



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO

Desarrollo de un sistema para el control y monitoreo de temperaturas de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas sobretemperaturas.

AUTOR

Arpi Déleg, Fausto Rubén

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN

TUTOR

Ing. Jessica Alexandra Marcatoma Tixi, Msc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

**Ing. Alicia Andrade Vera, Mgtr.
COORDINADORA DEL
PROGRAMA**

**Ing. Jessica Marcatoma Tixi, Msc.
TUTOR**

**Ing. Manuel Montaña Blacio, MSc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**

**Ing. Sendey Vera González, MSc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**

**Abg. María Rivera, MSc.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por Fausto Rubén Arpi Déleg, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Electrónica y Automatización.

TUTOR

Ing. Jessica Alexandra Marcatoma Tixi, Msc.

Santa Elena, 12 de julio de 2024.



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, Fausto Rubén Arpi Déleg

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Desarrollo de un sistema para el control y monitoreo de temperaturas de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas sobretensiones, previo a la obtención del título en Magíster en Electrónica y Automatización, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, 12 de julio de 2024

EL AUTOR

Fausto Arpi Déleg



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado Desarrollo de un sistema para el control y monitoreo de temperaturas de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas sobretensiones, presentado por el estudiante, Fausto Rubén Arpi Déleg fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 9%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

Tesis Fausto Arpi

9% Textos sospechosos

7% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

2% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: Tesis Fausto Arpi.docx ID del documento: a81f2a63f3545407c948259bdc58194194e6862a Tamaño del documento original: 9,38 MB	Depositante: JESSICA ALEXANDRA MARCATOMA TIXI Fecha de depósito: 12/7/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 12/7/2024	Número de palabras: 11.675 Número de caracteres: 77.881
--	--	--

TUTOR

Ing. Jessica Alexandra Marcatoma Tixi, Msc.

TUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, Fausto Rubén Arpi Déleg.

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de proyecto de titulación con componentes de investigación aplicada y/o de desarrollo con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este trabajo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

Santa Elena, 12 de julio de 2024

EL AUTOR

Fausto Arpi Déleg

AGRADECIMIENTO.

Quiero dedicar este espacio para expresar mi profundo agradecimiento a la Universidad Península de Santa Elena por ofrecerme la oportunidad de formarme académicamente y desarrollar esta investigación como parte de mi Maestría. La calidad de la educación recibida y el ambiente de aprendizaje que ofrece esta institución han sido fundamentales en mi crecimiento profesional.

A mi tutora de la Maestría, la Ing. Alexandra Marcatoma Tixi, quiero expresar mi más sincero agradecimiento por su constante orientación y su compromiso en el desarrollo del tema de investigación.

Además, quiero reconocer y agradecer el acompañamiento y la orientación del tutor designado por CELEC SUR, el Ingeniero Oswaldo Zhañay. Su experiencia en el campo y sus valiosos aportes han enriquecido significativamente este proyecto, permitiéndome abordar de manera más integral los aspectos técnicos y prácticos relacionados con mi investigación.

Fausto Rubén Arpi Déleg

DEDICATORIA

A Dios, mi Familia, mi Esposa y mis Niñas, y a mis amados Padres,

Mi gratitud a Dios, quien ha sido mi guía constante en este viaje académico y en cada paso de mi vida.

A mi familia, mi pilar más sólido y mi mayor bendición, les dedico este logro con todo mi corazón.

A mis preciosas niñas, ustedes son mi mayor inspiración y motivación para esforzarme cada día.

A mis padres Abelina y Antonio, gracias a ellos he logrado objetivos propuestos, sus sacrificios y perseverancias han sido mi guía y ejemplo en la búsqueda del conocimiento y ser mejor persona.

Con todo mi amor y agradecimiento,

Fausto Rubén Arpi Déleg

ÍNDICE GENERAL

TITULO	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
RESUMEN	XVII
ABSTRACT	XVIII
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	6
1.1. Revisión de literatura	6
1.2. Desarrollo teórico y conceptual	8
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	26
2.1. Contexto de la investigación	26
2.2. Diseño y alcance de la investigación	27
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	27
2.4. Población y muestra.....	27
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	27

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	28
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	29
3.1 Sistema de monitoreo de temperatura de transformadores de potencia.	29
3.2 Seguridad operativa y prevención de fallos.	29
3.3 Prolongación de la vida útil del transformador.	29
3.4 Eficiencia energética.	30
3.5 Cumplimiento normativo y regulaciones de seguridad.	30
3.6 Selección del Sensor de Temperatura.....	30
3.6.1 Termómetros de bulbo y capilar.	30
3.6.2 Termopares.	32
3.6.3 Fibra Óptica.	34
3.7 Criterios de selección del sensor adecuado para el transformador de Potencia.	35
3.8 Rangos de temperatura.	35
3.8.1 Rango de temperatura normal.....	36
3.8.2 Rango de temperatura en alarma.	36
3.9 Indicadores de temperatura del devanado.....	37
3.10 Indicador de la temperatura del aceite.	37
3.11 Sistema de Control y monitoreo.	37
3.12 Conexión con el PLC.	37
3.13 Unidad Central de Proceso.....	37
3.14 Configuración, instalación, comunicación y programación.	39
3.14.1 Instalación del Sensor de Temperatura.	39
3.14.2 Procedimientos para instalar el sensor de temperatura en transformador.	40
3.15 Configuración y calibración del sensor de Temperatura.	41
3.16 Adquisición de datos utilizado un PLC.....	42
3.16.1 Detector de temperatura resistivo PT100.....	43
3.16.2 SIMATIC S7-1200	46

3.16.3	Módulo de Señales SM1231 RTD.....	47
3.16.4	TÍA PORTAL.....	48
3.16.5	Lectura de Temperatura de Devanados del Transformador.....	49
3.16.6	Lectura de temperatura de Aceite del transformador.....	50
3.16.7	Control de Temperatura del transformador.....	51
3.16.8	Módulo de Comunicación.....	53
3.17	Estructura del sistema de Control.....	56
3.17.1	Interfaz de comunicaciones MODBUS.....	57
3.17.2	MOD BUS RS - 485.....	57
3.18	Análisis de Datos obtenidos.....	60
3.19	Pruebas y validación del sistema.....	61
	CONCLUSIONES	68
	RECOMENDACIONES	69
	REFERENCIAS	71
	ANEXOS A. HOJA DE DATOS ZT-F2.1 PT100.....	2
	ANEXOS B. HOJA DE DATOS S7 1200.....	3
	ANEXOS C. Módulo de señales SM 1231 RTD.....	4
	ANEXOS D. HOJA DE DATOS UNIDAD TERMINAL REMOTA D20/D20.	2
	ANEXOS E. Datos de Tomados Manualmente por operador.....	3
	ANEXO E.1. Datos de Temperatura U4 fecha 01/02/2024.	3
	ANEXO E.2. Datos de Temperatura U4 fecha 02/02/2024	4
	ANEXOS F. Anexo de Resultados,	5
	ANEXO F.1. Datos de SCADA POWER ON fecha 01/01/2024.	5
	ANEXO F.2 Datos de SCADA POWER ON fecha 02/02/2024.	5

ANEXO F.3 Datos de SCADA POWER ON fecha 02/02/2024, horas no consideradas.....	6
ANEXO F.4 GRAFICA de SCADA POWER ON.	7
ANEXO F.5 DESPLIEGUE GRAFICO de SCADA POWER ON.....	7
ANEXO F.6 Borneras en tablero de Registrados de temperaturas asignadas para Transformador.....	8
ANEXO G. Informe de Falla.	9
ANEXO G.1 Instrumentos de Temperatura dañados.	9
ANEXO G.2 Informe de Falla. Instrumentos Dañados.	10
ANEXO H. Diagrama de conexiones Sensor.....	11
ANEXO I. Hoja de Datos Modulo CM 1241.	12
ANEXO J. Comunicación RS -485.....	13

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características eléctricas del Transformador U4.....	24
Tabla 2: Características mecánicas del Transformador U4.	25
Tabla 3: Tipos de Termopares.	33
Tabla 4: Valores típicos de resistencia PT 100.....	41
Tabla 5: Tabla de umbrales de temperatura para operación de bombas.....	51
Tabla 6: Tabla pines conexión RS 485	55

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Transformador de potencia marca INUOVA 127-114 MVA.	11
Figura 2. Partes de un Transformador de Potencia Molino Fase AB.	13
Figura 3. Principio de funcionamiento de transformadores.....	14
Figura 4 : Bobinados del Transformador H1, H2, H3.....	15
Figura 5: Transformador de Potencia Paute Molino 13,8/138 kV 127 MVA.....	24
Figura 6. Instrumento de medición de temperatura	31
Figura 7. Instrumento de medición de temperatura.	32
Figura 8: Instrumento de medición de temperatura, sonda de termopar	32
Figura 9: Sonda de temperatura.....	34
Figura 10: Capilar de Sensor de Temperatura.....	36
Figura 11: Estructura de un PLC	39
Figura 12: Manual de montaje, funcionamiento del Transformador de Potencia.	40
Figura 13: Conexión del emisor de temperatura al indicador de agujas.	42
Figura 14: Conexión del emisor de temperatura al indicador de agujas	43
Figura 15: Montaje de sensores de Temperatura en Transformador Unidad 4	44
Figura 16: Montaje de sensores de Temperatura en Transformador Unidad 4	45

Figura 17: Diagrama de Instalación de sensores RTD	46
Figura 18: Montaje de sensores RTD El ZT-F2.1	46
Figura 19: PLC SIMATIC S7-1200	47
Figura 20: Diagrama de cableado del SM 1231 AI 4 x RTD x 16bit, 3y 4 hilos.....	48
Figura 21: Instrucciones programadas en TIA Portal.....	49
Figura 22: Funciones, lectura de temperatura de devanados H1, H2, H3.	50
Figura 23: Lectura de aceite del transformador.....	50
Figura 24: Arranque de Bomba 2 para recirculación de aceite.	52
Figura 25: Señal de disparo de Unidad por sobrettemperatura 81°C.	52
Figura 26: Tarjeta WESDAC D20ME	53
Figura 27: Comunicación RS485	54
Figura 28: Comunicación RS485, Modulo 1241.....	55
Figura 29: Arquitectura del SCADA.....	57
Figura 30: RTU comunicación con servidores POWER ON	59
Figura 31: Interfaz HMI POWER ON.....	60
Figura 32: SARDOM, datos de temperatura de la U4.....	60
Figura 33: SARDOM, Grafica de datos de temperatura de la U4.....	61
Figura 34. Carta de control para la media de Temperatura (Recolección Manual).....	62
Figura 35: Carta de control para los rangos de Temperatura (Recolección Manual)....	63
Figura 36: Carta de control para la media de Temperatura (Recolección con el sistema SCADA).....	64
Figura 37: Carta de control para el rango de Temperatura (Recolección con el sistema SCADA).....	65
Figura 38: Carta de control mixta para la Temperatura (Recolección manual).	66

Figura 39: Carta de control mixta para la Temperatura (Recolección con el sistema SCADA)..... 67

RESUMEN

La seguridad en los transformadores y subestaciones es un aspecto importante a evaluar sobre todo cuando una falla puede desencadenar daños a trabajadores, el estudio tiene como finalidad proponer un sistema de monitoreo de temperatura en línea del Transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas causadas por sobre temperaturas, mediante un sistema de interpretación de datos (SCADA) con soporte en una metodología cuantitativa cuya variable central es la Temperatura recolectada de transformadores de potencia de la central Hidroeléctrica Paute mediante bitácora y uso de dos lecturas de la variable, la primera un sistema de recolección manual y la segunda un reporte del sistema de automatización; los datos hallados permitieron la comparación de cartas de control para la media en los dos sistemas de recolección, el intervalo de variación se ajusta de mejor manera con el sistema SCADA cuyo reporte indica que la Temperatura está entre 54.17 y 59.20°C. En conclusión, la Central Hidroeléctrica de momento no presenta alarmas de fallo por sobrecalentamiento de los transformadores, pero demanda de un seguimiento constante que ayude a prevenir problemas a futuro.

Palabras claves: Temperatura, Cartas de Control, Transformador, Scada, Power on, PLC sim S 7200, RTU

ABSTRACT

Safety in transformers and substations is an important aspect to evaluate, especially when a failure can trigger damage to workers. The purpose of the study is to propose an online temperature monitoring system for the Power Transformer, for the diagnosis and early detection of failures. caused by over temperatures, through a data interpretation system (SCADA) supported by a quantitative methodology whose central variable is the Temperature collected from transformers of the Paute Hydroelectric plant through a log and use of two readings of the variable, the first a manual collection system and the second a report from the automation system; The data found allowed the comparison of control charts for the average in the two collection systems, the variation interval is better adjusted with the SCADA system whose report indicates that the Temperature is between 54.17 and 59.20°C. In conclusion, the Hydroelectric Power Plant currently does not present failure alarms due to overheating of the transformers but requires constant monitoring to help prevent future problems.

Keywords: Temperature, Control Cards, Transformer, PLC, Scada, RTU.

INTRODUCCIÓN

La seguridad en los transformadores y subestaciones eléctricas de las instalaciones industriales es un aspecto extremadamente importante para minimizar los períodos de parada de las plantas y la seguridad de los trabajadores. En caso de incendio en una subestación o en un transformador, podrían producirse víctimas y, peor aún, muertes. Además, podrían producirse daños en el equipo. En estos casos se requiere el cierre parcial o incluso completo de la planta, lo que significa pérdida de producción.

La tiempo de operación de los transformadores es otro factor importante a tener en cuenta cuando se evalúa el riesgo de falla, la vida media de un transformador es de 40 años, aunque también es frecuente que, bajo condiciones más extremas de cargas y temperatura, la vida media sea más reducida, por lo que contribuir a los procesos de control de calidad del funcionamiento de los transformadores en las diferentes centrales hidroeléctricas es un aporte no solo para la planta eléctrica sino para el colectivo de empleados y la sociedad en general.

El estudio establece la propuesta de un sistema de monitoreo de temperatura en línea de los transformadores de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas causadas por sobre temperaturas, mediante un sistema de adquisición, procesamiento e interpretación de datos (SCADA) lo que se considera como aporte significativo frente a uno de los riesgos más importantes de los sistemas eléctricos-

El aporte de la investigación en el ámbito social busca dinamizar de manera significativa el uso de recursos para mantenimiento de las centrales eléctricas sobre todo el presupuesto asignado a la Central Paute Molino; en el ámbito profesional el desarrollo de un proceso de automatización de recolección de datos permite contar con una matriz de información histórica que permita en estudios posteriores generar predicciones de tendencia de la temperatura en los transformadores de potencia; en el área científica por su parte la observación continua de la variable temperatura permite establecer cartas de control de procesos que contribuyen a la anticipación de posibles fallos en los sistemas de los transformadores.

La investigación cuenta con 3 capítulos detallados de la siguiente manera

El capítulo I abarca información referente a los antecedentes, revisión bibliográfica de la temática y desarrollo teórico conceptual de los transformadores, así como su clasificación, principios de funcionamiento, componentes, vida útil, fallas, riesgos, monitoreo y diagnóstico.

El capítulo II presenta la metodología del estudio dividida en elementos como contexto de la investigación, diseño y alcance, tipo y métodos, población y muestra, técnicas e instrumentos y el proceso de automatización del sistema.

El capítulo III muestra los resultados y la discusión de los hallazgos frente al proceso de automatización y monitoreo del control de fallas asociado a elevadas temperaturas en transformadores.

El trabajo finaliza con un bloque de conclusiones y recomendaciones para la mejora del proceso de control de fallas de temperatura.

Planteamiento de la investigación

El tiempo de operación de los transformadores es un factor importante para tomaren cuenta cuando se evalúa una falla, Se puede esperar una vida media de un transformador hasta unos 40 años, aunque también puede sufrir deterioros por estar sometidos durante su trabajo a condiciones como sobrecargas y sobre temperaturas en ese caso la vida útil se ve reducida(Leza, Escriña Asociados S.A., 2023).

En estos casos se requiere el cierre parcial o incluso completo de la planta, lo que significa pérdida de producción; por lo tanto, es fundamental instalar sistemas integrados de detección de humo/incendios y sistemas de extinción de incendios interiores/exteriores.(Sivrikaya et al., 2019).

Los transformadores “elevadores de tensión” están sometidos la mayor parte de tiempo de operación a su potencia nominal debido a ello requieren mayores controles que un transformador de distribución. Los efectos por un incendio del transformador pueden asociarse a la pérdida total del transformador, pérdidas económicas elevadas, lesiones al personal que trabajan en la planta, contaminación ambiental por los humos causados por gases generados por el aceite del transformador, propagación del fuego hacia otros equipos de la planta, contaminación de afluentes hídricos.

La descripción de los problemas citados puede ser subsanada con un proceso de control de calidad implantado en las diferentes centrales eléctricas que permitan corregir de manera paulatina los fallos no solo en proceso sino en la maquinaria que forma parte de los centros.

Justificación de la investigación

Los transformadores de potencia son uno de los activos más importantes que conforman las redes eléctricas, cuando un elemento presenta una falla repentina se genera la suspensión del suministro de electricidad a los centros de consumo, lo que genera consecuencias críticas para el sistema de potencia y malestar en la ciudadanía a consecuencia de la falta de un servicio elemental (Salamanca et al., 2021).

La mayoría de este tipo de fallas en el transformador, están relacionadas con altos niveles de temperatura, humedad o deterioro de su sistema de aislamiento, por tanto la presente investigación pretende contribuir a la reducción de fallos en los transformadores a causa de niveles elevados de temperatura sobre todo en los transformadores de la central Paute Molino para minimizar al máximo la presencia de posibles explosiones de los transformadores, que aparte de dar de baja un transformador, genera en el país una pérdida total de hasta 115 MVA de electricidad; además el sondeo durante el estudio permitió describir los posibles riesgos existentes y su influencia en este tipo de instalaciones.

Formulación del problema de investigación

¿Es posible realizar un diagnóstico y detección temprana de fallas causadas por sobre temperaturas, mediante un sistema de monitoreo de temperatura en línea asociado a un transformador de potencia?

Objetivo General:

Proponer un sistema de monitoreo de temperatura en línea del Transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas causadas por sobre temperaturas, mediante un sistema de adquisición, procesamiento e interpretación de datos (SCADA)

Objetivos Específicos:

1. Desarrollar la metodología, topología, para la medición, adquisición y procesamiento de datos en línea, que corresponden a la temperatura del transformador.
2. Establecer rangos de temperatura del transformador, en base a datos del fabricante o datos históricos de operación del transformador, estos rangos se utilizarán para establecer zonas de temperatura; zona normal, zona de alarma, zona disparo.
3. Desarrollar y evaluar el sistema propuesto, mediante adquisición de datos de temperaturas en el SCADA, para analizar de la información obtenida de temperaturas con el sistema desarrollado.

Planteamiento hipotético

El sistema de monitoreo de temperatura en línea del Transformador de potencia contribuirá al diagnóstico y detección temprana fallas causadas por sobre temperaturas, mediante un sistema de adquisición, procesamiento e interpretación de datos (SCADA)

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

Para el desarrollo del presente trabajo investigativo se realizó una exhaustiva revisión de trabajos de titulación en repositorios digitales, así como también de investigaciones y artículos técnicos relacionados, se identificaron numerosos temas afines que respaldan de manera significativa la presente investigación. Estas fuentes proporcionan un sólido fundamento teórico y práctico para abordar los aspectos clave de nuestro estudio, ofreciendo perspectivas y enfoques complementarios que enriquecen el desarrollo y la comprensión del tema en cuestión.

