Alarm	D.I.	1	2	13	T. Alarm OP
Relay_RTD 6 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 6 Alarm	D.I.	1	2	14	T. Alarm OP
Relay_RTD 7 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 7 Alarm	D.I.	1	2	15	T. Alarm OP
Relay_RTD 8 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 8 Alarm	D.I.	1	2	16	T. Alarm OP
Relay_RTD 9 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 9 Alarm	D.I.	1	2	17	T. Alarm OP
Relay_RTD 10 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 10 Alarm	D.I.	1	2	18	T. Alarm OP
Relay_Phase A Curr	Relay_4.16kV Motor Phase A Current (A)	A.I.	30	0	0	Phase A Curr.
Relay_ Phase B Curr	Relay_4.16kV Motor Phase B Current (A)	A.I.	30	0	1	Phase B Curr.
Relay_Phase C Curr	Relay_4.16kV Motor Phase C Current (A)	A.I.	30	0	2	Phase C Curr.
Relay_Neutral Curr	Relay_4.16kV Motor Neutral Current (A)	A.I.	30	0	3	Neutral Curr.
Relay_Ground Curr	Relay_4.16kV Motor Ground Current (A)	A.I.	30	0	4	Ground Curr.
Relay_Phase A Vol	Relay_4.16kV Motor Phase A Voltage (V)	A.I.	30	0	5	Vab
Relay_Phase B Vol	Relay_4.16kV Motor Phase B Voltage (V)	A.I.	30	0	6	Vbc
Relay_Phase C Vol	Relay_4.16kV Motor Phase C Voltage (V)	A.I.	30	0	7	Vca
Relay_PF	Relay_4.16kV Motor Power Factor	A.I.	30	0	8	Power Factor
Relay_P	Relay_4.16kV Motor Active Power	A.I.	30	0	9	Real Power (KW)
Relay_Q	Relay_4.16kV Motor Reactive Power	A.I.	30	0	10	Reactive Power (kvar)
Relay_AE	Relay_4.16kV Motor Active Energy	A.I.	30	0	11	Positive Watthours
Relay_RE	Relay_4.16kV Motor Reactive Energy	A.I.	30	0	12	Positive Varhours
Relay_S	Relay_4.16kV Motor Apparent Power	A.I.	30	0	13	Apparent Power
Relay_PCS Stop	Relay_4.16kV PCS Stop Command	D.O.	12	4	0	V.Input 1 On
Relay_PCS Start	Relay_4.16kV PCS Start Command	D.O.	12	4	1	V.Input 2 On
Relay_PCS Restart	Relay_4.16kV PCS restart	D.O.	12	4	2	V.Input 3 On

Ilustración 20 Comunicaciones DNP IED GE-339

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL (AI, DI, DO, ACCUM)	DNP OBJECT	VARIATION	DNP INDEX	PARAMETER
Relay_CB Open	Relay_4.16kV Feeder Relay C. B. Status Open	D.I	1	2	0	C.Input 1 Off
Relay_CB Closed	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Status Closed	D.I	1	2	1	C.Input 1 On
Relay_CB draw-out	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Drawn-Out Position	D.I	1	2	2	C.Input 2 On
Relay_Aux Alarm	Relay_4.16kV Feeder Relay Trip R1 Coil OPEN	D.I	1	2	3	R1 Coil M. Alarm
Relay_Pre-Alarm	Relay_4.16kV Feeder Relay Any Alarm	D.I	1	2	4	Any Alarm
Relay_Relays Fault	Relay_4.16kV Feeder Relay Any Trip	D.I	1	2	5	Any Trip
Relay_TT Sent	Relay_4.16kV Feeder Relay Transfer Trip signal sent	D.I	1	2	6	Logic Element 6 Op
Relay_TT Receive	Relay_4.16kV Feeder Relay Transfer Trip signal received	D.I	1	2	7	Logic Element 3 Op
Relay_Spare_1	Relay_4.16kV Feeder Relay Spare Signal_01	D.I.	1	2	8	C.Input 4 On
Relay_Phase A Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase A Current (A)	A.I.	30	0	0	Phase A Curr.
Relay_ Phase B Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase B Current (A)	A.I.	30	0	1	Phase B Curr.
Relay_Phase C Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase C Current (A)	A.I.	30	0	2	Phase C Curr.
Relay_Neutral Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Neutral Current (A)	A.I.	30	0	3	Neutral Curr.
Relay_Ground Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Ground Current (A)	A.I.	30	0	4	Ground Curr.
Relay_Phase A-B Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase A-B Voltage (V)	A.I.	30	0	5	Vab
Relay_Phase B-C Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase B-C Voltage (V)	A.I.	30	0	6	Vbc
Relay_Phase C-A Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase C-A Voltage (V)	A.I.	30	0	7	Vca
Relay_PF	Relay_4.16kV Feeder Relay Power factor	A.I.	30	0	8	Power Factor
Relay_P	Relay_4.16kV Feeder Relay Active Power	A.I.	30	0	9	Real Power (KW)
Relay_Q	Relay_4.16kV Feeder Relay Reactive Power	A.I.	30	0	10	Reactive Power (kvar)
Relay_AE	Relay_4.16kV Feeder Relay Active Energy	A.I.	30	0	11	Positive Watthours
Relay_RE	Relay_4.16kV Feeder Relay Reactive Energy	A.I.	30	0	12	Positive Varhours
Relay_S	Relay_4.16kV Feeder Relay Apparent Power	A.I.	30	0	13	Apparent Power
Relay_CB Closing	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Closing Command	D.O.	12	4	0	FC: Close Breaker
Relay_CB Opening	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Opening Command	D.O.	12	4	1	FC: Open Breaker
Relay_CB_DO_1	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. DO spare signal 01	D.O.	12	4	2	V.Input 1 On

Ilustración 21 Comunicaciones DNP IED GE-350

Se deberá establecer comunicación con el relé en el menú de set points communications así el protocolo se ajustará a los parámetros. Configuración será para el IDES GE-339

Save Restore Default

SETTING	PARAMETER
DNP Address	6
DNP TCP/UDP Port Number	20000
DNP General Channel 1 Port	None
DNP General Channel 2 Port	None
DNP Time Sync IIN Period	3 min
DNP Message Fragment Size	240
DNP TCP Connection Timeout	120 s

Ilustración 22 configuración DNP general GE-339

Save | Restore | Default

SETTING	PARAMETER
Binary Input Point 0 Entry	Any Alarm
Binary Input Point 1 Entry	Contact Input 3 On
Binary Input Point 2 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 3 Entry	Logic Element 16 OP
Binary Input Point 4 Entry	Contact Input 2 On
Binary Input Point 5 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 6 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 7 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 8 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 9 Entry	RTD 1 Alarm OP
Binary Input Point 10 Entry	RTD 2 Alarm OP
Binary Input Point 11 Entry	RTD 3 Alarm OP
Binary Input Point 12 Entry	RTD 4 Alarm OP
Binary Input Point 13 Entry	RTD 5 Alarm OP
Binary Input Point 14 Entry	RTD 6 Alarm OP
Binary Input Point 15 Entry	RTD 7 Alarm OP
Binary Input Point 16 Entry	RTD 8 Alarm OP
Binary Input Point 17 Entry	RTD 9 Alarm OP
Binary Input Point 18 Entry	RTD 10 Alarm OP
Binary Input Point 19 Entry	Logic Element 4 OP
Binary Input Point 20 Entry	Off
Binary Input Point 21 Entry	Off
Binary Input Point 22 Entry	Off

Ilustración 23 configuración Binary inpus GE-339

Hoy ya que se cargaron los parámetros se hoy comienza con hoy la configuración analógica del IDE GE-339 es de suma importancia tener los parámetros correctamente ya que sí un parámetro está mal el funcionamiento de la planta puede peligrar.