Según De la Torre (2021), la investigación titulada “Análisis de fallas en transformadores de potencia de las centrales de generación eléctrica” menciona que los transformadores de potencia tienen condiciones de diseño específicas que dependen de factores como el entorno de instalación, la carga a la que están sometidos, la salinidad del ambiente, entre otros. Además, se señala distintos usos para estos transformadores, como su conexión a generadores en centrales hídricas, térmicas o eólicas, su uso en subestaciones de transmisión y reducción, así como en sistemas de autogeneración. Debido a estas condiciones, se requería aplicar diferentes técnicas de mantenimiento. El proyecto propuso utilizar una técnica no convencional basada en Redes Neuronales Artificiales para interpretar los niveles de gases presentes en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia en centrales de generación, con el fin de compararla con los métodos estándar y contribuir a las decisiones sobre los programas de mantenimiento.

Igualmente, la investigación titulada “Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos” realizada por Salamanca, Céspedes y Aponte (2021), indicó que los transformadores de potencia fueron esenciales para las redes eléctricas, y cualquier fallo repentino en estos activos pudieron tener consecuencias críticas para el suministro de electricidad. Las fallas solían estar relacionadas con altas temperaturas, humedad o deterioro del aislamiento. Por esta razón, el monitoreo en línea de transformadores de potencia había ganado importancia en las últimas décadas. Este trabajo ofreció una

revisión crítica de tres sensores en línea clave para el funcionamiento de los transformadores: temperatura, humedad del aceite y gases disueltos. Se incluyó una introducción sobre la importancia del monitoreo en línea, así como una descripción de los hitos históricos y aspectos técnicos de los sensores. Además, se propusieron criterios de comparación y selección, respaldados por ejemplos y casos estadísticos relevantes. El estudio concluyó con recomendaciones fundamentadas en los hallazgos presentados.

Por otro lado, la investigación denominada “Análisis de la Normativa IEC 61850 para la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando relés de protección diferencial” realizada por Silva y Cevallos (2023), pretendió implementar el procedimiento para proteger y monitorear el transformador de potencia, integrando las áreas de Protecciones Eléctricas y Comunicaciones. Se ingresaron los parámetros del transformador en el equipo de prueba universal Ómicron CMC 356 para simular su comportamiento y se ajustaron los parámetros de comunicación según la normativa IEC 61850. Se utilizó el IED SEL 387E para gestionar la protección del transformador, configurando funciones de protección por sobrecorriente y diferencial de corriente. La comunicación entre los dispositivos se realizó a través de una red LAN proporcionada por un Switch, y se verificó mediante el protocolo ICMP utilizando el comando ping.

Así también, la investigación denominada “Desarrollo de un sistema de monitoreo basado en herramientas IOT, para analizar los parámetros de un transformador de potencia” realizado por Coloma (2021) nos indicó que, las empresas eléctricas se vieron obligadas a invertir en nuevas tecnologías para controlar y monitorear de forma remota los componentes de sus redes eléctricas. Enfocándose en el monitoreo de los elementos de protección de transformadores en subestaciones, utilizando dispositivos para recopilar la máxima información posible. Se implementaron aplicaciones de software libre e IOT para visualizar y almacenar datos, creando así un sistema complementario al SCADA de la empresa. Se llevaron a cabo pruebas exhaustivas para evaluar el rendimiento del sistema ante fallas simuladas y su interacción con los usuarios. Además, se realizó un seguimiento detallado de los recursos utilizados por los diferentes elementos del sistema.

De igual manera Serpa (2022) con la investigación titulada “Control remoto de subestación eléctrica para reducir problemas por sobrecarga en transformador de potencia

de subestación de transmisión Oropesa - Cusco” nos dice que esta tuvo como objetivo determinar cómo el uso del Control Remoto de Subestación Eléctrica mejoró el manejo de los problemas técnicos y económicos originados por Sobrecarga en el Transformador de Potencia, los cuales adquirieron un nivel de importancia al evaluar los problemas técnicos y económicos que generaron en las instalaciones involucradas y las personas que laboraron en ella. Por lo tanto, mejorar la forma en que se controlaba fue una constante búsqueda que tuvo todo Ingeniero Electricista, por lo cual fue necesario buscar alternativas en las metodologías de control. Una de las metodologías de control usadas, fue el Control Remoto de Subestación Eléctrica, que tuvo una reciente difusión y presentó algunas características que hicieron ventajosa su elección en los Problemas por Sobrecarga en Transformador de Potencia de una Subestación de Transmisión.

A su vez Rueda (2022) con la investigación titulada “Desarrollo de un código de programación para el mantenimiento preventivo de transformadores de potencia” nos dice que los transformadores de potencia son equipos fundamentales y costosos en las subestaciones de energía, utilizados para elevar, transmitir, distribuir o reducir la energía. Debido a sus diversos usos, están expuestos a diferentes condiciones ambientales y desafíos relacionados con la demanda y calidad de la energía. Por tanto, se requiere aplicar técnicas de diagnóstico adaptadas a cada caso durante el plan de mantenimiento. En este proyecto, se desarrolló un código basado en el algoritmo SVM para analizar los niveles de gases en el aceite dieléctrico mediante DGA, interpretando los resultados con el método de Duval según la norma IEEE C57.104™-2019. Esto contribuyó a decisiones en el programa de mantenimiento preventivo para los transformadores de potencia.

1.2. Desarrollo teórico y conceptual

Transformador

Los transformadores son dispositivos estáticos que operan mediante el principio de la inducción electromagnética, permitiendo la conversión de parámetros de tensión y corriente sin alterar la frecuencia. Están compuestos por dos o más circuitos eléctricos aislados entre sí, conectados únicamente a través del flujo magnético común, y no incluyen componentes con movimiento mecánico.

Su funcionamiento se basa en la inducción de una corriente alterna en el devanado primario, generando un flujo magnético en el núcleo del transformador que, a su vez, induce corriente en el devanado secundario. Como resultado, se produce un voltaje variable en el devanado secundario, pudiendo ser mayor o menor dependiendo del diseño del transformador (Montero , 2020).

Clasificación general de los transformadores

Los tres principales criterios utilizados para clasificarlos son: su función, su utilidad y su ubicación. Es por esto que se dividen en:

Transformador de impedancia: Se utiliza con mayor frecuencia para adaptar antenas y líneas de transmisión. Su función principal es igualar las impedancias entre la carga y la fuente.

Transformador de medida y protección: tienen tres funciones distintas:

- Separar los circuitos e instrumentos de medida de la parte de alta tensión.
- Proteger los dispositivos de medida contra las interferencias electromagnéticas.
- Generar corrientes y voltajes proporcionales a la magnitud que se desea monitorear, para luego enviarlos a los dispositivos adecuados.

Transformador de soldadura eléctrica: se construye con un primario que tiene pocos arrollamientos y un bobinado secundario que consiste en un solo conductor de gran sección transversal.

Transformadores de audio frecuencia: son utilizados con frecuencias de onda dentro del espectro audible.

Transformadores de alimentación (monofásicos), son los transformadores tradicionales utilizados en las fuentes de alimentación de la mayoría de los equipos domésticos, generalmente con un fusible en el primario.

Transformador de potencia trifásico, recibe su nombre debido al uso de tres bobinados primarios y secundarios que pueden conectarse de diversas formas. Estos transformadores se utilizan con frecuencia en la alimentación de motores.

Transformadores de pulsos, se caracterizan por tener un tiempo de respuesta muy rápido y una baja autoinducción. Existen tipos como el transformador de línea y el transformador con diodo dividido.

Transformador Balun, está diseñado para trabajar con líneas equilibradas y su transformación. Con frecuencia, se utilizan núcleos de ferrita en su construcción.

Transformador de comunicaciones, destaca por su alta relación frecuencia-fase en un amplio rango de frecuencias, lo que los hace ideales para el aislamiento de corriente continua entre circuitos y para lograr la puesta a tierra de una carga independientemente de los circuitos primario y secundario (Serpa, 2022).

Transformador de Potencia

El transformador de potencia es un dispositivo electromagnético estático que opera según la Ley de inducción de Faraday, convirtiendo niveles de voltaje y corriente. Aunque es una máquina eléctrica sin partes móviles, requiere atención en su mantenimiento, ya que las fallas suelen desarrollarse progresivamente. El aislamiento es un elemento importante, con materiales sólidos (celulosa o papel) y líquidos (aceite) que también sirven para refrigeración. En caso de condiciones anormales, como sobrecargas prolongadas o deficiencias en el sistema de enfriamiento, pueden ocurrir fallas térmicas, detectables mediante termografía o análisis de gases disueltos en el aceite (Rueda, 2022).

El uso de los transformadores de potencia ha ido en aumento debido a la creciente demanda de energía eléctrica y al aumento en el número de centrales de generación de electricidad. Estos equipos son de gran importancia para los sistemas eléctricos. Según la norma ecuatoriana NTE INEN 2110-1 (2013), los transformadores de potencia son dispositivos intermedios encargados de transferir energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución. Por lo general, se considera que un transformador es de potencia si su potencia aparente es superior a 500 KVA (0,5 MVA) y su voltaje es más de 34,5 kV [7]. Un fallo en un transformador que requiera intervención puede ocasionar importantes pérdidas económicas.

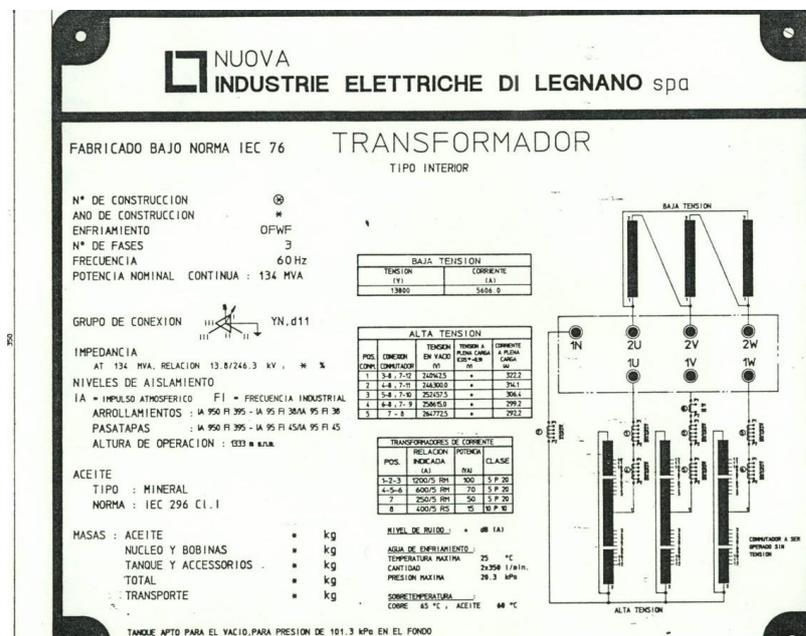
En la central hidroeléctrica Paute Molino, la Unidad 4 cuenta con un transformador de potencia que desempeña un papel fundamental en la operación del

sistema eléctrico. Este transformador, con una capacidad nominal de 134 MVA (Mega Voltios-Amperios), es responsable de la elevación de tensión necesaria para la transmisión eficiente de la energía generada a las redes de distribución.

La placa de características del transformador, que se muestra en la Figura 1, proporciona una descripción detallada de sus especificaciones técnicas. Estos datos incluyen la potencia nominal, las tensiones primarias y secundarias, la frecuencia de operación, las corrientes nominales, así como otros parámetros esenciales que aseguran su adecuado funcionamiento y compatibilidad con el sistema eléctrico en el que está integrado.

La capacidad de 134 MVA indica la potencia máxima que el transformador puede manejar sin comprometer su rendimiento o integridad. Esta capacidad es crucial para garantizar que el transformador pueda soportar las demandas de carga asociadas a la operación de la unidad 4 de la central, asegurando una transmisión de energía eficiente y segura a través del sistema eléctrico.

Figura 1. Transformador de potencia marca INUOVA 127-114 MVA.



Fuente: Placa de características del Transformador, CELEC SUR, Molino Fase AB.

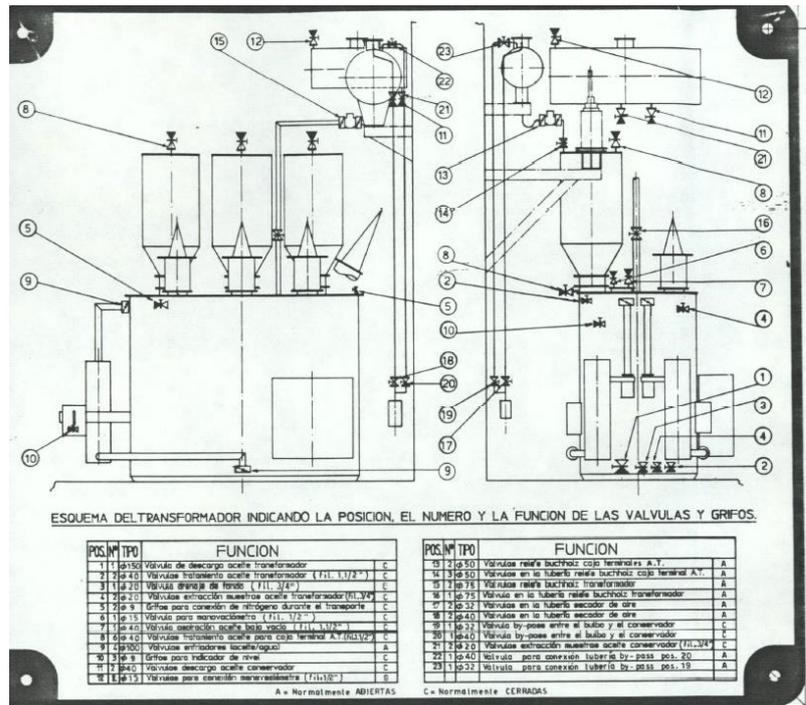
En la Figura 2 se presenta un esquema detallado que describe tanto las partes mecánicas como las eléctricas que conforman el transformador mencionado en la Unidad 4 de la central Paute Molino. Este diagrama es fundamental para comprender la estructura y el funcionamiento del transformador, ya que ofrece una visión integral de los componentes que lo constituyen.

Las partes mecánicas incluyen la carcasa, los radiadores, el sistema de enfriamiento y los aisladores, que son esenciales para la estabilidad física y térmica del transformador. Estos elementos aseguran que el transformador pueda operar bajo las condiciones de carga y temperatura específicas, manteniendo su integridad estructural y funcionalidad a lo largo del tiempo.

En cuanto a las partes eléctricas, la figura detalla los devanados primario y secundario, el núcleo magnético, los tap-changers (cambiadores de derivación) y los terminales de conexión. Estos componentes son cruciales para el proceso de transformación de la energía, permitiendo la conversión de tensión y la transmisión eficiente de energía eléctrica a través del sistema.

La combinación de estos elementos mecánicos y eléctricos en el diseño del transformador asegura su operatividad eficiente y confiable, garantizando que cumpla con los requisitos técnicos y operativos de la central hidroeléctrica.

Figura 2. Partes de un Transformador de Potencia Molino Fase AB.



Fuente: Central Paute Molino, 2024

Vida útil del transformador

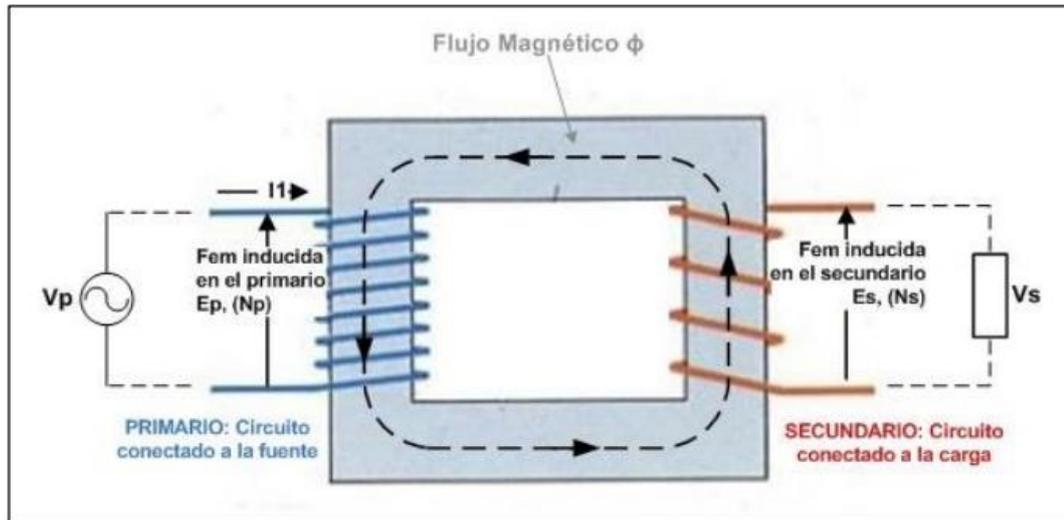
La vida útil de un transformador, según lo indicado por el fabricante, puede extenderse varios años más en función de diversos factores eléctricos, mecánicos y ambientales a los que esté expuesto. Por lo general, los transformadores son equipos eléctricos confiables y resistentes, pudiendo alcanzar una vida útil superior a los 35 años, con un promedio mínimo de 20,5 años (De la Torre , 2021).

Principio de funcionamiento del transformador

Un transformador como se ilustra en la Figura 3 básicamente está formado por dos bobinados aislados eléctricamente entre sí, enrollados alrededor de un núcleo de hierro común. Cuando una corriente alterna fluye a través de uno de los bobinados, crea un campo magnético alterno en el núcleo. La mayoría de este flujo magnético atraviesa el otro bobinado e induce en él una fuerza electromotriz (fem) alterna.

La potencia se transfiere de un bobinado a otro a través del flujo magnético del núcleo.

Figura 3. Principio de funcionamiento de transformadores.



Fuente: Metodología de mantenimiento de transformadores, Muñoz, 2018

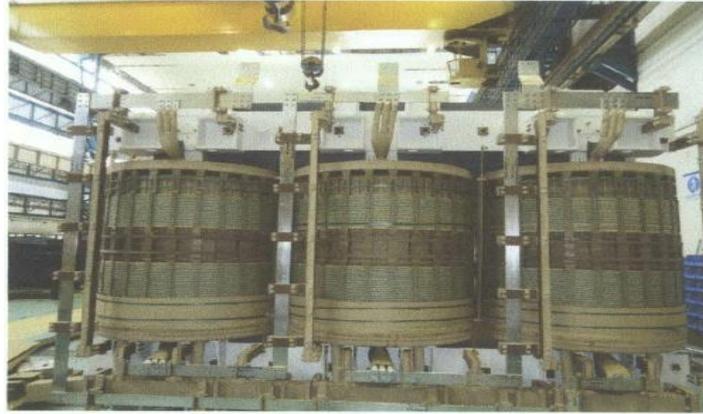
En la Figura 4 se pueden observar los bobinados del transformador, identificados como H1, H2 y H3. Estas imágenes fueron capturadas antes de que los bobinados fueran sumergidos en aceite dieléctrico, un proceso crucial para el funcionamiento y la longevidad del transformador.

Los bobinados, constituidos por conductores de cobre de alta calidad, son componentes esenciales en el proceso de transformación de la energía eléctrica. Su disposición y construcción están diseñadas para soportar las tensiones eléctricas y mecánicas que se generan durante la operación del transformador. En su estado inicial, antes de la inmersión en aceite dieléctrico, es posible apreciar la complejidad del enrutamiento de los conductores y la meticulosa atención al detalle en su construcción.