Save | Restore | Default

SETTING	PARAMETER
Analog Input Point 0 Entry	Phase A Current
Analog Input Point 0 Scale Factor	/1
Analog Input Point 0 Deadband	2
Analog Input Point 1 Entry	Phase B Current
Analog Input Point 1 Scale Factor	/1
Analog Input Point 1 Deadband	2
Analog Input Point 2 Entry	Phase C Current
Analog Input Point 2 Scale Factor	/1
Analog Input Point 2 Deadband	2
Analog Input Point 3 Entry	Neutral Current
Analog Input Point 3 Scale Factor	/1
Analog Input Point 3 Deadband	1
Analog Input Point 4 Entry	Ground Current
Analog Input Point 4 Scale Factor	/1
Analog Input Point 4 Deadband	1
Analog Input Point 5 Entry	Vab
Analog Input Point 5 Scale Factor	/1
Analog Input Point 5 Deadband	208
Analog Input Point 6 Entry	Vbc
Analog Input Point 6 Scale Factor	/1
Analog Input Point 6 Deadband	208
Analog Input Point 7 Entry	Vca
Analog Input Point 7 Scale Factor	/1
Analog Input Point 7 Deadband	208
Analog Input Point 8 Entry	Power Factor
Analog Input Point 8 Scale Factor	/0.01
Analog Input Point 8 Deadband	5
Analog Input Point 9 Entry	Real Power (kW)
Analog Input Point 9 Scale Factor	/1
Analog Input Point 9 Deadband	14
Analog Input Point 10 Entry	Reactive Power (kvar)
Analog Input Point 10 Scale Factor	/1
Analog Input Point 10 Deadband	14
Analog Input Point 11 Entry	Positive Watthours
Analog Input Point 11 Scale Factor	/1
Analog Input Point 11 Deadband	14
Analog Input Point 12 Entry	Positive Varhours
Analog Input Point 12 Scale Factor	/1
Analog Input Point 12 Deadband	14
Analog Input Point 13 Entry	Apparent Power (kVA)
Analog Input Point 13 Scale Factor	/1
Analog Input Point 13 Deadband	14
Analog Input Point 14 Entry	Disabled

Ilustración 24 configuración analógica GE-339

ahora se configurará el DNP de los IEDs GE-350 para establecer comunicación con el relé en el menú setpoints communication.

Save | Restore | Default

SETTING	PARAMETER
DNP Address	5
DNP TCP/UDP Port Number	20000
DNP General Channel 1 Port	None
DNP General Channel 2 Port	None
DNP Time Sync IIN Period	3 min
DNP Message Fragment Size	240
DNP TCP Connection Timeout	120 s

Ilustración 25 Configuración general del GE-350

Save Restore Default

SETTING	PARAMETER
DNP Unsolicited Response Function	Disabled
DNP Unsolicited Response Timeout	5 s
DNP Unsolicited Response Max Retries	10
DNP Unsolicited Response Dest Addr	1

Ilustración 26 Configuración DNP Unsolicited GE-350

Save Restore Default

SETTING	PARAMETER
DNP Object 1	2
DNP Object 2	2
DNP Object 20	1
DNP Object 21	1
DNP Object 22	1
DNP Object 23	1
DNP Object 30	1
DNP Object 32	1

Ilustración 27 Configuración del default G-350

Ya agregados todos los parámetros mencionados se configurará en el menú de set points dentro del protocolo

Save Restore Default

SETTING	PARAMETER
Binary Input Point 0 Entry	Contact Input 1 Off
Binary Input Point 1 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 2 Entry	Contact Input 2 On
Binary Input Point 3 Entry	R1 Coil Monitor Alarm OP
Binary Input Point 4 Entry	Any Alarm
Binary Input Point 5 Entry	Any Trip
Binary Input Point 6 Entry	Logic Element 6 OP
Binary Input Point 7 Entry	Logic Element 3 OP
Binary Input Point 8 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 9 Entry	Logic Element 4 OP
Binary Input Point 10 Entry	Off
Binary Input Point 11 Entry	Off
Binary Input Point 12 Entry	Off
Binary Input Point 13 Entry	Off
Binary Input Point 14 Entry	Off
Binary Input Point 15 Entry	Off