La inmersión posterior en aceite dieléctrico cumple varias funciones críticas. Este aceite no solo actúa como un medio de enfriamiento, disipando el calor generado durante la operación, sino que también proporciona un aislamiento eléctrico adicional, reduciendo el riesgo de fallas por cortocircuito y protegiendo los bobinados de posibles contaminantes o humedad que podrían comprometer su rendimiento.

La figura 4 ilustra, por lo tanto, un paso importante en la construcción y preparación del transformador, destacando la calidad y precisión con la que se manejan sus componentes internos antes de ser puestos en operación.

Figura 4 : Bobinados del Transformador H1, H2, H3.



Fuente: Transformador Unidad 4 Central Paute Molino, 2024.

Es así que es fundamental mantener una vigilancia constante sobre las lecturas de temperatura de los bobinados H1, H2, H3 y del aceite dieléctrico para garantizar la correcta operación del transformador. La monitorización continua de estas temperaturas es esencial para detectar cualquier anomalía o desviación que pudiera indicar un sobrecalentamiento, un mal funcionamiento del sistema de enfriamiento, o un problema en los bobinados.

El control térmico permite identificar tempranamente posibles riesgos operativos, como la degradación del aislamiento de los bobinados o la formación de puntos calientes, que podrían comprometer la integridad y la eficiencia del transformador. Además, la temperatura del aceite dieléctrico es un indicador clave de la salud del sistema de enfriamiento; cualquier incremento anormal en su temperatura puede señalar un fallo en la disipación del calor generado durante la operación.

Por lo tanto, el monitoreo constante de las temperaturas no solo asegura el funcionamiento eficiente del transformador, sino que también prolonga su vida útil al permitir intervenciones preventivas antes de que se produzcan fallas graves

El funcionamiento del transformador se puede explicar utilizando el modelo del transformador monofásico ideal, que consta de la bobina primaria, la secundaria y el núcleo magnético cerrado. Estas bobinas están eléctricamente aisladas entre sí, pero están acopladas magnéticamente debido a que están entrelazadas por el mismo flujo magnético. Cuando se suministra corriente alterna al devanado primario, se genera un flujo variable en el núcleo magnético, lo que a su vez induce una fuerza electromotriz en el devanado primario.

Ese flujo atraviesa la bobina secundaria, lo que a su vez induce una tensión de la misma frecuencia, la cual alimentará la carga conectada al transformador.

El número de espiras en ambos circuitos es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la corriente. En otras palabras, a mayor tensión, mayor número de espiras y menor corriente. Esta relación es la que determina los valores de salida de tensión y corriente en el transformador (Muñoz, 2018).

Fallas o riesgos en transformadores

Los transformadores se destacan por su eficiencia y resistencia física en sistemas de potencia, ya que carecen de partes móviles que puedan generar fricción durante su funcionamiento normal. A pesar de esto, no están exentos de experimentar fallas, tanto internas como externas. Algunas de las fallas más comunes en transformadores de potencia incluyen la falla térmica, la descarga parcial, el arco eléctrico y las fallas externas (Román Campos, 2022).

Tipos de fallas en transformadores

Falla térmica

La falla térmica en un transformador se produce cuando hay un aumento significativo de la temperatura interna, y esto puede ser el resultado de diversos factores, tales como:

Sobrecargas prolongadas al transformador:

Es importante tener en cuenta que la capacidad de un transformador para operar por encima de su capacidad nominal de manera segura depende de su capacidad térmica. Si

esta capacidad térmica no es sobrepasada, el transformador puede funcionar eficientemente sin comprometer su vida útil.

Deficiencia en los sistemas de enfriamiento del transformador

Si los sistemas presentan deficiencias, ya sea por la falla de los ventiladores, bombas auxiliares o problemas en los radiadores, el calor generado en los devanados no sería disipado adecuadamente por el aceite hacia el exterior.

Fallas exteriores al transformador.

Como un alto voltaje en las boquillas del transformador con valores por encima de la saturación del núcleo, o una alimentación a voltaje menor, pero con una frecuencia menor, se caracterizan por provocar una elevación de temperatura en el núcleo del transformador. Estas condiciones anómalas pueden tener un impacto significativo en el funcionamiento y la integridad del transformador.

Descarga parcial

La descarga parcial es una falla eléctrica que ocurre cuando el voltaje es lo suficientemente alto como para ionizar el medio alrededor de las espiras del transformador, lo que provoca pequeñas descargas eléctricas.

Aunque estas descargas suelen ser de pequeña magnitud, causan un deterioro progresivo del aislamiento sólido, lo que puede hacer que el transformador sea más propenso a experimentar una falla severa en el futuro. Es importante tener en cuenta que las descargas parciales requieren de muy poca energía para generarse y pueden ser un síntoma de una falla más grave con el tiempo.

Arco eléctrico

Es una descarga de mayor intensidad que las descargas parciales. Estos arcos pueden ocurrir entre espiras de un mismo devanado o, en casos más críticos, entre devanados. Se producen cuando el aislamiento sólido entre las espiras ha sido deteriorado o a través de otros tipos de aislamiento, como el líquido o el aire. Es importante destacar que los arcos eléctricos requieren de una cantidad significativa de energía para generarse.

Falla externa

Pueden afectar el transformador debido a los esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que está expuesto. Para prevenir estas fallas, se incorpora equipo de protección con parámetros definidos en los estudios de protección y eléctricos.

Esfuerzos eléctricos

Estos esfuerzos eléctricos son el resultado de diferentes tipos de sobretensiones.

Externas: son ocasionados por descargas electro atmosféricas, y en menor medida, por tormentas solares.

Internas: estos esfuerzos eléctricos pueden surgir debido a operaciones como la apertura o cierre de interruptores, el disparo de unidades generadoras, y otras acciones que ocurren dentro del sistema de potencia al cual están vinculados los transformadores.

Esfuerzos mecánicos

Los esfuerzos a los que se somete el transformador debido a cortocircuitos entre las fases del sistema de potencia dependen de la distancia entre el transformador y la fuente de alimentación de la falla. Estos esfuerzos pueden ser radiales o axiales, resultando en compresión o tensión sobre los devanados del transformador. La magnitud de estos esfuerzos está directamente relacionada con la corriente eléctrica que circula a través del transformador durante la falla (Muñoz, 2018).

Programas de mantenimiento para fallas en el transformador

Los programas de mantenimiento, especialmente el predictivo, deben seguir una secuencia lógica que incluye la detección de condiciones anormales, su análisis detallado, la identificación de la causa y la toma de acciones oportunas para corregir el problema y maximizar la eficiencia. Esto implica detección, análisis y corrección. Se requiere la búsqueda de estrategias efectivas para detectar fallas en el transformador, utilizando medios que incluyen métodos estadísticos para determinar la frecuencia de inspecciones, sustitución de piezas clave, pronóstico de averías y estimación de vida útil, entre otros.

Pruebas eléctricas

Otro evento importante que puede provocar la salida de operación de un transformador son las fallas a tierra, las cuales pueden ser causadas por bujes defectuosos o pérdida de rigidez dieléctrica debido a sobrecargas que generan arcos eléctricos hacia las partes aterrizadas del transformador. Un buje, también conocido como bushing, puede fallar debido a puntos calientes ocasionados por ajustes incorrectos durante el mantenimiento, disminución del aislamiento interno, presencia de plantas o animales, deformación por impactos, vandalismo o sobreajustes en las labores de mantenimiento.

Por otro lado, una falla en el cambiador de tomas sin carga puede ocurrir debido a su mala operación, deformaciones del mecanismo por sobreajustes, fugas de aceite o puntos calientes generados por falsos contactos al no quedar la posición del tap correcta durante un ajuste o mantenimiento. Esto se puede evidenciar por la formación de carboncillo alrededor del contacto. Por lo tanto, es fundamental realizar pruebas eléctricas en los diversos componentes del transformador para garantizar su óptimo funcionamiento y detectar posibles problemas de deterioro.

Termografía

El diagnóstico basado en termografía se fundamenta en el calor, que es la forma de energía que se transfiere de un sistema a otro debido a diferencias de temperatura. Aunque el ojo humano no puede percibir la energía térmica, la termografía infrarroja permite convertir esta energía invisible en imágenes térmicas visibles, lo que facilita la detección de anomalías. En el contexto de subestaciones y alimentadores eléctricos, las anomalías térmicas en componentes eléctricos pueden indicar potenciales fallas. La corriente que atraviesa los equipos eléctricos genera calor, y la termografía, al captar la radiación infrarroja, permite medir la temperatura a distancia sin contacto físico con el objeto, lo que resulta en un método avanzado para la supervisión de la temperatura del transformador. El sobrecalentamiento atípico de la superficie del transformador o una distribución anormal de la temperatura puede evidenciar el deterioro progresivo de los elementos de la maquinaria y del aislamiento eléctrico.

Pruebas al aceite aislante

Las pruebas al aceite son una técnica importante para diagnosticar problemas en transformadores de potencia. Estas pruebas evalúan las propiedades físicas y químicas del aceite dieléctrico, así como la presencia de gases que podrían indicar daños o

contaminación en el transformador. Los componentes principales que pueden deteriorarse y contaminarse incluyen el papel y cartón utilizados para el aislamiento, así como el propio aceite dieléctrico. Es esencial considerar la contaminación causada por fugas de aceite debido a empaques deteriorados o a errores durante el mantenimiento (De la Torre , 2021).

El aceite dieléctrico no solo sirve como barrera dieléctrica y refrigerante, sino que también proporciona información valiosa sobre el estado del transformador. Cuando los materiales aislantes se deterioran, generan diferentes tipos de gases que se disuelven en el aceite, lo que puede indicar la presencia de fallas en el transformador. Interpretar correctamente los resultados de las pruebas al aceite puede ayudar a detectar problemas incipientes y tomar medidas correctivas a tiempo, evitando así fallas graves y cortes en el suministro eléctrico (Rueda, 2022).

Medición de la temperatura interna

El método tradicional para medir la temperatura de un devanado del transformador implica medir la temperatura superior e inferior del aceite del transformador y estimar la temperatura del punto más caliente. Sin embargo, en la actualidad, hay un nuevo equipo de fibra óptica que ofrece dos formas de controlar la temperatura. La primera consiste en una medición distribuida a lo largo del recorrido del bobinado mediante un cable de fibra óptica. Aunque este método permite medir la temperatura del bobinado completo, presenta inconvenientes como altos costos y esfuerzos mecánicos, ya que la fibra óptica debe ser manejada con extremo cuidado y colocada durante la construcción del transformador. Hasta el momento, esta tecnología se ha utilizado principalmente para investigación de laboratorio y estudios de diseño. La tecnología de sensores de temperatura utilizada en la fibra óptica es capaz de medir el rango total de temperaturas en los transformadores.

El otro tipo de sistema utiliza fibra óptica para el punto de medición de temperatura. Dado que los sensores y los cables asociados están aislados, pueden instalarse directamente en los puntos calientes del transformador. Lo ideal es instalar estos sensores durante la construcción en lugares indicados por el modelado térmico del transformador; sin embargo, también pueden adaptarse a un transformador existente, aunque resulta difícil (Ramírez , 2018).

Efectos debidos al calentamiento y la humedad del transformador

La generación de calor es una respuesta natural en la operación de los equipos; la temperatura aumenta gradualmente hasta alcanzar un estado constante, momento en el cual se mantiene estable. Sin embargo, si la temperatura supera los niveles establecidos durante la fabricación, acelera la degradación de los materiales aislantes y, como resultado, reduce la vida útil del transformador.

Por ejemplo, en el rango de temperaturas entre 300°C y 700°C, el sistema de aislamiento compuesto por aceite y papel aislante comienza a carbonizarse, lo que reduce la capacidad de rigidez dieléctrica. Durante este proceso, también se generan gases disueltos en el aceite. Otro factor importante que impacta directamente en la confiabilidad del equipo es la presencia de humedad en el aislamiento sólido y líquido. La humedad dentro del transformador busca alcanzar un equilibrio térmico, circulando entre el sistema aislante, la celulosa y el aceite; esta circulación depende de la temperatura a la que está expuesto el transformador. Por ejemplo, en altas temperaturas, la humedad tiende a migrar del papel al aceite, mientras que en bajas temperaturas ocurre lo contrario. Cuando se combinan los parámetros de humedad y temperatura, se produce el fenómeno de generación de burbujas, que se manifiesta a través de vapor de agua y liberación de gases dentro del transformador (De la Torre , 2021).

Monitoreo en línea y diagnóstico de transformadores de potencia

A lo largo de las últimas décadas, el avance tecnológico ha permitido desarrollar métodos para medir los parámetros del transformador sin necesidad de desconectarlo. El monitoreo en línea es un proceso que brinda la posibilidad de conocer el estado del transformador de manera continua, lo cual ofrece la ventaja de medir periódicamente ciertos parámetros sin interrumpir la operación del equipo. La implementación de este tipo de monitoreo se centra en la vigilancia de los parámetros clave del activo, con el objetivo de presentar datos relevantes para facilitar su interpretación y análisis, lo que a su vez permite detectar posibles incidentes con anticipación. En la práctica, lograr esta premisa representa una reducción en la probabilidad de fallas.

Es cierto que el monitoreo en línea tiene ventajas significativas, aunque es importante considerar que no todos los parámetros del transformador pueden ser medidos de esta manera. Por esta razón, un aspecto crucial para el éxito del monitoreo en línea es

el modelado preciso de los parámetros basado en datos históricos del equipo, así como el uso de herramientas estadísticas. El modelado de parámetros es una tarea precisa que está estrechamente ligada a consideraciones económicas y técnicas.

Sensores de gases disueltos en aceite

El análisis periódico de gases disueltos en el aceite (DGA) es ampliamente utilizado para obtener información crucial sobre el estado del sistema de aislamiento de un transformador, mediante la interpretación de las concentraciones de gases. La aplicación del monitoreo en línea de gases disueltos reduce significativamente el riesgo de no detectar posibles fallas a tiempo, en comparación con las alternativas que implican intervalos considerablemente mayores entre los muestreos de aceite (De la Torre , 2021).

Una característica importante del análisis de gases disueltos es que el comportamiento de gasificación tiende a ser único para cada transformador, ya que la concentración de los gases depende de factores como la antigüedad, las condiciones de operación y las características internas del equipo. Por lo tanto, el enfoque de estudio debe centrarse en las tendencias y tasas de cambio de los gases para comprender mejor la salud y el rendimiento del transformador.

Sensores de humedad en el aceite

Los niveles elevados de humedad tienen un impacto negativo en la operación del transformador, ya que afectan principalmente la rigidez dieléctrica y la vida útil del aislamiento, así como la capacidad de carga del equipo. Es importante controlar y monitorear de cerca los niveles de humedad para garantizar el rendimiento óptimo y la fiabilidad del transformador.

Es cierto que con el tiempo se ha reconocido que el proceso de medición tradicional presenta ciertas limitaciones en cuanto a su precisión, así como una probabilidad significativa de contaminación de la muestra de aceite. Estas limitaciones han motivado la búsqueda de nuevas tecnologías para el monitoreo de la humedad, con el fin de superar estos desafíos y mejorar la fiabilidad de las mediciones (Salamanca et al., 2021).

Características de los transformadores de la Central Paute Molino

Los transformadores de potencia de la Central Paute Molino (13,8kV/138 kV) cuya potencia es de 127 MVA FASE AB están instalados desde el año 1983.

Actualmente en los transformadores de la fase AB los sensores de temperatura y sistemas de lectura instalados en el transformador, permiten solo la lectura de datos en sitio con un sistema de alarma y disparo, la mismas que solo cuando las temperaturas hayan llegado a los ajustes establecidos establecen su actuación.

El personal de operación realiza la lectura y registro de datos de temperatura del transformador a las 06h00, 12h00, 18h00, 20h00 y 00:00 con el fin de controlar su normal funcionamiento. Siendo el transformador de potencia en una planta de generación hidráulica el segundo componente más importante de una central de generación, es importante su protección, una medida de protección es controlar su temperatura.

Esto para evitar que el transformador de potencia sufra daños de sus componentes, tales como devanados, aceite, aislantes entre otros. Un transformador de potencia se encuentra compuesto de elementos mecánicos, eléctricos y aceites minerales.

Las causas mencionadas incrementan la probabilidad de un arco eléctrico al interior del transformador, la energía resultante de arcos eléctricos vaporiza el aceite, generando gases explosivos tales como hidrógenos, Metano, Etano, Etileno y Acetileno.

Las sobre temperaturas del transformador causan que el aceite pierda las propiedades de aislamiento (propiedades dieléctricas), lo que da lugar a daños mayores en el transformador, como cortocircuitos internos y si no se detecta este incremento de temperatura posible explosión de transformador.

En la figura 5 podemos observar la fotografía del transformador ya montado y operando en sitio.

Figura 5: Transformador de Potencia Paute Molino 13,8/138 kV 127 MVA



Fuente: Central Paute Molino, 2024

El transformador de la central Paute Molino fase AB tiene tres fases, tiene un sistema de enfriamiento OFWF y esta equipado con termo cambiador, las características del transformador se describen a continuación.

En la tabla 1 se resume algunas características eléctricas del transformador de potencia mencionado tales como al modo enfriamiento de tipo OFWF (oil forced, water forced), grupo de conexión, entre otras características descritas en párrafos anteriores.

Tabla 1: Características eléctricas del Transformador U4.

Capacidad (MVA):	114
Enfriamiento:	OFWF (oil forced, water forced)
Tensión:	138/13,8 KV
BIL (KVP) HV/HV – N/LV:	750/170/130
Número de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz
Grupo de conexión:	YNd1.

Fuente: Placa de Características U4.

Así mismo en la Tabla 2 se resume algunas características mecánicas de manera general del transformador de potencia mencionado, Montaje, tipo de conmutador o intercambiador de Tap.

Tabla 2: Características mecánicas del Transformador U4.

Ubicación:	Montado en el piso.
Montaje:	Ruedas montadas en rieles.
Ruedas montadas en rieles.	Convencional con la cubierta
Tipo de Conmutador:	off Circuito Tap Cambiador 138
Ubicación del conmutador:	Dentro del Tanque.
Sistema de enfriamiento:	Termo cambiador.

Fuente: Placa de Características U4

Devanados:

Los devanados se fabrican a partir de conductores de cobre aislados por papel, los conductores están arrollados a largo de un núcleo, los arrollamientos están distribuidos de manera que el aceite dieléctrico fluya a través de esa para asegura un buen enfriamiento.

Enfriamiento.

En caso de enfriamiento OFWF, el agua se hace circular a través de tubos alrededor de los devanados del transformador, disipando el calor del aceite y ayudando a mantener una temperatura optima de funcionamiento. El enfriamiento por agua forzada es efectivo para mantener le transformador dentro de los límites de temperatura seguros, lo que ayuda a prolongar su vida útil y garantizar un funcionamiento confiable.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La central Paute Molino, la segunda central hidroeléctrica más grande del Ecuador pertenece a la Corporación Eléctrica del país CELEC EP, responsable de la operación, mantenimiento y administración de las centrales hidroeléctricas, la central Paute tiene 41 años de operación comercial continua; durante todo este periodo aportó 165. 443 GWh (Gigavatios/hora) al Sistema Nacional Interconectado (SNI), lo que equivalen a seis veces el consumo anual de todo el país.

La central Molino con una capacidad de 1.100 MW (megavatios) aprovecha el agua de la cuenca del río Paute, fue construida en dos etapas, la primera “Fase AB” con 5 unidades de 105 MW cada una y la “Fase C” con 5 unidades de 115 MW cada una. Está compuesta por la presa Daniel Palacios, que es de tipo arco gravedad con una altura de 170 m de altura y una longitud en la coronación de 420 m, constituyéndose de esta forma en una de las presas más altas de América en su tipo. A ocho km en línea recta desde la presa, se encuentra la casa de máquinas en caverna, de 23.4 m de ancho, 184 m de longitud y 42.5 m de altura, en este sitio se encuentran 10 unidades de generación con turbinas tipo Pelton, y los transformadores (CELEC, 2023).

El agua para la central Molino proviene del embalse Amaluza de 12 km de longitud, que tiene un volumen total de almacenamiento de agua y retención de sedimentos de 120 millones de metros cúbicos (120 Hm³) (CELEC, 2023). Por otro lado, se conoció que la central contribuye al Sistema Nacional Interconectado de proyectos sociales y ambientales, además en la actualidad se ejecuta el proyecto de inserción de transformadores de potencia para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica al país donde se espera que las máquinas cuenten con un tiempo de vida de por lo menos 40 años (De la Torre , 2021)

2.2. Diseño y alcance de la investigación

El diseño de la investigación fue de carácter experimental, debido a la recolección de datos referentes a la temperatura del aceite de los transformadores mediante sensores y transductores diseñados para trabajar con transformadores de potencia, el almacenamiento de los datos fue controlado con una tarjeta electrónica desarrollada en un prototipo de automatización de información, posterior los sistemas de transmisión de datos migraron hacia el sistema SCADA POWER ON para determinar la temperatura normal de operación.

Con relación al alcance el estudio fue explicativo, se caracterizó las causas del fenómeno de incremento de temperaturas en los sistemas de producción.

2.3. Tipo y métodos de investigación.

La investigación fue cuantitativa ya que se construyó y manipuló variables numéricas como la temperatura extraída a través del prototipo de automatización y procesada en el sistema SCADA; el método de investigación fue deductivo debido al requerimiento de caracterizar causas generales y relacionar con problemas internos del proceso de funcionamiento de las máquinas.

2.4. Población y muestra.

La central hidroeléctrica Paute Molino refirió como colectivo 10 transformadores de potencia, para la constitución de la muestra se utilizó un muestreo no probabilístico por conveniencia que arrojó la observación del funcionamiento de 5 transformadores para levantar la información.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

El estudio definió tareas para la observación y reconocimiento, así como la caracterización de la información, para ello se utilizó la técnica cuantitativa mediante la aplicación de una encuesta diseñada para determinar señales provenientes de sensores de temperatura. Además, con el uso de una bitácora se registró los rangos de temperatura en los distintos transformadores, la información fue validada mediante cámaras o pirómetros. Por otro lado, se refirió la técnica cualitativa mediante la observación del comportamiento frente a simulaciones de humo en áreas del transformador.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

- Aplicación de técnicas de validación de instrumentos de levantamiento de información y su confiabilidad estadística con el uso del estadístico Alfa de Cronbach.
- Uso de cámaras termográficas certificadas por el área de instrumentación para validar los datos levantados con el prototipo desarrollado para detección de incendios, temperaturas.
- Calibración de instrumentos liderados por el área de instrumentación de la central hidroeléctrica.
- Recepción de datos tomados de la cuba de aceite con cámaras termográficas y definición de valores de operación normal.
- Recolección de temperaturas captadas por sensores ya calibrados.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los siguientes resultados detallaron la metodología y topología, para la medición, adquisición y procesamiento de datos en línea correspondientes a la temperatura de los transformadores de la Central de energía

3.1 Sistema de monitoreo de temperatura de transformadores de potencia.

El monitoreo de la temperatura en transformadores de potencia es crítico para mantener su operatividad normal y garantizar su funcionamiento óptimo (Salamanca , Céspedes, & Aponte , 2021) . En la central hidroeléctrica Paute Molino, estos transformadores desempeñan un papel fundamental al elevar el voltaje generado para su distribución en el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Dado que operan en condiciones rigurosas, es vital comprender y controlar su temperatura para garantizar su rendimiento y durabilidad a largo plazo.

El sistema de monitoreo de temperatura tiene como objetivo principal mantener un registro continuo y preciso de las temperaturas de los transformadores. Esto se justifica por varias razones:

3.2 Seguridad operativa y prevención de fallos.

La temperatura es un indicador clave del estado del transformador. A través del monitoreo, se pueden detectar señales a tiempo de sobrecalentamiento, lo cual provocara un mal funcionamiento o problemas en el sistema de refrigeración. Abordar estos problemas a tiempo puede prevenir fallos catastróficos y evitar costosas reparaciones y tiempo de inactividad no planificado.

3.3 Prolongación de la vida útil del transformador.

Las altas temperaturas aceleran el deterioro de los componentes del transformador, como el aislamiento y el aceite dieléctrico. Mantener la temperatura dentro de los límites recomendados puede prolongar la vida útil del transformador y evitar reemplazos costosos antes de tiempo.

3.4 Eficiencia energética.

El funcionamiento a temperaturas elevadas puede aumentar las pérdidas de energía del transformador. Monitorear y controlar la temperatura de manera efectiva ayuda a optimizar su rendimiento y reducir las pérdidas de energía, lo que conduce a una operación más eficiente y costos operativos más bajos.

3.5 Cumplimiento normativo y regulaciones de seguridad.

Las regulaciones establecen límites de temperatura para los transformadores de potencia con el fin de garantizar la seguridad del personal y del entorno circundante. El monitoreo continuo de la temperatura asegura el cumplimiento de estas regulaciones y contribuye a mantener un ambiente de trabajo seguro.

Un sistema de monitoreo de temperatura en transformadores de potencia es esencial para garantizar su operación segura, prolongar su vida útil, mejorar la eficiencia energética y cumplir con las regulaciones de seguridad. En la central hidroeléctrica Paute Molino, este sistema desempeña un papel crucial en el mantenimiento de la infraestructura eléctrica y en la entrega confiable de energía al Sistema Nacional Interconectado.

3.6 Selección del Sensor de Temperatura

Para medir la temperatura del aceite en un transformador de potencia, se debe utilizar sensores de temperatura adecuados que puedan soportar las condiciones y las características específicas de aceite en cuestión. Aquí algunos tipos comunes de sensores de temperatura que se pueden utilizar.

3.6.1 Termómetros de bulbo y capilar.

Estos modelos de sensores son los utilizados en los transformadores de la central Paute Molino para la adquisición de datos, son dispositivos simples que consisten en un bulbo lleno de líquido que conecta al bulbo a un dial indicador. El bulbo se sumerge en el aceite del transformador y la temperatura se mide a través de la expansión del líquido en el capilar este modelo de sensor podemos apreciar en la figura 6- (Lara Alabazares & Zuñiga Alanís, 2012) (Lara Alabazares, Zuñiga Alanis, & Romero Galván, Introducción a la Instrumentación Industrial, 2012).

Figura 6. Instrumento de medición de temperatura



Fuente: Termomed, 2024

En la Figura 7 se presentan los instrumentos de medición del modelo de sensor con capilar utilizados hasta la actualidad para monitorear las temperaturas, estos sensores desempeñan un papel crucial en la monitorización térmica del transformador y otros sistemas de la unidad de generación. Cada uno de estos sensores está estratégicamente distribuido en diferentes partes del transformador para medir con precisión la temperatura de los devanados H1, H2, H3 y del aceite dieléctrico.

Estos sensores, equipados con tecnología de capilaridad, están diseñados para detectar y registrar variaciones de temperatura en tiempo real. Su disposición en puntos clave del transformador asegura que cualquier cambio en las condiciones térmicas sea captado de manera inmediata, lo que es esencial para prevenir el sobrecalentamiento y otros problemas relacionados con la temperatura.

La información proporcionada por estos instrumentos es vital para el control y mantenimiento del transformador, permitiendo ajustes operativos y la implementación de medidas preventivas antes de que se produzcan fallas mayores. La correcta distribución y el funcionamiento preciso de estos sensores garantizan que el transformador opere dentro de los parámetros de seguridad establecidos, contribuyendo a la fiabilidad y longevidad del equipo.

Figura 7. Instrumento de medición de temperatura.



Fuente: Termómetro bulbo Capilar, Paute Molino 2024, Unidad 3.

3.6.2 Termopares.

Son dispositivos que generan una pequeña tensión eléctrica en respuesta a cambios de temperatura, un modelo es este tipo de instrumento se muestra en la Figura 8. Los termopares consisten en dos metales diferentes unidos en un extremo. La diferencia de temperatura entre el punto de medición y el punto referencia crea una tensión que se puede determinar para determinar la temperatura. (López. G. F & Zurita. R Ronny. A, 2017)

Figura 8: Instrumento de medición de temperatura, sonda de termopar



Fuente: Webmaster Universidad de Carabobo, 2016

En la Tabla 3, conforme a la norma ASTM E 230, se detallan los valores de milivoltios generados por diferentes tipos de termopares, en función de los materiales que componen los alambres correspondientes. La tabla proporciona los valores de tensión en milivoltios específicos para cada tipo de termopar, lo que permite identificar las características eléctricas de los materiales y su comportamiento en distintas aplicaciones (pyromation.com, 2024).

Tabla 3: Tipos de Termopares.

Tipo	Conductor (+)	Conductor (-)	Rango Temperatura	Rango mV
B	PLATINO RODIO -30%	PLATINO RODIO -6%	0 a 1820 °C	0 a 13.820
E	CROMEL Ni - Cr	CONSTANTÁN Cu-Ni	-270 a 1000 °C	-9.835 a 76.373
J	HIERRO	CONSTANTÁN Cu-Ni	-210 a 1200 °C	-8.095 a 69.553
K	CROMEL Ni - Cr	ALUMEL Ni-Al	-270 a 1372 °C	-6.458 a 54.886
N	NICROSIL Ni-Cr-Si	NISIL Ni-Si-Mg	-270 a 1300 °C	-4.345 a 47.513
R	PLATINO RODIO -13%	PLATINO	-50 a 1768 °C	-0.226 a 21.101
T	COBRE	CONSTANTÁN Cu-Ni	-270 a 400	-6.258 a 20.872

Fuente: www.pyromation.com

Sensores de temperatura de resistencia de platino (RTD) PT100.

Son elementos que cambian su resistencia eléctrica en función de la temperatura, los RTD (Resistance Temperature Detector) de platino son particularmente precisos y estables en un amplio rango de temperaturas.

Los sensores resistivos de temperatura (RTDs) funcionan basándose en las variaciones de la resistencia eléctrica de metales puros, mostrando una relación lineal y positiva entre la resistencia y la temperatura. Aunque metales como el níquel (Ni) y el cobre (Cu) son comúnmente empleados en RTDs, el platino (Pt) es preferido con mayor frecuencia debido a su amplio rango de temperaturas de operación, así como a su precisión y estabilidad superiores (Campozano Pin & Velecela Arias, 2021).

PT100 significa que es de platino y que su resistencia eléctrica es de 100 ohm a 0 °C (pyromation.com, 2024). En la Figura 9 se muestra este modelo sensor será utilizado para el desarrollo del sistema de adquisición de temperatura.

Figura 9: Sonda de temperatura



Fuente: Virtual expo, 2024

3.6.3 Fibra Óptica.

Algunos sistemas utilizan sensores de temperatura basados en fibra óptica para medir la temperatura del aceite. Estos sensores utilizan cambios en las propiedades de transmisión de luz de la fibra óptica para determinar la temperatura.

3.7 Criterios de selección del sensor adecuado para el transformador de Potencia.

Al seleccionar un sensor de temperatura para un transformador de potencia que será monitoreado por un PLC y estar expuesto a temperaturas de 0°C a 160°C, así como sumergido en aceite, es importante considerar varios aspectos.

3.8 Rangos de temperatura.

Dado que la temperatura del transformador de potencia según los datos del fabricante puede alcanzar hasta 100 °C (según valores de manómetros instalados) se debe utilizar un sensor que pueda medir temperaturas dentro de ese rango. Los sensores de temperatura que puedan soportar temperaturas más altas, como los termopares tipo K, o los sensores de temperatura de resistencia (RTD) de platino, pueden ser opciones adecuadas. El transformador de potencia y el de sus devanados pueden operar en un rango de temperatura normal, Temperatura en una zona de Alarma, y finalmente si la temperatura llega a 100°C el transformador automáticamente saldrá del sincronismo.

Según el fabricante (ABB) del transformador de la fase AB, se establecieron rangos de temperatura Normal, Alarma y Disparo, estos también se encuentran seteados en modelos de sensores capilares.

En la Figura 10 se pueden apreciar los rangos configurados en el sensor de bulbo capilar, diseñados específicamente para la monitorización térmica del transformador. Estos instrumentos han sido calibrados para activar de manera automática ciertos mecanismos de control cuando se alcanzan los puntos de temperatura preestablecidos.

Cuando las temperaturas en los devanados o en el aceite dieléctrico alcanzan los valores seteados en el sensor de bulbo capilar, el sensor cierra automáticamente los contactos eléctricos. Este cierre de contactos desencadena la activación de las bombas de enfriamiento del transformador, garantizando que la temperatura se mantenga dentro de los límites seguros de operación.

Este sistema de control automático es crucial para prevenir el sobrecalentamiento del transformador, asegurando una operación continua y segura. La correcta configuración y operación de estos sensores no solo contribuye a la eficiencia del enfriamiento, sino que también prolonga la vida útil del equipo al prevenir daños por temperaturas excesivas

Figura 10: Capilar de Sensor de Temperatura



Fuente: Instrumento Temperatura, CELEC SUR, Molino Fase AB:

3.8.1 Rango de temperatura normal.

Este rango corresponde Temperatura ambiente del transformador con calentadores que mantienen la temperatura 35 °C en reposo por razones técnicas como evitar que se formen moléculas de agua por temperatura inferiores a este valor, y en operación hasta cuando la temperatura en devanado es hasta 60°C, cuando la temperatura llega hasta este valor establecido se activa una siguiente bomba de enfriamiento de aceite, sin embargo si a pesar de estar operando dos bombas, la temperatura continua incrementando, se llega al siguiente rango que la zona de alarma.

3.8.2 Rango de temperatura en alarma.

De 61°C hasta 80°C , el transformador estará operando en zona de alarma, durante este tiempo se realizarán todas las maniobras para bajar la temperatura, maniobras como bajar la potencia de la unidad, verificar el correcto funcionamiento de bombas, verificar el porcentaje de flujo de agua destinado al enfriamiento del transformador, presión de agua de la bomba, a pesar de ello al alcanzar la temperatura a 81° C la unidad saldrá de sincronismo para proteger de una posible deterioro del transformador.

3.9 Indicadores de temperatura del devanado.

El indicador de temperatura del arrollamiento indica la temperatura del devanado y activa los contactos de alarma de comando de enfriamiento y de disparo.

El instrumento de medición de temperatura consiste en un sensor PT 100. Dentro del instrumento se monta una resistencia térmica que es alimentada por una corriente proporcional a la temperatura a la que se encuentra el devanado del transformador.

El instrumento está provisto de un indicador de temperatura máxima. La resistencia es proporcional al aumento de la temperatura del devanado.

3.10 Indicador de la temperatura del aceite.

El instrumento de medición de la temperatura de aceite consiste en un sensor de tipo tubo capilar, el mismo que se encuentra alojado en una zona donde el aceite probablemente sea el punto más caliente, la presión de vapor varía con el cambio de temperatura y se transmite a un tubo y se mueve proporcional a la temperatura.

3.11 Sistema de Control y monitoreo.

El control y monitoreo locales del sistema de medición de temperatura y enfriamiento, alarma, disparo se han instalado en el panel local del transformador.

3.12 Conexión con el PLC.

El sensor seleccionado debe proporcionar una salida compatible con las entradas del PLC, ya sea voltaje o corriente, según las especificaciones del PLC. Modelo de PLC. El autómata programable seleccionado para que realice este trabajo es el PLC ABB AC500. Mediante este autómata se puede controlar en tiempo real procesos secuenciales para aplicaciones industriales.

Los bloques que caracterizan un PLC, son los siguientes.

3.13 Unidad Central de Proceso.

La Unidad Central de Proceso (CPU) del PLC (Controlador Lógico Programable) es el componente principal y el "cerebro" del PLC. Su función es ejecutar el programa de control que se ha diseñado para gestionar y automatizar procesos industriales. (Zhañay, 2015)

Banco de Memorias Internas.

- Memoria de programa.
- Memoria interna (temporizadores, contadores, relés internos, etc.)
- Memoria de imagen de entrada / salida (I/O)

Modulo de interfaces de I/O, pueden ser de tres tipos.

- Módulos de I / O digitales.
- Módulos de I / O analógicas.
- Módulos I / O especiales (contadores rápidos, para comunicaciones, para motores paso a paso)

Fuente de Alimentación. Tensión de alimentación para PLC, también se puede utilizar para alimentación externa de sensores y actuadores.

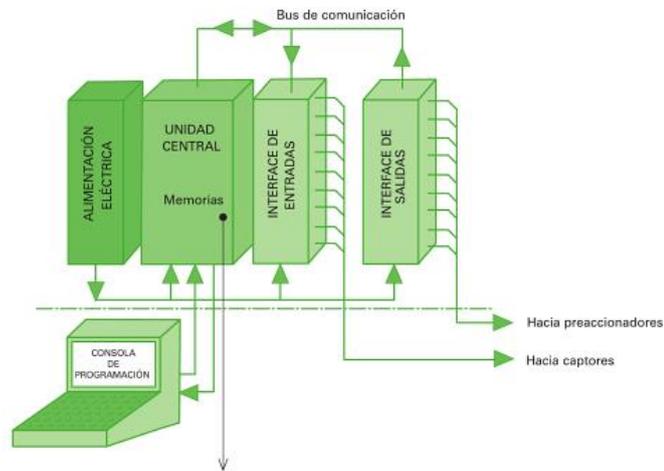
En la Figura 11 se presenta un diagrama de bloques simplificado que ilustra la estructura del Controlador Lógico Programable (PLC) utilizado en el sistema de control del transformador. Este diagrama proporciona una visión general de los componentes principales del PLC y su interacción dentro del sistema.

El diagrama muestra cómo el PLC está organizado en diferentes bloques funcionales, incluyendo la unidad central de procesamiento (CPU), la memoria, las interfaces de entrada y salida (I/O), y el bus de comunicación. La unidad central de procesamiento es responsable de ejecutar las instrucciones del programa de control, tomando decisiones en tiempo real basadas en las señales de entrada y controlando las salidas correspondientes.

La memoria del PLC almacena tanto el programa de control como los datos necesarios para la operación continua del sistema. Las interfaces de entrada y salida permiten al PLC interactuar con los diferentes sensores, actuadores y otros dispositivos conectados al transformador, facilitando la captura de datos y la ejecución de acciones de control.

El bus de comunicación es el medio a través del cual se intercambian datos entre los diferentes componentes del PLC, asegurando que la información fluya de manera eficiente y coordinada. Este diagrama de bloques proporciona una representación clara y concisa de cómo el PLC gestiona las operaciones de control y supervisión del transformador, destacando la importancia de cada uno de sus componentes en el mantenimiento de un funcionamiento seguro y eficiente.

Figura 11: Estructura de un PLC



Fuente: Implementación de sistema de control de Temperatura, Campozano Velecela, 2022

Para el caso de medir temperaturas se utiliza el PLC de la plataforma SIEMENS, una gama flexible para una expansión.

3.14 Configuración, instalación, comunicación y programación.

Considerando estos criterios los sensores seccionados para el modelo del PLC es PLC 1200.

3.14.1 Instalación del Sensor de Temperatura.

Consideraciones de seguridad y ubicación para la instalación del sensor.