Ilustración 28 configuración Binary del GE-350

Save | Restore | Default

SETTING	PARAMETER
Analog Input Point 0 Entry	Phase A Current
Analog Input Point 0 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 0 Deadband	1
Analog Input Point 1 Entry	Phase B Current
Analog Input Point 1 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 1 Deadband	1
Analog Input Point 2 Entry	Phase C Current
Analog Input Point 2 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 2 Deadband	1
Analog Input Point 3 Entry	Neutral Current
Analog Input Point 3 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 3 Deadband	1
Analog Input Point 4 Entry	Ground Current
Analog Input Point 4 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 4 Deadband	1
Analog Input Point 5 Entry	Vab
Analog Input Point 5 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 5 Deadband	1
Analog Input Point 6 Entry	Vbc
Analog Input Point 6 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 6 Deadband	1
Analog Input Point 7 Entry	Vca
Analog Input Point 7 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 7 Deadband	1
Analog Input Point 8 Entry	Power Factor
Analog Input Point 8 Scale Factor	/ 0.01
Analog Input Point 8 Deadband	1
Analog Input Point 9 Entry	Real Power (kW)
Analog Input Point 9 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 9 Deadband	1
Analog Input Point 10 Entry	Reactive Power (kvar)
Analog Input Point 10 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 10 Deadband	1
Analog Input Point 11 Entry	Positive Watthours
Analog Input Point 11 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 11 Deadband	1
Analog Input Point 12 Entry	Positive Varhours
Analog Input Point 12 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 12 Deadband	1
Analog Input Point 13 Entry	Apparent Power (kVA)
Analog Input Point 13 Scale Factor	/ 1
Analog Input Point 13 Deadband	1
Analog Input Point 14 Entry	Disabled
Analog Input Point 15 Entry	Disabled
Analog Input Point 16 Entry	Disabled

Ilustración 29 configuración de analógicas GE-350

Ya terminado de configurarlos GE se comienza la configuración de los puntos de NP 3 en las RTU s hoy para la integración con el SCADA se utilizará el software system configurator para la configuración.