La instalación de los sensores de temperatura se ubica dentro de la cuba del transformador, un entorno crítico para la monitorización precisa de las condiciones operativas. Para garantizar una medición exacta en los puntos de referencia designados, se emplean fundas que vienen preinstaladas desde la fábrica en el transformador. Estas fundas están específicamente diseñadas para alojar los detectores de temperatura por resistencia (RTDs).

La colocación estratégica de los RTDs en estas fundas permite que los sensores estén en contacto directo con los componentes internos del transformador, como los devanados y el aceite dieléctrico, asegurando así una detección rápida y precisa de las temperaturas

operativas. Además, el diseño de las fundas protege los RTDs de las condiciones extremas dentro de la cuba, manteniendo su funcionalidad y precisión a lo largo del tiempo.

Esta configuración es esencial para el control térmico del transformador, ya que permite una monitorización continua y fiable, lo que es crucial para prevenir fallos por sobrecalentamiento y garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del equipo.

El sistemas a utilizar para medir la temperatura de los devanados del transformador, y debido a que la variación de temperatura en el sistema es lenta y según los requerimientos técnicos según datos del fabricante varia de entre la temperatura en reposo 30°C y 100°C .

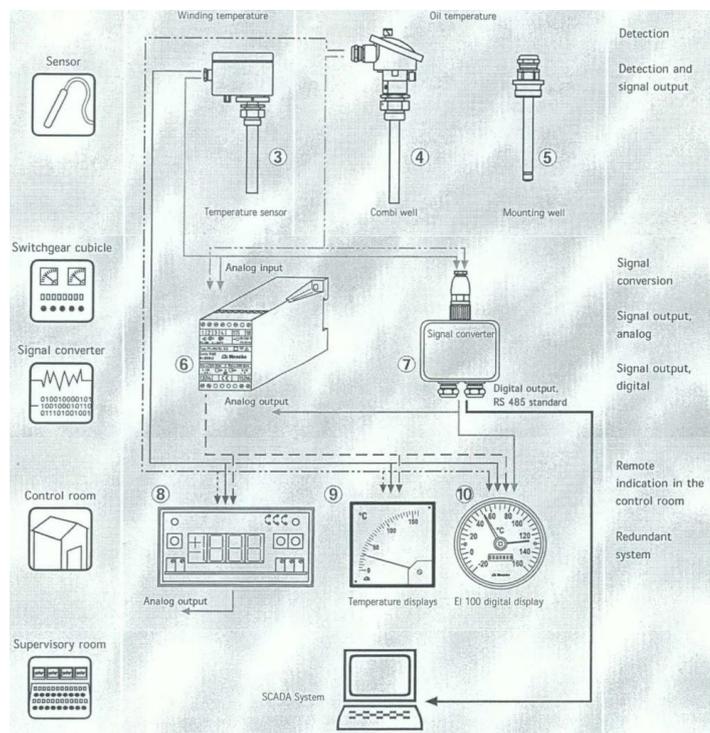
3.14.2 Procedimientos para instalar el sensor de temperatura en transformador.

La medición de temperatura se realizará mediante un sensor RTD PT 100 debido a su robustez y las sus facilidades de instalación.

En la Figura 12 se muestra el diagrama de montaje y conexiones según la hoja de datos de la información técnica de Manual de montaje. (CELEC, 2012).

Los datos de temperatura son llevados a un display local y al scada del sistema de monitoreo.

Figura 12: Manual de montaje, funcionamiento del Transformador de Potencia.



Fuente: Manual de montaje Transformador, CELEC SUR, Molino Fase AB.

3.15 Configuración y calibración del sensor de Temperatura.

Para la medición de la temperatura en los devanados de transformadores, se utilizan sondas de platino tipo PT100, las cuales son ampliamente reconocidas por su precisión y estabilidad. Estas sondas funcionan bajo el principio de que la resistencia del platino varía de manera predecible con la temperatura. En la Tabla 4 se presenta la ponderación asignada a cada temperatura medida, asociada a un valor de resistencia no lineal.

La conversión de la resistencia detectada por la sonda PT100 a un valor de temperatura correspondiente es realizada por un controlador lógico programable (PLC). Este dispositivo es responsable de interpretar los valores de resistencia y convertirlos en lecturas de temperatura útiles para el monitoreo y control del transformador.

Según la especificación DIN (Deutsches Institut für Normung), los valores típicos de resistencia para una sonda PT100 están estandarizados, proporcionando una base confiable para el diseño y operación de sistemas de medición de temperatura en aplicaciones industriales. Estos valores de resistencia son fundamentales para garantizar que las mediciones sean precisas y consistentes, lo que es esencial para el funcionamiento seguro y eficiente de los transformadores eléctricos.

Tabla 4: Valores típicos de resistencia PT 100.

Temperatura en °C	PT 100 (tipo: 404) en ohmios
0	100,00
10	103,90
20	107,79
30	111,67
40	115,54
50	119,40
60	123,24
70	127,07
80	130,89

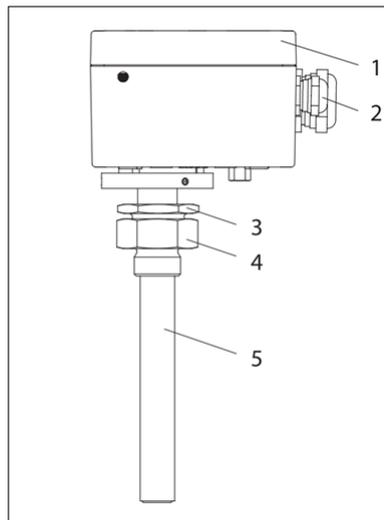
90	134,70
100	138,50
150	157,31

Fuente: Manual PT100, Proceso de Calibración para garantizar la precisión de las lecturas del sensor.

3.16 Adquisición de datos utilizado un PLC.

El emisor de temperatura del transformador tipo ZT-F2.1 puede utilizarse conjuntamente con un termómetro de agujas de la serie TRASY2 y sirve para representar indicar de manera visual la temperatura el transformador .

Figura 13: Conexión del emisor de temperatura al indicador de agujas.



Fuente: MR, Manual ZTF21

Figura 14: Conexión del emisor de temperatura al indicador de agujas

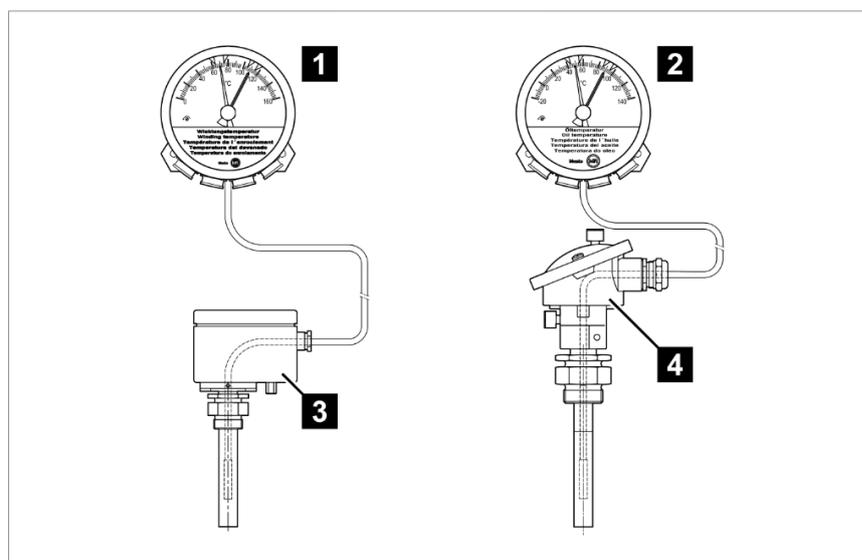


Figura 1: Variantes de producto Trasy2

1 TRASY2 MT-STW160F2 – temperatura del devanado	2 TRASY2 MT-ST160F – temperatura del aceite
3 sensor de temperatura del transformador MESSKO® ZT-F2.1 (con Pt100 o/y 4... 20 mA)	4 manguito combinado (con Pt100 o/y 4... 20 mA)

Fuente: MR, Manual ZTF21

La temperatura del bobinado se mide indirectamente, el gradiente de temperatura del bobinado depende de la corriente que circula a través de la misma, La corriente inducida en el transformador está en una relación equitativa con respecto a la corriente del bobinado del transformador. La temperatura del transformador está directamente relacionada con la corriente que circule según la carga del sistema.

La indicación de temperatura del bobinado se efectuará mediante un termómetro de aguja, cuyo sensor de temperatura está montado en el ZT-F2.1, además el valor medido puede ser transmitido a través de la resistencia montada Pt 100 o una salida analógica de 4.....20mA. La hoja de datos del RTD se incluye en el Anexo A.

3.16.1 Detector de temperatura resistivo PT100.

El **ZT-F2.1** está conectado a un detector de temperatura resistivo PT100 según IEC 751, el indicador aplicado puede estar diseñado según la técnica de 2, 3 o 4 conductores.

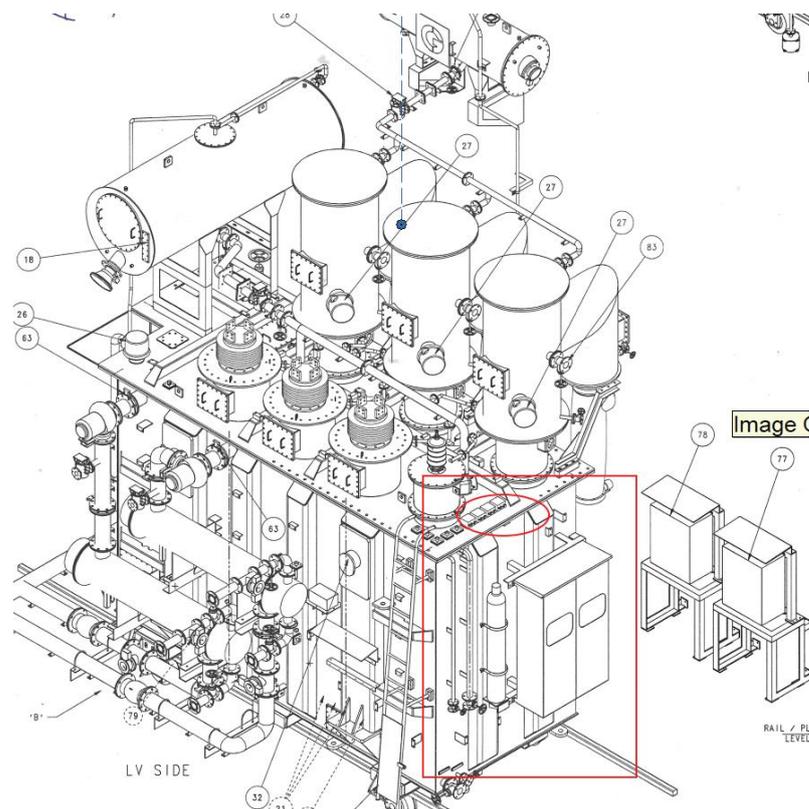
Técnica de 3 conductores.

Es preciso utilizar un indicador diseñado según la técnica de 3 conductores, 2 líneas de medición y 1 de compensación, en esta configuración las líneas del sensor se conectan los bornes 3 y 4 y a línea de compensación a borne 3 a, (figura)

Condiciones de montaje y prueba.

Como se ilustra en la Figura 15 con los sensores de temperatura para los tres devanados, además del sensor de temperatura del aceite, seleccionados se procedió a instalar los mismos en los espacios asignados en la cuba del transformador. De igual manera, el PLC (Controlador Lógico Programable) se montó en el gabinete local de instrumentos.

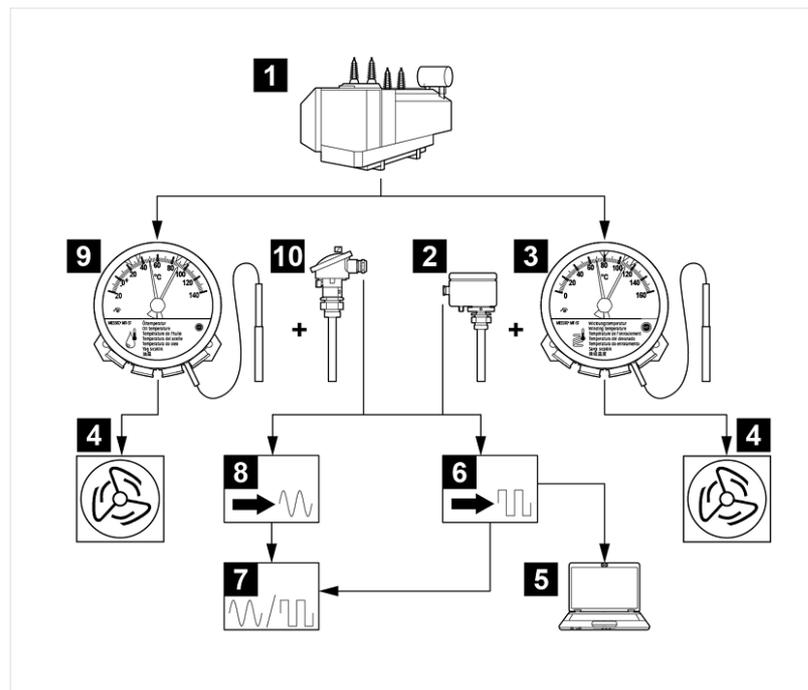
Figura 15: Montaje de sensores de Temperatura en Transformador Unidad 4



Fuente: Manual del Transformador, CELEC SUR, Molino Fase AB

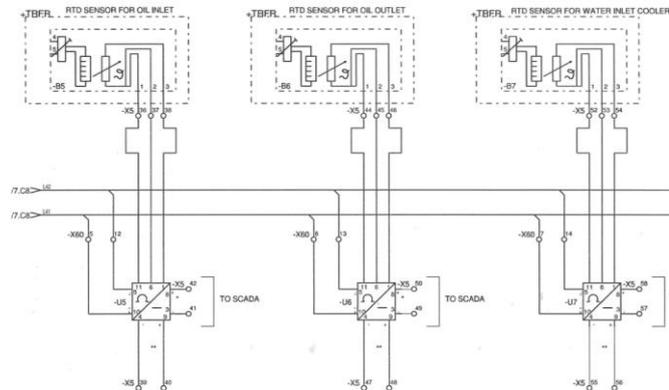
En la Figura 16 se presenta la topología utilizada para el montaje de instrumentos PT100 y transductores, diseñada para la adquisición de datos desde los puntos de referencia ubicados en los devanados y el aceite. Además, se ilustran los instrumentos destinados a la visualización local de estos datos y el esquema de comunicación con el sistema SCADA. Esta configuración permite un monitoreo eficiente y en tiempo real de las variables críticas, garantizando la integración adecuada de los datos en el sistema de supervisión y control.

Figura 16: Montaje de sensores de Temperatura en Transformador Unidad 4



Fuente: Manual del Transformador, CELEC SUR, Molino Fase AB.

Figura 17: Diagrama de Instalación de sensores RTD



Fuente: Plano Temp. Indication , CELEC SUR, Molino Fase AB.

En la Figura 18 se muestra estos sensores PT100 ZT - F2 ya montados en la tapa superior de la cuba del transformador.

Figura 18: Montaje de sensores RTD El ZT-F2.1



Fuente: Transformador U4, CELEC SUR, Molino Fase AB.

3.16.2 SIMATIC S7-1200

Este modelo de PLC, son los utilizados para diferentes aplicaciones como control de procesos en la industria, además la facilidad para adquirir señales de RTD y para la comunicación RS232 Y RS485, para comunicación con el SCADA. (MEJÍA HERRERA, 2016) . La hoja de datos del PLC S7-1200 se incluye en el Anexo B.

Figura 19: PLC SIMATIC S7-1200



Fuente: Siemens, Controlador Programable S7 1200, 2024.

3.16.3 Módulo de Señales SM1231 RTD.

La serie S7-1200 se puede acoplar el módulo de señales analógico, el SM 1231 RTD. El módulo analógico SM 1231 RTD se encarga de medir la resistencia conectada a sus entradas, la cual puede corresponder a temperatura o a resistencia (SIEMENS, 2010).

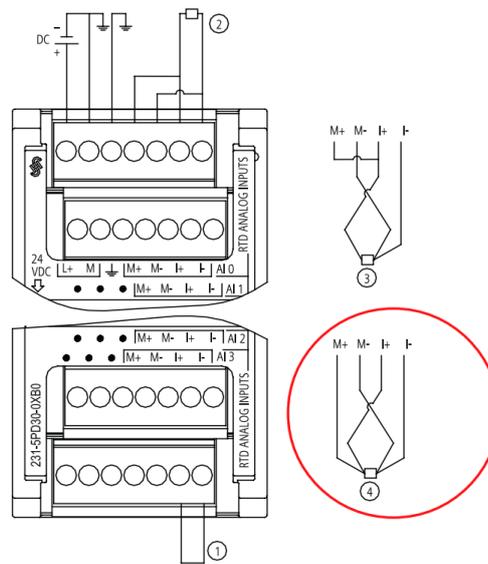
En el caso de medir resistencia, el valor máximo del rango nominal es de 27,648 decimales.

Para medir temperatura, el valor se expresa en grados multiplicados por diez (por ejemplo, 25,3 grados se representarán como 253 decimales).

El SM 1231 RTD admite mediciones basadas en conexiones de 2, 3 y 4 hilos que se conectan al sensor de resistencia. En la Figura 20 se muestra un esquema de conexionado entre la sonda y el SM 1231 RTD para 3 y 4 hilos.

La temperatura será medida utilizando un sensor RTD PT100, seleccionado por su robustez y su capacidad para operar bajo condiciones adversas. Este sensor se utiliza con el PLC Siemens S7-1200 y la tarjeta de adquisición SB 1231 RTD. La hoja de datos del módulo SM 1231 RTD se incluye en el Anexo C.

Figura 20: Diagrama de cableado del SM 1231 AI 4 x RTD x 16bit, 3y 4 hilos



6ES7 231-5PD30-0XB0

- ① Entradas loopback del RTD no utilizadas
- ② RTD a 2 hilos
- ③ RTD de 3 hilos
- ④ RTD de 4 hilos

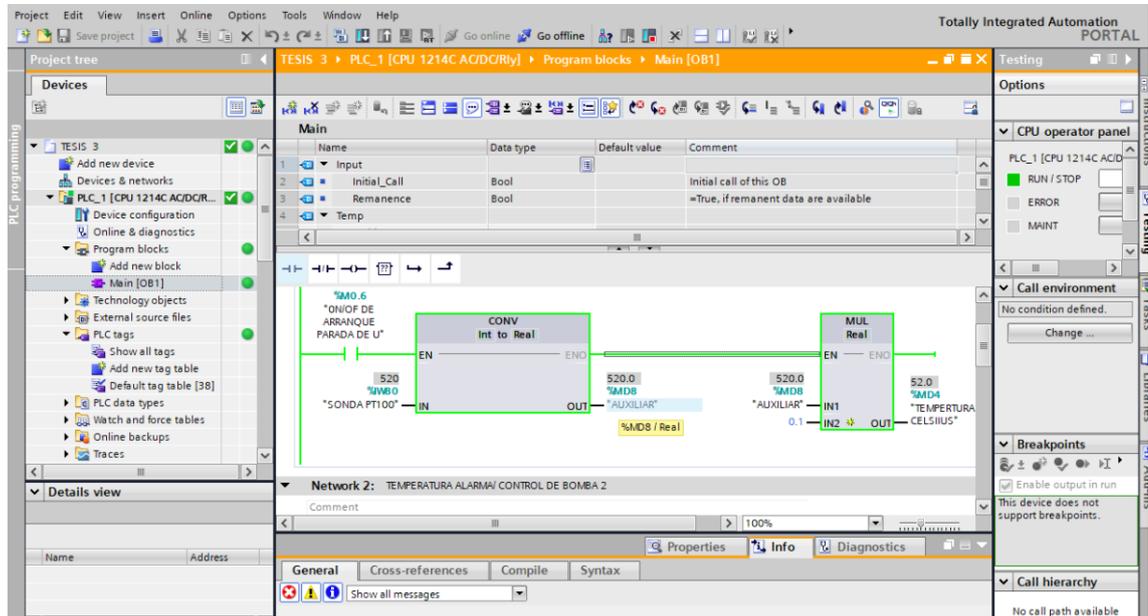
Fuente: Siemens, Controlador Programable S7 1200, 2024

Este módulo tiene 8 canales donde se puede conectar 8 sensores de temperatura, PT-100, se utiliza 4 canales para los sensores seleccionados para medir la temperatura de los devanados y aceite del transformador...

3.16.4 TÍA PORTAL.

El TIA Portal es una plataforma de software desarrollada por Siemens que integra todas las herramientas necesarias para la programación, configuración y monitoreo de sistemas de automatización industrial. Está diseñado para facilitar y optimizar el proceso de desarrollo y mantenimiento de sistemas de control. Es en este software donde se programan el sistema de monitoreo de temperatura del transformador (Campozano Pin & Velecela Arias, 2021).

Figura 21: Instrucciones programadas en TIA Portal.

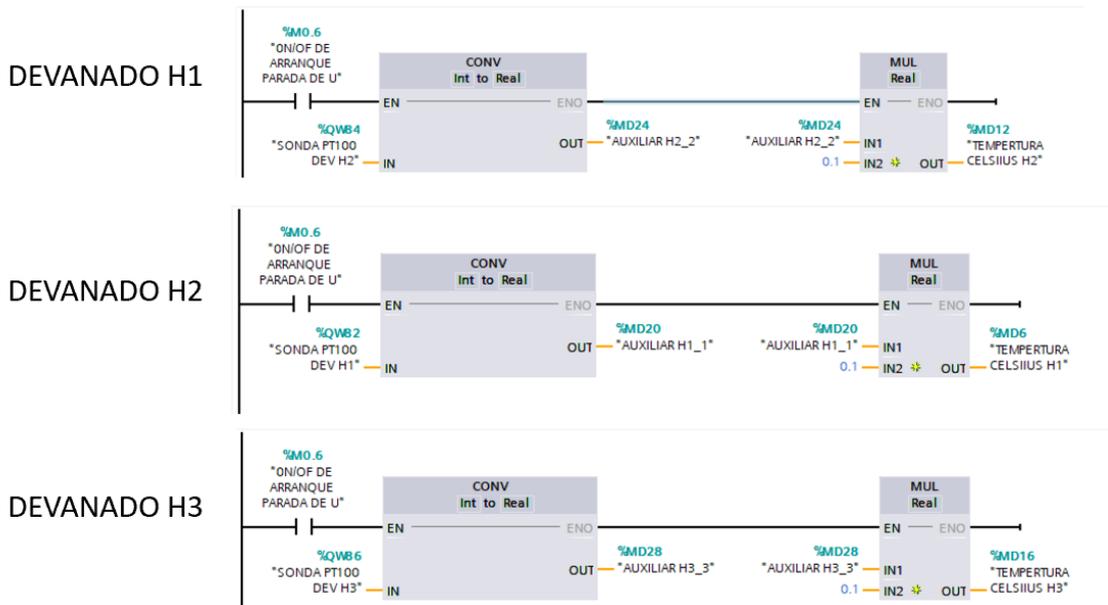


Fuente: TIA Portal V18.

3.16.5 Lectura de Temperatura de Devanados del Transformador.

Como se mencionó en capítulos anteriores, un transformador trifásico posee tres devanados. Tal como se especifica en los diseños de fábrica del transformador, se lee la temperatura de cada uno de los tres devanados utilizando sensores PT 100 (anteriormente sensores tipo capilares), aplicando la misma lógica. En TIA Portal V18, se emplean las funciones CONV y MUL para leer y ajustar la temperatura leída.

Figura 22: Funciones, lectura de temperatura de devanados H1, H2, H3.



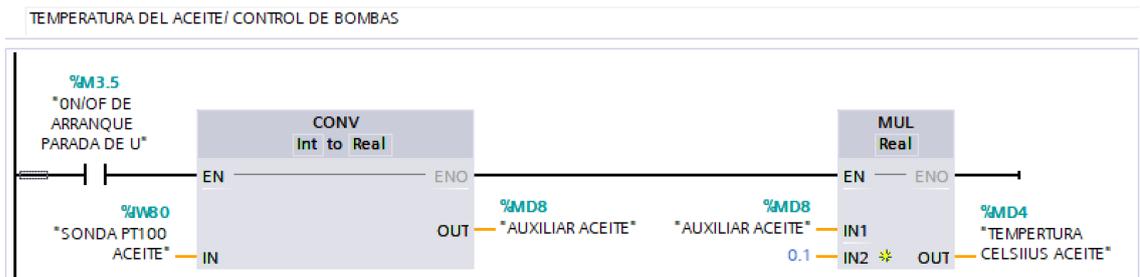
Fuente: TIA Portal V18.

3.16.6 Lectura de temperatura de Aceite del transformador.

El control de temperatura se realiza en referencia a la temperatura del aceite del transformador leída del sensor correspondiente, y no a la temperatura de los devanados del mismo, tal como se especifica en el diseño original del transformador. En la figura 23 se muestra la lógica de programación para le lectura de temperatura en condiciones normales de operación.

Para ello, se ha realizado el programa correspondiente en TIA Portal V18. Se utilizaron los diagramas de bloques de las librerías correspondientes, empleando las funciones CONV y MUL para leer y ajustar la temperatura leída.

Figura 23: Lectura de aceite del transformador.



Fuente: TIA Portal V18.

3.16.7 Control de Temperatura del transformador.

El transformador cuenta con dos bombas de circulación de aceite para el control de temperatura. La lógica de operación de las bombas se describe en la Tabla 4:

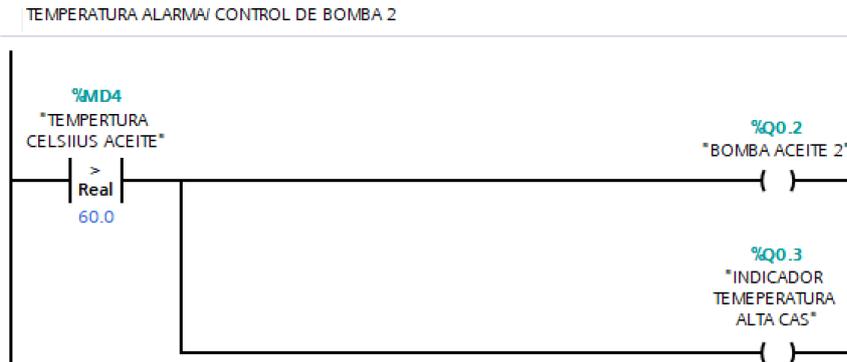
Al energizarse el transformador, se arranca la bomba de aceite número 1. Cuando la temperatura leída por el PLC (Controlador Lógico Programable) alcanza los 60 °C, se activa la bomba número 2. Si, a pesar de esto, la temperatura no disminuye y llega a 81 °C, se debe enviar una señal de disparo del transformador, de manera que la unidad salga del sincronismo del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Esta lógica de operación se ha programado en TIA Portal.

Tabla 5: Tabla de umbrales de temperatura para operación de bombas.

TEMPERATURA NORMAL	TEMPERATURA ALARMA	TEMPERATURA DISPARO
0-59 °C	60-80°C	81°C

En la Figura 24 se ilustra la programación basada en esta lógica de control. Cuando la sonda PT100 detecta una temperatura superior a 60 °C, se activa automáticamente la segunda bomba de recirculación de aceite. Simultáneamente, se enciende un indicador de alarma de temperatura. La operación de la segunda bomba contribuye a disminuir la temperatura del aceite y de los devanados del transformador. Una vez que la temperatura se ha reducido a niveles seguros, la bomba se apaga de manera automática, restableciendo el sistema a su estado normal.

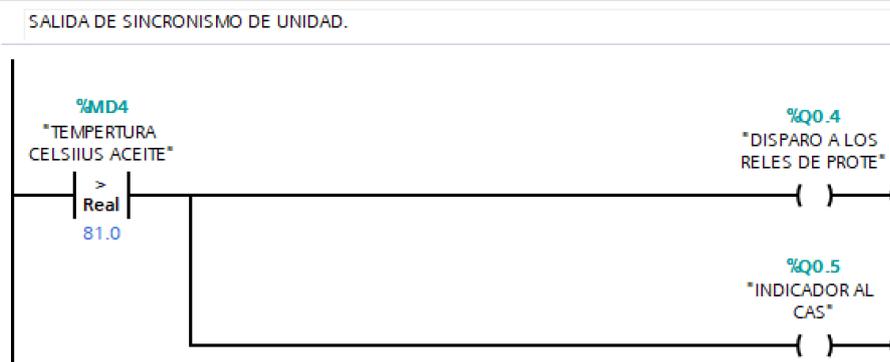
Figura 24: Arranque de Bomba 2 para recirculación de aceite.



Fuente: TIA Portal V18.

En la Figura 25 se ilustra la programación que sigue esta lógica de control. Si, a pesar de las acciones previamente programadas, la temperatura no se reduce a niveles normales y, en cambio, continúa incrementándose, es crucial activar las señales de protección y disparo del transformador. Esto es fundamental para prevenir daños en los bobinados y en el aceite dieléctrico y otros componentes que mecánicos y eléctricos que lo componen. Al alcanzar una temperatura superior a 81 °C, se envía una señal de disparo a los relés del transformador, así como a los sistemas de señalización de alarma. Esta señal es vital para proteger el transformador de posibles daños colaterales y opera en paralelo con los sistemas de señalización preexistentes, asegurando una respuesta efectiva ante condiciones críticas.

Figura 25: Señal de disparo de Unidad por sobretemperatura 81°C.



Fuente: TIA Portal V18.

3.16.8 Módulo de Comunicación.

Para transmitir los datos de temperatura adquiridos por el PLC S7-1200 a los servidores del sistema SCADA POWER ON, se requiere que la comunicación se realice mediante el protocolo RS485. Este es el estándar necesario para interactuar con las Unidades Terminales Remotas (RTUs) de General Electric, cuya tarjeta principal es la WESDAC D20ME, tal como se muestra en la Figura 26. La hoja de datos de esta tarjeta RTU se incluye en el Anexo D.

Las comunicaciones entre el D20ME y los módulos periféricos se realiza mediante un lazo serie de alta velocidad denominado D20.Link, que se realiza mediante enlace RS485 entre los distintos módulos y que puede ser reemplazado por un enlace de Fibra Óptica (AUTOTROL S.A. Div. Aplicaciones Energéticas, 2009).

Figura 26: Tarjeta WESDAC D20ME



Fuente: CELEC PAUTE MOLINO. UNIDAD TERMINAL REMOTAD20/D20

Para establecer la comunicación con el PLC S7-1200, se utiliza el módulo de comunicación SIEMENS 1241 RS422/485S, que se ilustra en la Figura 27. Este módulo permite la compatibilidad necesaria para la transferencia efectiva de datos entre el PLC y el sistema SCADA.

En la presente tesis, se describe la implementación de la comunicación RTU (Remote Terminal Unit) donde el equipo D20ME desempeña el rol de maestro, mientras que el PLC S actúa como esclavo. Esta configuración de comunicación sigue un protocolo en el cual el maestro, el D20ME, interroga periódicamente al esclavo, el PLC SIM 7 1200, para la adquisición de datos y el control de operaciones.

La comunicación entre ambos dispositivos se establece cada 4 segundos, lo que garantiza un intercambio de información constante y actualizado. Este ciclo de comunicación es esencial para mantener la sincronización y el correcto funcionamiento de los sistemas involucrados, permitiendo que el maestro D20ME supervise y controle efectivamente las funciones del esclavo PLC SIM 7 1200.

Para establecer la comunicación bajo los requerimientos del módulo de la unidad terminal remota, se necesita la comunicación RS-485 para ello se utiliza el módulo CM 1241 como se ilustra en Figura 27. Este módulo permite la comunicación serial la RTU y el PLC SIM 7 1200, lo cual es fundamental en la integración de sistemas de control que requieren conexiones fiables y eficientes.

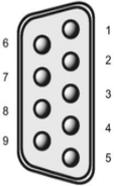
Figura 27: Comunicación RS485



Fuente: Hoja de Datos. (SIEMENS, 2019)

En la Tabla 6, se muestran los pines específicos utilizados para establecer la comunicación RS-485, incluyendo la asignación de puertos, la velocidad de transmisión y otros ajustes críticos que aseguran una interacción fluida y sin errores entre los dispositivos conectados. La correcta configuración de estos parámetros es esencial para garantizar el desempeño óptimo del sistema en el entorno operativo.

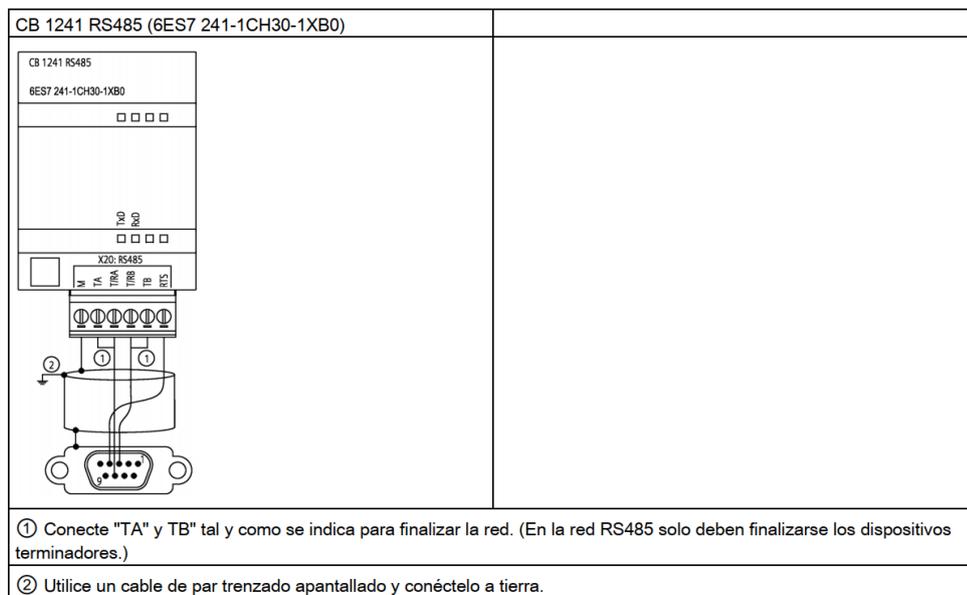
Tabla 6: Tabla pines conexión RS 485

PIN	Descripción	Conector (Macho)	PIN	Descripción
1 DCD	Detección de portadora de datos		6 DSR	Equipo de datos listo. Entrada
2 RxD	Datos recibidos DCE: Entrada		7 RTS	Petición de transmitir. Salida
3 TxD	Datos recibidos DCE: Salida		8 CTS	Listo para transmitir. Entrada
4 DTR	Terminal de datos Disponible		9 RI	Indicación de timbre no utilizado
5 GND	Masa lógica.		SHELL	Conexión a masa.

Fuente: Hoja de Datos. (SIEMENS, 2019)

Se ilustra la Figura 28 él se ilustra el módulo físico y el diagrama de conexiones en la bornera, en el anexo J se indica la conexión en sitio.

Figura 28: Comunicación RS485, Modulo 1241



Fuente: Hoja de Datos. (SIEMENS, 2019)

3.17 Estructura del sistema de Control.

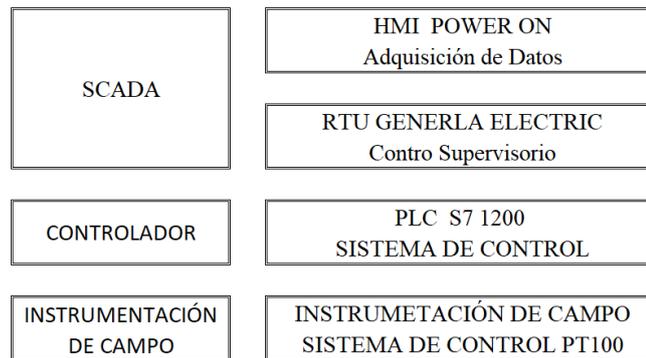
La estructura de control en nivel esta compuesta por el sistema SCADA como se indica en la Figura 29, en este sistemas a través de una red de comunicación monitorea y adquiera información desde la RTU, el tercer nivel esta compuesto por un PLC, que es el encargado de adquirir los datos medidas temperaturas del cuarto nivel la misma que los instrumentos de campo como son en este caso los RTDs.

El SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) para la adquisición de datos de temperatura del trasformador luego de ser procesado por el PLC es POWER ON es una plataforma desarrollada por General Electric (GE) que se utiliza en sistemas de control y supervisión de procesos en tiempo real, especialmente en entornos de plantas eléctricas, Esta plataforma permite a los operadores monitorear controlar y gestionar de manera centralizada una variedad de equipos y procesos, como subestaciones eléctricas, generación de energía, distribución de energía entre otras.

SCADA PowerON de General Electric ofrece características como visualización en tiempo real de datos operativos, control remoto de dispositivos, generación de informes y análisis de datos históricos, también puede integrarse con otros sistemas de información empresarial para una gestión completas de los activos y procesos de energía.

La arquitectura del sistemas SCADA implementado en la central PAUTE está compuesto por controladores lógicos programables (PLC) o unidades terminales remotas (RTU), Los PLC y las RTU son microprocesador que se comunican con una serie de instrumentos, sensores de temperatura ubicados en otros sistemas de una unidad de generación, estator, flujos de agua., sensores de posicionamientos, actuadores como inyectores (BLOG INDUSTRIA 4.0, 2019) .

Figura 29: Arquitectura del SCADA



Fuente: Diseño e implementación del Sistema de Control

Luego, dirigen la información de esos objetos a computadoras con software SCADA Power On. Este mismo procesa, distribuye y muestra los datos a los operadores para el análisis de datos y toma de decisiones.

3.17.1 Interfaz de comunicaciones MODBUS.

El protocolo Modbus creado en 1979, es utilizado para la comunicación entre dispositivos electrónicos, controladores Lógicos programables PLCs, sensores, actuadores, entre otros. (National Instruments, 2015), para comunicaciones remotas SCADA. Cada dispositivo MODBUS posee dirección única, es decir, puede enviar ordenes, cada comando contiene la dirección del dispositivo destinatario, todos los dispositivos reciben la trama, pero solo el destinatario la ejecuta. Los comandos básicos permiten controlar un dispositivo de unidad remota (RTU) para modificar o solicitar el valor de algunos de sus registros.

3.17.2 MOD BUS RS - 485.

En automatización el protocolo Modbus RTU, es un medio de comunicación que permite la comunicación de datos entre controladores lógicos programables y computadoras.

Los dispositivos electrónicos pueden intercambiar información a través de líneas en serie utilizando el protocolo MOD BUS.

Los datos de temperatura adquiridos por PLC, deben ser enviados a los servidores del SCADA POWER ON, para ello se debe utilizar el protocolo MODBUS, vía RS-485.

PROTOSCOLOS.

Modbus es un protocolo de comunicación situado en los niveles 1,2 y 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo.

Existen dos versiones principales: MODBUS RTU para la comunicación serial convencional, y MODBUS/TCP, en donde se emplea ethernet como medio de transmisión.