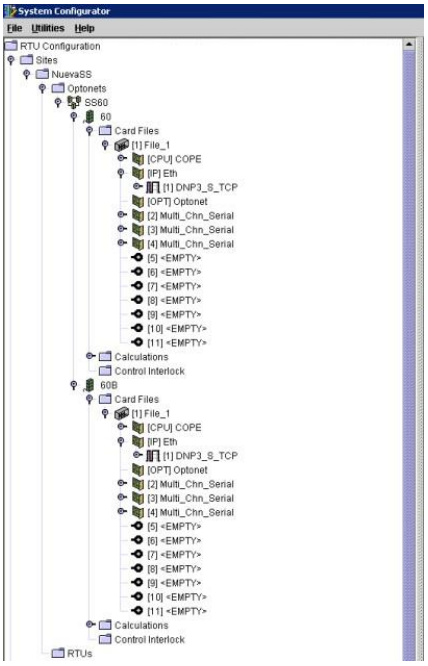

Ilustración 30 Vista de árbol de configuración

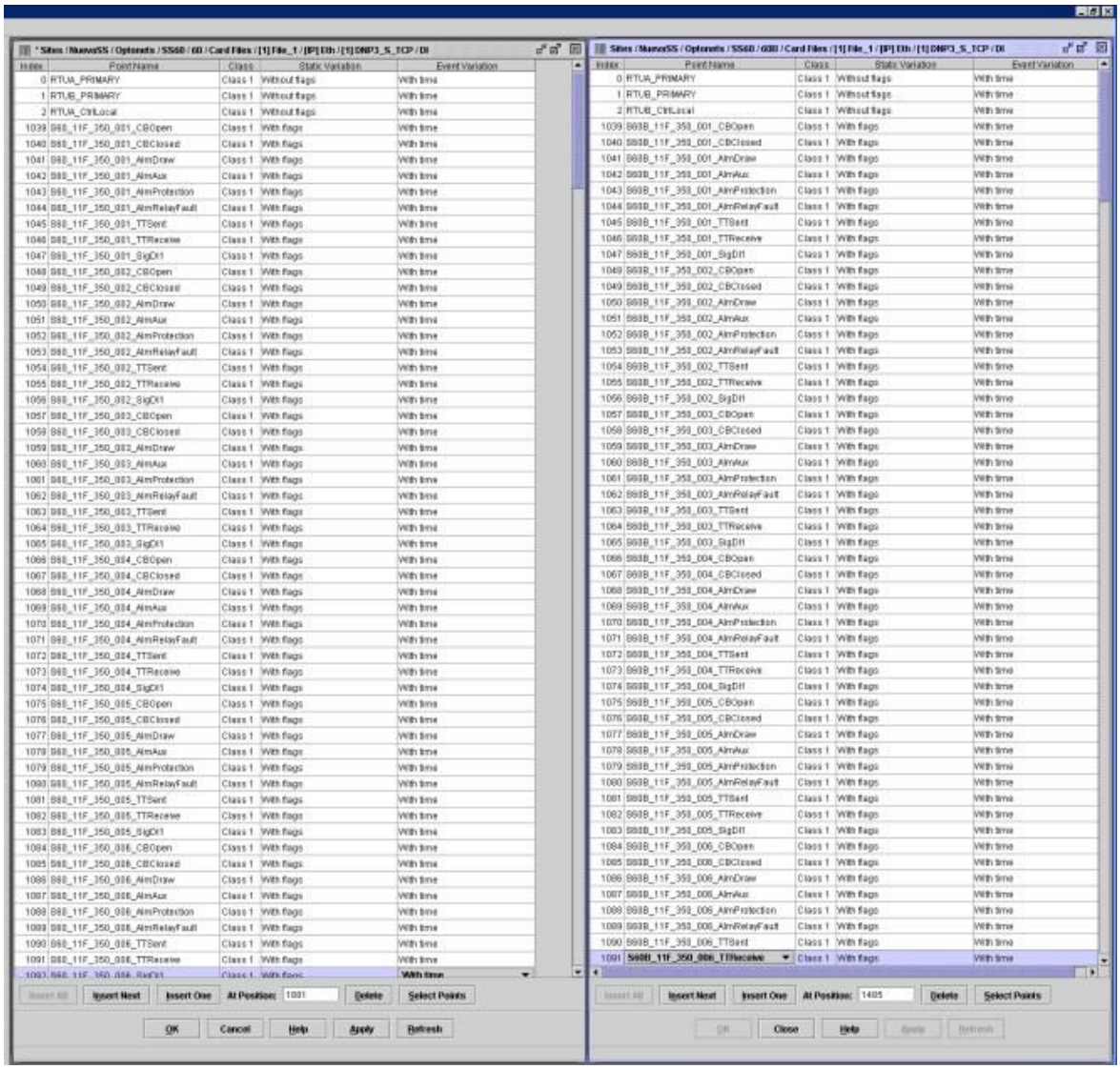

Ilustración 31 Lista de puntos

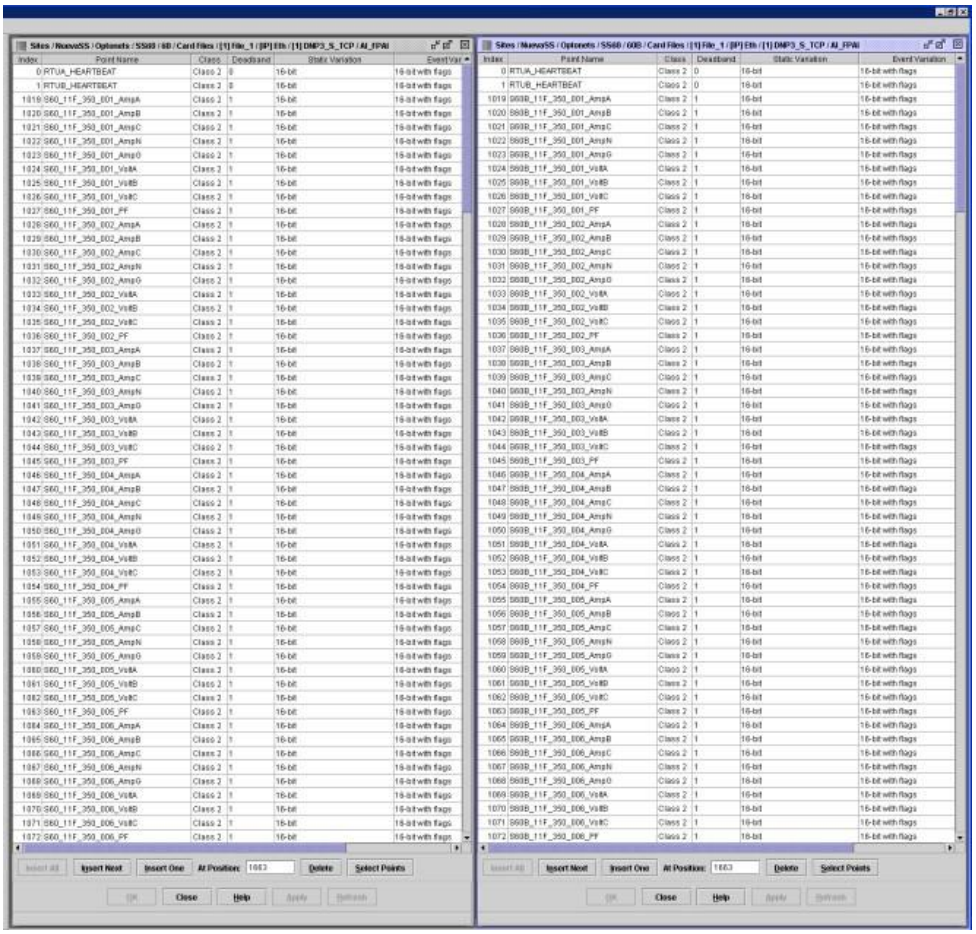

Ilustración 32 Lista de puntos

Una vez realizadas todas las configuraciones hoy se comienza a trabajar con el software Galaxia y en ella se crean todos los hoy objetos hoy que incluyen el sistema, en este se crean todos los servidores que son parte del sistema y la configuración entre ellos.