MODBUS RTU/ASCII

- Comunicación hasta con 16 dispositivos (esclavos) por canal
- Velocidad de transferencia 19,2 Kbps.

MODBUS RTU (Remote Terminal Unit).

Cuando los controladores son configurados para comunicarse con una red Modbus usando el modo RTU, cada byte de 8 bits en un mensaje contiene dos dígitos hexadecimales de 4 bits. La ventaja de este modo es que su mayor densidad de carácter permite mejor rendimiento que le modo ASCII, para la misma velocidad, cada mensaje debe ser transmitido en flujo continuo. (Cevallos 2007).

Para esto debemos utilizar un maestro un medio de comunicación y un esclavo.

- Maestro. RTU general electric.
- Medio de Comunicación. Modbus RS485
- PLC. PLC siemens S7-1200.

En la Figura 30 se muestra una unidad termina remota RTU instalada en central Paute molino Unidad 4 con todos sus componentes, los mismos que son dispositivos para entradas y salidas, para lecturas de parámetros de la unidad de generación tales como presión, temperatura, niveles de aceite, parámetros eléctricos.

Figura 30: RTU comunicación con servidores POWER ON

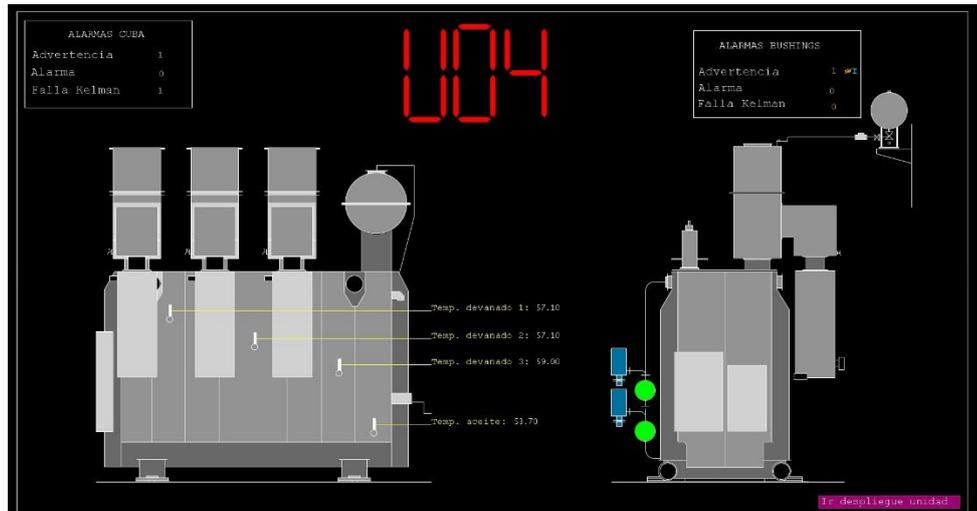


Fuente: RTU Unidad 4, CELEC SUR, Molino Fase AB.

Con el sistema implementado, con el 10 de mayo de 2024, se demuestra su funcionamiento. En esa fecha, los datos de temperatura de la U4 se desplegaron en una estación de trabajo del SCADA POWER ON, como se muestra en la Figura 31, permitiendo la visualización en tiempo real de la temperatura. El sistema permite al operador de la casa de máquinas monitorear de manera continua la operación correcta del transformador de potencia. Además, el SCADA facilita analizar del comportamiento de la temperatura en función de la demanda del Sistema Nacional Interconectado, optimizando así la gestión y el control del sistema eléctrico.

+

Figura 31: Interfaz HMI POWER ON.



Fuente: HMI Despliegue Transformador U4, CELEC SUR, Molino Fase AB.

Figura 32: SARDOM, datos de temperatura de la U4.

Dev. A	Dev. B	Dev. C	Cuba
0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00
53.40	53.80	55.80	51.50
0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: SARDOM, CELEC SUR, Molino Fase AB.

3.18 Análisis de Datos obtenidos.

Se toma muestra temperaturas de datos obtenidos del 05 al 06 de Enero del 2024 y se representa en la Figura 33 se observa que los datos obtenidos muestran una normal operación del transformador, siendo las temperaturas más elevadas en hora de mayor demanda del transformador.

Figura 33: SARDOM, Grafica de datos de temperatura de la U4.



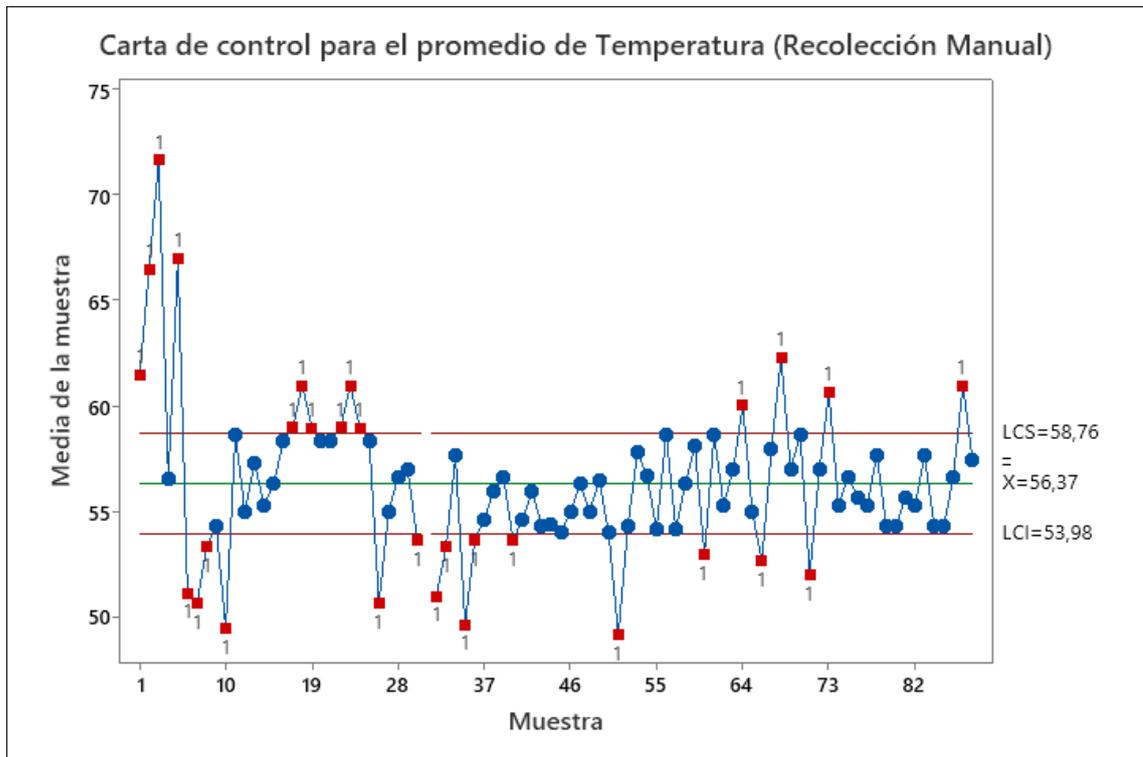
Fuente: SARDOM, CELEC SUR, Molino Fase AB.

3.19 Pruebas y validación del sistema.

Para establecer los rangos de temperatura del transformador se utilizó datos históricos de los reportes obtenidos a través de dos sistemas de recolección el primero: Recolección manual con el registro de datos en una bitácora y la segunda descarga de reportes generados por la automatización del sistema SCADA, la recolección se realizó durante el mes de Febrero.

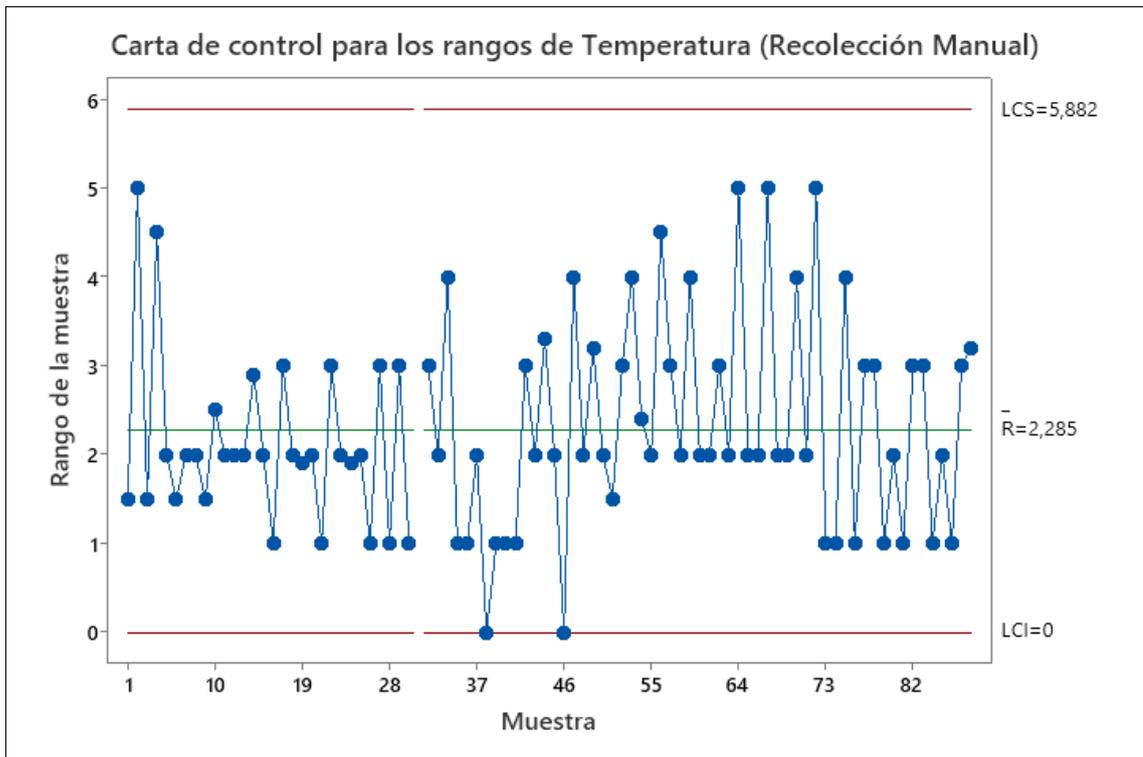
Con las muestras tomadas para cada sistema de recolección se construyeron cartas de control Figura para la media y el rango de la variable Temperatura con la finalidad de evaluar si había problemas en la característica detallada que conlleven a presenciar fallos en los transformadores.

Figura 34. Carta de control para la media de Temperatura (Recolección Manual)



La carta de control Figura 34 para la media evidenció que la Temperatura oscila entre 53.98 y 58.76 °C y a pesar de que los valores son cifras normales carentes de alarmas en el funcionamiento de los transformadores existieron 29 picos de Temperatura que pueden ser observados para control de procesos y que a futuro pudieran influir en la presencia de fallos, es evidente pensar que estos valores anómalos pueden deberse a errores aleatorios ajenos al proceso de recolección o por sobrecalentamiento de los transformadores.

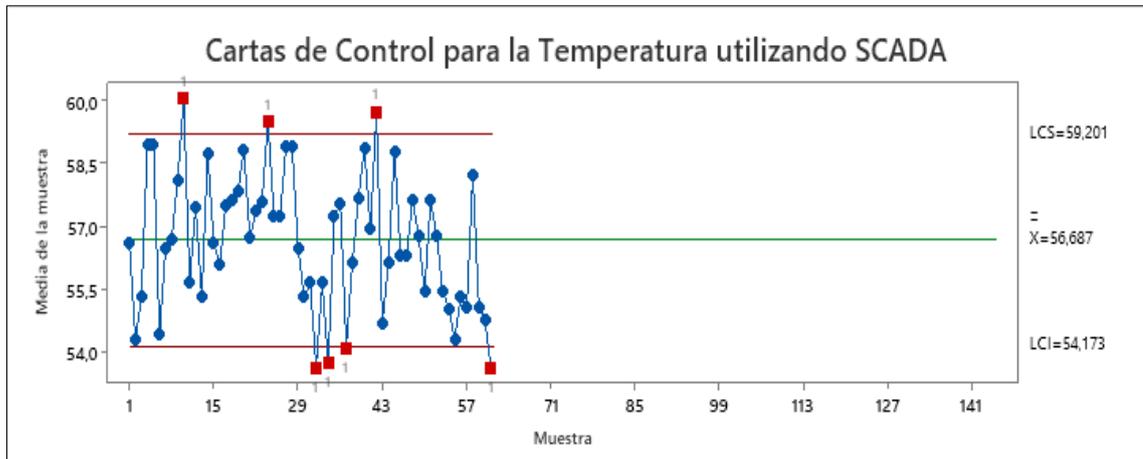
Figura 35: Carta de control para los rangos de Temperatura (Recolección Manual)



La figura 35 ilustra la variación de las muestras recolectadas destacó una longitud de recorrido entre 0 y 5.88 °C lo que evidenció que no existe mayor variación de las temperaturas cuando se realizó un registro manual, no existió variación alguna que conlleve a pensar que el proceso manual se le realice de manera incorrecta o se hayan presentado errores de tipeo.

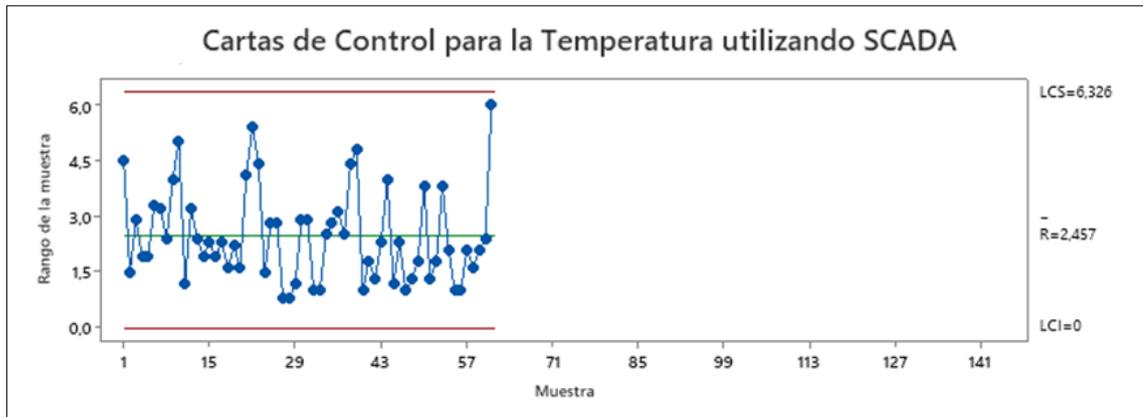
Seguido se construyeron cartas para los estadísticos media y rango con muestras de temperatura tomadas desde los reportes del sistema SCADA implementado en la hidroeléctrica Figura 36.

Figura 36: Carta de control para la media de Temperatura (Recolección con el sistema SCADA)



La carta de control para la media en función a la automatización del sistema SCADA incrementa una unidad de variación al intervalo de cambio (recolección manual: 53.98 y 58.76 °C; recolección con el sistema: 54.17 a 59.20) que presenta la característica, los valores de temperatura se distribuyen a través de un patrón de ciclicidad que deja al descubierto que las lecturas con el sistema de automatización son más eficientes y muestran su verdadero patrón de cambio ya que con la automatización se minimiza la presencia del error aleatorio, a parte la carta evidenció apenas 7 picos fuera de los límites de tolerancia lo que indica mayor ajuste de los datos en relación al entorno de funcionamiento Figura 37.

Figura 37: Carta de control para el rango de Temperatura (Recolección con el sistema SCADA).



En cuanto al comportamiento del rango también se logró ajustar de mejor manera la dispersión ya no se observaron puntos sobre los límites de tolerancia y también hubo un incremento de una unidad en su intervalo de variación Figura 38.

Las cartas de control siguientes permiten una comparación final de los indicadores analizados de manera que se pueda evaluar la eficacia del sistema propuesto

Figura 38: Carta de control mixta para la Temperatura (Recolección manual).

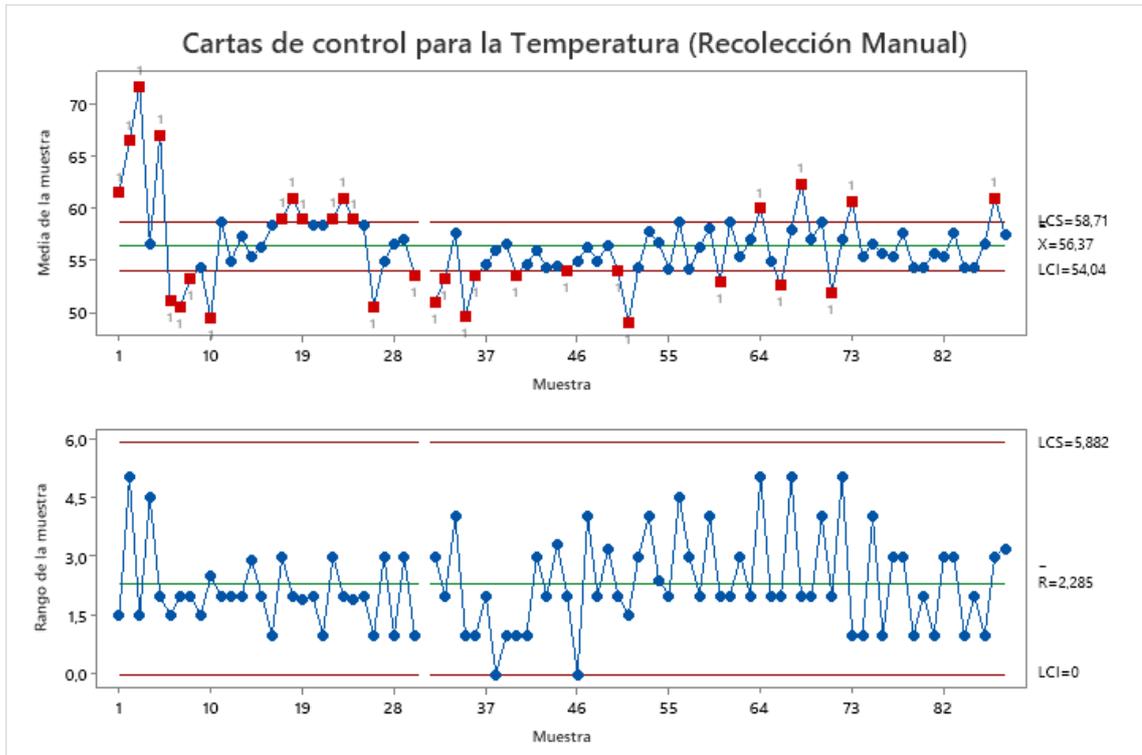
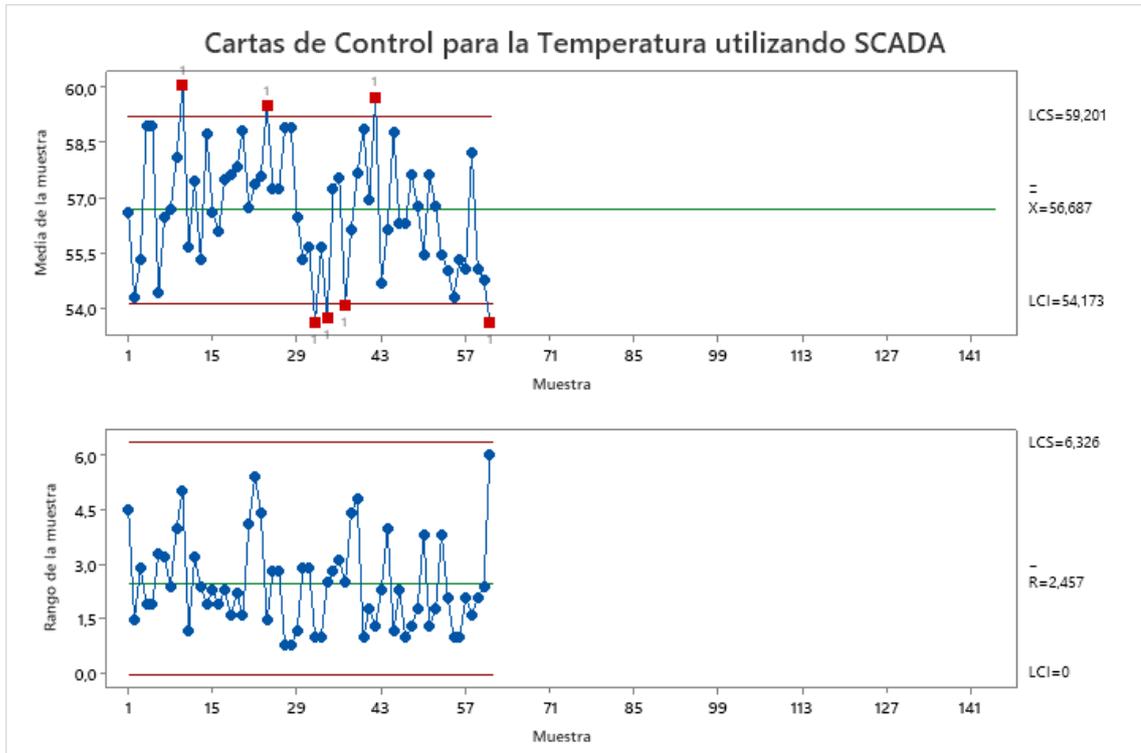


Figura 39: Carta de control mixta para la Temperatura (Recolección con el sistema SCADA)



Las comparativas de variación de los indicadores numéricos evidenciaron que el sistema de automatización SCADA permitió ajustar de mejor manera la distribución de los valores de temperatura al reducir de manera significativa los picos fuera de los límites de tolerancia Figura 39.