Ilustración 33 Vista de los servidores

Se debe de agregar una ventana para la supervisión del s/e-60 en la cual se visualiza en los interruptores que tienen que realizar mandos remotos de apertura o cierre.

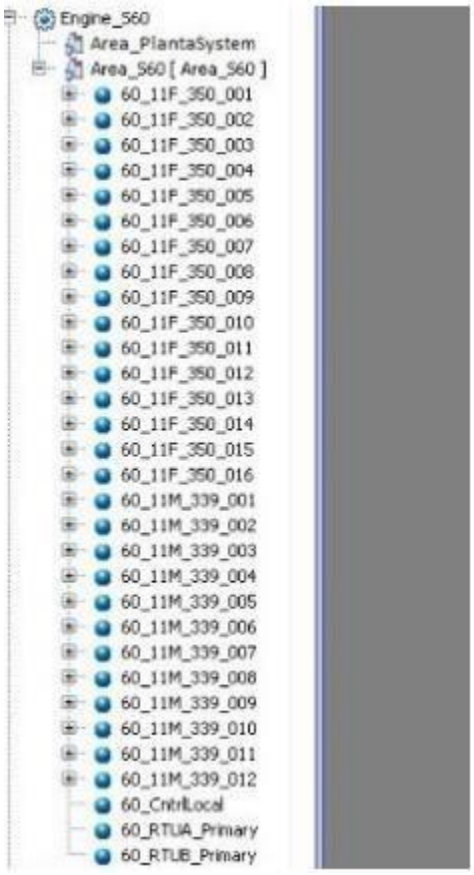

Ilustración 34 configuración de la SE-60

Ya configurados todos los relés Galaxy se debe de configurar para todo tipo de reglas para la protección del motor y la alimentación, también se plantean formatos de visualización requeridos para las ventanas de los relés de protección.



Ilustración 35 Ventana de supervisión

Una vez finalizadas las ventanas de visualización de cada relé, se procede a iniciar las pruebas de la planta de emergencia con el fin de garantizar una correcta conexión y calibración del programa. Hoy, tras haberse calibrado el programa y completado sus escaneos, se da luz verde al arranque de la planta.

El proceso de arranque comienza con la interrupción del suministro proveniente de la receptora que pertenece a CFE. El objetivo de esta acción es evaluar si el programa cumple con los parámetros establecidos previamente. Una vez que se han verificado y cumplido estos parámetros, se procede a reconectar la receptora, y el motor de la planta entra en un estado de hibernación. En este estado, el motor permanecerá hasta que vuelva a producirse un corte en el suministro de CFE, momento en el cual la planta volverá a activarse automáticamente

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

Anteriormente, en este proyecto, se contaban con elementos que resultaban innecesarios para el "Hospital Ángeles de Interlomas". En el proyecto anterior, se habían contemplado más áreas de rehabilitación y cuidado, incluso una zona de baños amplios. Sin embargo, en el proyecto actual, hubo un choque con el enfoque anterior, ya que este último se centraba más en el rendimiento de los equipos y en su eficiencia durante momentos de emergencia, como se mencionó en los pasos anteriores. Estas emergencias podrían ser desastres naturales o problemas con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Además, el proyecto actual promovía la implementación de un sistema SCADA, algo que no estaba considerado previamente.

La implementación del sistema SCADA trajo consigo una reducción del 50% en los gastos de la subestación del hospital. Este sistema no requiere de muchas personas para su supervisión; en su mayoría, solo se necesita una cuadrilla en caso de alguna emergencia, como un motor que deje de funcionar o un cable dañado. El ahorro en gastos es significativo, y el funcionamiento de la planta de emergencia se vuelve más eficiente con la ayuda del SCADA. Este sistema detecta automáticamente los cortes de energía, y los motores entran en ciclos para mantener el hospital autosuficiente durante el tiempo necesario. Los motores funcionan en rondas de 2, y después de cada ronda, entran en un estado de hibernación para reabastecerse de combustible y estar listos para las siguientes rondas.

CONCLUSIONES

En conclusión, este proyecto tiene un impacto muy positivo en la supervisión de equipos con tareas específicas, similar a un sondeo de los componentes involucrados en el proceso de una subestación. Esta metodología facilita la detección de posibles fallas y problemas en dichos componentes. Los escaneos proporcionan información precisa sobre cualquier daño en elementos clave como relés y transformadores, lo que resulta en una mayor eficiencia para el equipo de supervisión encargado de las reparaciones y el mantenimiento.

Además de la mejora en la detección y resolución de fallas, este enfoque también contribuye a la reducción de gastos operativos. Al minimizar la necesidad de un mantenimiento constante y cambiar a un programa de mantenimiento periódico, se logra un ahorro significativo en comparación con los modelos tradicionales. En última instancia, el proyecto no solo garantiza una gestión más efectiva y proactiva de los equipos, sino que también optimiza los recursos financieros al disminuir los costos operativos y aumentar la disponibilidad y eficiencia general de la subestación,

OBJETIVOS EDUCACIONALES

Este proyecto ha tenido un impacto significativo en mi desarrollo profesional, ya que me ha permitido abordar y resolver desafíos inherentes a mi campo de estudio. A lo largo del proceso, he tenido la oportunidad de aplicar una variedad de principios de ingeniería, particularmente con relación al sistema SCADA. En este sistema, mi destreza en programación ha sido crucial para interpretar diagramas y establecer canales de comunicación efectivos entre los distintos departamentos involucrados.

La estructura del proyecto se ha diseñado con meticulosidad, lo que ha resaltado la importancia de mantener altos estándares éticos y profesionales. Como ingeniero, he comprendido la responsabilidad de abordar situaciones de impacto de manera ética y adecuada, lo que ha contribuido a fortalecer mi perspectiva en esta disciplina. Además, este proyecto me ha brindado la oportunidad de recopilar nueva información, enriqueciendo mi comprensión de la integridad del sistema SCADA y permitiéndome proponer mejoras sustanciales para optimizar su funcionamiento.

La ejecución efectiva del proyecto ha requerido un enfoque preciso en los procesos de instalación y ubicación. La colaboración entre distintas áreas, como arquitectura, ingeniería estructural e ingeniería civil, ha sido esencial para el éxito del proyecto de la subestación. Esta sinergia entre departamentos ha sido fundamental para alcanzar las metas establecidas en términos de rendimiento y plazos

FUENTES DE INFORMACIÓN

- Ministerio de Minas y Energía, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), 2013
- Rodríguez Penin, Sistemas SCADA, Segunda ed., Barcelona: MARCOMBO S.A.
- Pájaro Castro y M. Ruiz Pianeta, «Automatización de Redes Eléctricas de Distribución de Energía Eléctrica en Baja Tensión, Estado del Arte.,» Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena.
- Enríquez Harper, Gilberto, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, 2a ed., Limusa
- Castelló, Alonso Cristián, Simulación de interconexión de subestaciones: Entre barras de media tensión en planta, OEM

ANEXOS

DESARROLLADORA E INSTALACIONES ELECTRICAS S.A. DE C.V.

DIESA

San Martin, Estado de México a 14 de agosto del 2023.

Carta de Termino de Residencias Profesional.

Mtra. Anel Octubre González García
SUBDIRECTORA DE VINCULACIÓN
P R E S E N T E

Por medio de la presente, hacemos constar que el alumno **C. EDUARDO CUAUTLE VALDEZ,** con número 201910290 quien cursa la carrera de **INGENIERÍA MECATRÓNICA** concluyo las Residencias Profesionales bajo los siguientes términos:

Institución: Desarrolladora e Instalaciones Eléctricas SA de CV.
Departamento: Desarrollo de Proyecto en Campo.
Nombre del jefe Inmediato: Arq. Andrés Salazar Mora.
Puesto del jefe Inmediato: Coordinador de Proyectos.
Teléfono Oficina: 55 71 59 03 29
Periodo Comprendido: del 12 de abril de 2023 al 14 de agosto de 2023.
Total de horas cubiertas: 500 horas.

Sin más por el momento, quedo de usted.

ATENTAMENTE.

Arq. Andrés Salazar Mora.
Coordinador de Proyectos.

DIESA

Avenida Quetzal Calle 2 Int 1, Ejidal San Isidro, Cuautitlán Izcalli, Estado de México
Tel. (0155) 71 59 - 03 29, web: www.diesamexico.com.mx.

DESARROLLADORA E INSTALACIONES ELECTRICAS S.A. DE C.V.

DIESA

San Martin, Estado de México a 09 de agosto del 2024.
Carta de Autorización de Residencias Profesionales.

Mtra. Anel Octubre González García
SUBDIRECTORA DE VINCULACIÓN
P R E S E N T E

Por medio de la presente, hacemos constar que el alumno **C. EDUARDO CUAUTLE VALDEZ,** con número 201910290 quien cursa la carrera de **INGENIERÍA MECATRÓNICA** con la especialidad de **AUTOMATIZACION DE PROCESOS**, del TECNOLÓGICO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE COACALCO, quien tras haber finalizado de manera satisfactoria sus residencias profesionales, cuenta con la autorización de continuar con su proceso de titulación.

Institución: Desarrolladora e Instalaciones Eléctricas SA de CV.
Departamento: Desarrollo de Proyecto en Campo.
Jefe Inmediato: Arquitecto. Andrés Salazar Mora.
Cargo: Coordinador de Proyectos.
Teléfono Oficina: 55 71 59 03 29
Periodo de Realización de Residencias:12 de abril de 2023 al 14 de agosto de 2023.
Total de horas cubiertas: 500 horas.

Sin otro motivo por mi parte, le deseo una buena semana y le mando un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Arq. Andrés Salazar Mora.
Coordinador de Proyectos.

DIESA

Avenida Quetzal Calle #2 Int. #1, Ejidal San Isidro, Cuautitlán Izcalli, Estado de México Tel. (0155) 71 59 - 03 29, web: www.diesamexico.com.mx.