CONCLUSIONES

La investigación propone y visibiliza la metodología y topología que debe utilizar el sistema de monitoreo de temperatura en línea del Transformador de potencia con un flujograma de procesos delimitados en base a las necesidades de la central hidroeléctrica a manera de evaluar la verdadera dispersión de los valores de temperatura que pudieran derivar en fallas de operación.

Los promedios de variación de la Temperatura mediante un proceso de recolección manual se encuentran entre 53.98 y 58.76 °C; mientras que el intervalo de variación con el sistema de automatización SCADA se encuentra entre 54.17 a 59.20°C, en el caso del rango de la Temperatura la recolección manual presento una variación entre 0 y 5.88 °C y para el sistema de automatización es de 0 a 6.32 °C, sin duda la central hidroeléctrica de momento no presenta alarmas de fallo por sobrecalentamiento de los transformadores.

Las comparativas de variación de los indicadores numéricos evidenciaron que el sistema de automatización SCADA permitió ajustar de mejor manera la distribución de los valores de temperatura al reducir de manera significativa los picos fuera de los límites de tolerancia

RECOMENDACIONES

Reproducir la metodología construida en el estudio no solo para la variable Temperatura sino también para otras características que pueden influir en el daño de los transformadores.

Monitorear los intervalos de variación de la Temperatura de manera mensual a fin de identificar el momento preciso en el que se puede presenciar una alarma de falla.

Instaurar de manera general el uso del sistema de automatización SCADA para lecturas de variables en todas las plantas industriales que demanden del uso de transformadores.

REFERENCIAS

- AUTOTROL S.A. Div. Aplicaciones Energéticas. (2009). *UNIDAD TERMINAL REMOTA D20/D200*. Canada.
- BLOG INDUSTRIA 4.0*. (04 de 06 de 2019). Obtenido de <https://www.cursosaula21.com/que-es-un-sistema-scada/>
- Campozano Pin, J. L., & Veleceta Arias, I. T. (2021). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA, PARA PRÁCTICAS EN EL LABORATORIO DE AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL, BASADO EN LA RED PROFINET CON UN SISTEMA DE PERIFERIA REMOTA*. Guayaquil-Ecuador.
- CELEC. (2012). *MANUAL DE MONTAJE, FUNCIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA*. Cuenca.
- CELEC. (21 de diciembre de 2023). *Corporación eléctrica del Ecuador*. Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/celecsur/informacion-tecnica/central-hidroelectrica-paute-molino/>
- Coloma , R. (2021). “Desarrollo de un sistema de monitoreo basado en herramientas IOT, para analizar los parámetros de un transformador de potencia” . *Universidad Politécnica Salesiana Ecuador , 1(1)*.
- De la Torre , A. (2021). Análisis de fallas en transformadores de potencia de las centrales de generación eléctrica”. *Universidad Politécnica Salesiana Ecuador, 1(1)*.
- Lara Alabazares, D., & Zuñiga Alanís, M. (2012). *Introducción a la Instrumentación industrial*. t.
- Lara Alabazares, D., Zuñiga Alanis, M., & Romero Galván, G. (2012). *Introducción a la Instrumentación Industrial*. Tamaulipas,.
- Leza, Escriña Asociados S.A. (2023). *Riesgos en transformadores de potencia*. LEA.
- López. G. F, F., & Zurita. R Ronny. A, R. (2017). *Escuela de Ingeniería Eléctrica*. Obtenido de UNIVERSIDAD DE CARABOBO: <https://instrumentacionuc.wixsite.com/facultad-ingenieria/copia-de-copia-de-copia-de-tipos-de-1>

- MEJÍA HERRERA, J. (2016). *IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED MODBUS RTU CON PLC S7-1200 PARA EL CONTROL Y MONITOREO DE DOS ESTACIONES DE PROCESOS*. Latacunga.
- Montero , G. (2020). DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y NMONITOREO EN LINEA. *INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ, 1(1)*.
- Muñoz, A. (2018). Metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) aplicada a transformadores de potencia. *Universidad de San Carlos de Guatemala, 1(1)*.
- pyromation.com*. (2024). Obtenido de <https://www.pyromation.com/TechInfo/Tables.aspx>
- Ramírez , A. (2018). Evaluación de la salud de activos de los transformadores de potencia de las subestaciones del área metropolitana del Valle de Aburrá. *Universidad Eafit, 1(1)*.
- Román Campos, F. (2022). Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos ante sobretensiones externas. *Ingeniería e Investigación, 34-46*.
- Rueda, W. (2022). Desarrollo de un código de programación para el mantenimiento. *Universidad Técnica de Cotopaxi, 1(1)*.
- Salamanca , S., Céspedes, A., & Aponte , G. (2021). Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos. *Tecnología en Marcha, 34(1)*, 114-125.
- Salamanca, S., Céspedes, A., & Aponte, G. (2021). Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos. *Congreso de Alta Tensión y Aislamiento Electrónico, 34(1)*.
- Serpa, D. (2022). “Control remoto de subestación eléctrica para reducir problemas por sobrecarga en transformador de potencia de subestación de transmisión Oropesa - Cusco” . *Universidad Nacional del Centro de Perú, 1(1)*.
- SIEMENS. (2010). Módulo de señales SM 1231 RTD. 4.

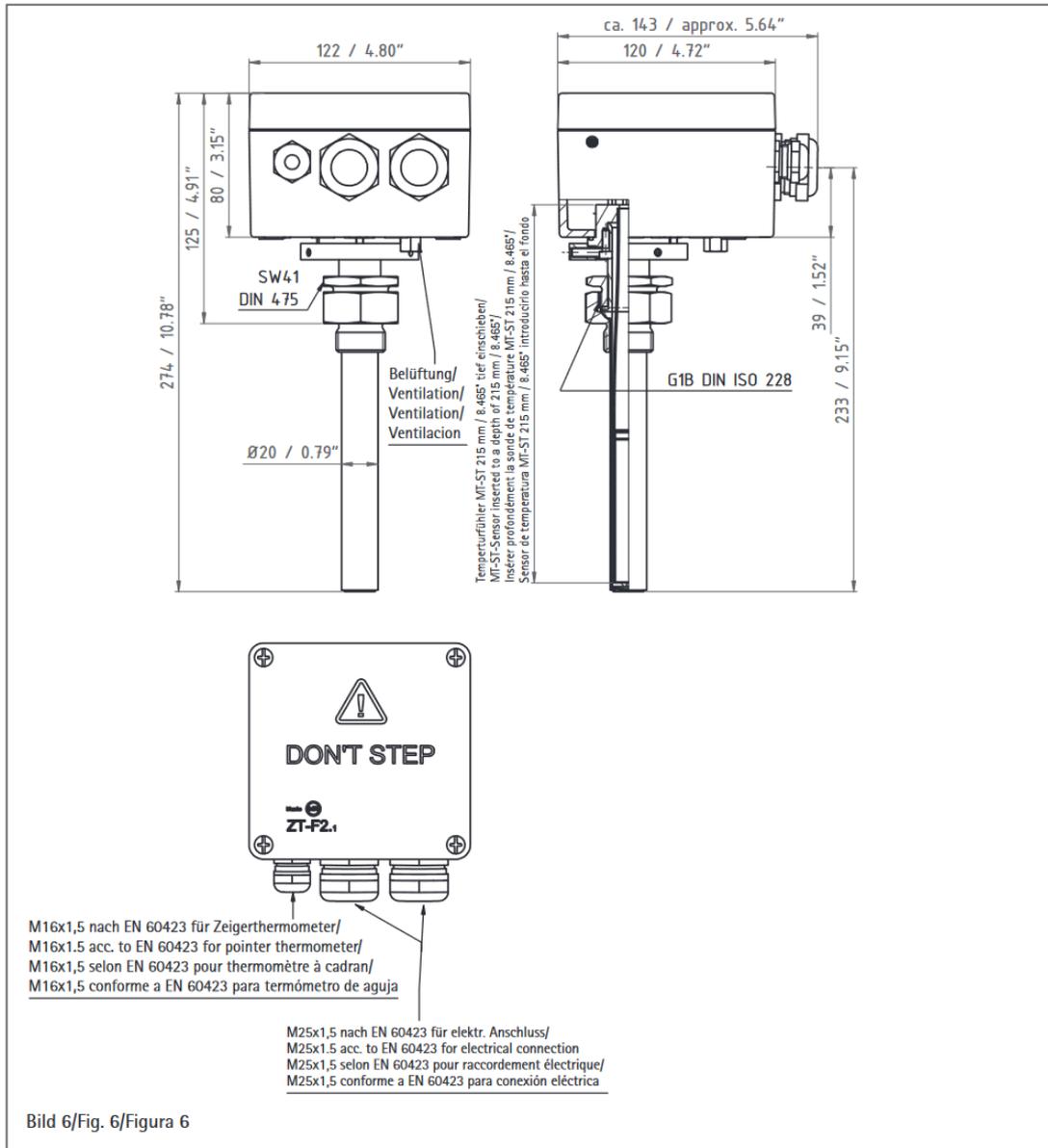
SIEMENS. (2019). MANUAL S7 1200. *S71200*, 1324-1325-1326.

Silva , G., & Cevallos , L. (2023). Análisis de la Normativa IEC 61850 para la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando relés de protección diferencial. *Universidad Politécnica Salesiana Ecuador* , 1(1).

Sivrikaya, E., Iyigün, B., & Tekin, M. (2019). Legislación Nacional y Normas Internacionales para Sistemas de Detección y Protección contra Incendios para Transformadores Industriales y Subestaciones de Instalaciones Industriales. *IEEE*, 1(1), 10.

Zhañay, O. A. (2015). *Estudio del sistema de adquisición y monitoreo de temperatura de las unidades de generación de la Central Paute Molino y elaboración del manual de operaciones*. Cuenca.

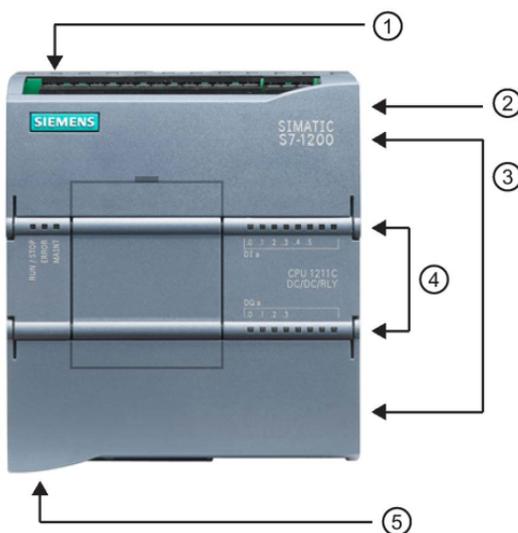
ANEXOS A. HOJA DE DATOS ZT-F2.1 PT100.



ANEXOS B. HOJA DE DATOS S7 1200.

Hardware/software	Requisitos
Tipo de procesador	Intel® Core™ i5-3320M 3.3 GHz o mejor
RAM	8 GB
Espacio disponible en el disco duro	2 GB en la unidad de disco C:\
Sistemas operativos	<p>STEP 7 puede utilizarse con los siguientes sistemas operativos (64 bits, Windows 7 también de 32 bits)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Microsoft Windows 7 Home Premium SP1 o superior (solo STEP 7 Basic, no compatible con STEP 7 Professional) • Microsoft Windows 7 o superior (Professional SP1, Enterprise SP1, Ultimate SP1) • Microsoft Windows 8.1 (solo STEP 7 Basic, no compatible con STEP 7 Professional) • Microsoft Windows 8.1 (Professional, Enterprise) • Microsoft Server 2008 R2 StdE SP1 (solo STEP 7 Professional) • Microsoft Server 2012 R2 StdE
Tarjeta gráfica	32 MB RAM Intensidad de color de 24 bits
Resolución de la pantalla	1920 x 1080 (recomendado)
Red	Ethernet de 20 Mbits/s o más rápido
Unidad óptica	DVD-ROM

La CPU incorpora un puerto PROFINET para la comunicación en una red PROFINET. Hay disponibles módulos adicionales para la comunicación en redes PROFIBUS, GPRS, RS485, RS232, IEC, DNP3 y WDC.



- ① Conector de corriente
- ② Ranura para Memory Card (debajo de la tapa superior)
- ③ Conectores extraíbles para el cableado de usuario (detrás de las tapas)
- ④ LEDs de estado para las E/S integradas
- ⑤ Conector PROFINET (en el lado inferior de la CPU)

ANEXOS C. Módulo de señales SM 1231 RTD.

SM 1231 AI4 Analog Input RTD

Modelo	SM 1231 AI 4 x RTD x 16bit
Referencia (MLFB)	6ES7 231-5PD30-0XB0
Dimensiones An. x Al. x P. (mm)	45 x 100 x 75
Peso	220 g
Pérdidas	1,5 W
Consumo (bus SM)	80 mA
Consumo (24 V DC) ¹	40 mA
Número de entradas	4
Tipo	RTD referenciado
Rango	Ver tabla de selección de sensores RTD
Rango total (palabra de datos)	Ver tabla de selección de sensores RTD
Rango de sobrepulso/subimpulso (palabra de datos)	Ver tabla de selección de sensores RTD
Rebase por exceso/defecto (palabra de datos)	Ver tabla de selección de sensores RTD
Resolución Temperatura Resistencia	0,1° C/0,1° F 15 bits más signo
Tensión máxima de ensayo	± 35 V
Supresión de perturbaciones	85 dB para el filtro seleccionado (10 Hz, 50 Hz, 60 Hz y 400 Hz)
Impedancia	≥ 10 MΩ
Aislamiento Lado de campo hacia lógica Campo hacia 24 V DC 24 V DC hacia lógica Aislamiento entre canales	500 V AC 500 V AC 500 V AC ninguno
Precisión	Ver tabla de selección de sensores RTD
Repetibilidad	±0.05% FS
Disipación máxima del sensor	0,5 mW
Principio de medición	Integrador
Tiempo de actualización del módulo	Ver tabla de selección de filtros
Longitud del cable (metros)	100 metros hasta el sensor (máx.)
Resistencia del cable	20 Ω, 2.7 Ω para 10 Ω RTD máx.
Supresión en modo común	> 120dB
Diagnóstico	
Alarma de rebase por exceso/por defecto ^{2,3}	Sí
Alarma de rotura de hilo ⁴	Sí
Alarma de baja tensión 24 V DC ²	Sí

¹ 20,4 a 28,8 V DC (clase 2, potencia limitada o alimentación de sensor de la CPU)

² La información de las alarmas de diagnóstico de baja tensión y de rebase por exceso/por defecto será indicada en los valores analógicos aunque las alarmas estén desactivadas en la configuración del módulo.

³ La detección de rebase por defecto nunca está habilitada para los rangos de resistencia.

⁴ Cuando la alarma de rotura de hilo está deshabilitada y se da una condición de rotura de hilo en el cableado del sensor, el módulo puede señalar valores aleatorios.

ANEXOS D. HOJA DE DATOS UNIDAD TERMINAL

REMOTA D20/D20.

WESDAC 202/V.23 Modem Specifications

Table 5 WESDAC 202/V.23 Modem Specifications

ITEM	DESCRIPTION
Mounting	<ul style="list-style-type: none"> Chassis (520-0120) Rack (520-0090)
Standards	Jumper configurable for: <ul style="list-style-type: none"> Bell 103 and 202 CCITT V.23
Circuits	<ul style="list-style-type: none"> 2 wire half-duplex 4 wire half- or full-duplex
Equipment Interface	RS-232/CCITT V.24 data interface
Data Rate	300 and 1200 bps
Transmit and Receive Frequencies	<ul style="list-style-type: none"> -45 dBm to +2.0 dBm Continuous or RTS-keyed
Transmit Output Level	<ul style="list-style-type: none"> -45 dBm to +2.0 dBm Continuous or RTS-keyed
Receive Sensitivity	<ul style="list-style-type: none"> Jumper configurable for steps -42, -36, -30, -24, -18, or -12 dBm 5 dB typical carrier dropout hysteresis
Soft Carrier Turn-Off	<ul style="list-style-type: none"> WESDAC 202/V.23 (vertical): Fixed at 8 ms WESDAC 202/V.23 (rack): 24 ms, optional 7910 chip Soft carrier frequency 900 Hz
DCD on Detection of Carrier	3 to 7 ms maximum
DCD on Loss of Carrier	3.4 to 11.3 ms maximum
CTS Delay after RTS	<ul style="list-style-type: none"> 8 ms RTS - CTS delay set on software
Line Impedance	600 ohms
LED Indicators	Tx, Rx, DCD, RTS (all RED)
Jack	<ul style="list-style-type: none"> WESDAC 202/V.23 (vertical): RJ11 telephone jack for line connections WESDAC 202/V.23 (rack): Optional integral or external jack termination (Line, monitor and equipment, for both Tx and Rx).
Protection	<ul style="list-style-type: none"> 1500 V line isolation SWC ANSI/IEEE C37.90.1-1974 (2.5 kV) SWC (Fast Transient) ANSI/IEEE C37.90.1-1989 (5.0 kV) Relay systems test, in accordance with ANSI/IEEE C37.90-1978 Optional impulse/lighting protection gas-tube arresters
Error Rate	Back-to-back error rate is 1 bit error in 60,000 at 1200 bps
Mechanical	<ul style="list-style-type: none"> WESDAC 202/V.23 (rack) Dimensions: 1.75" (4.4 cm) x 19" (48 cm) WESDAC 202/V.23 (vertical) Vertical mounting in D20/D200 chassis card slot as shown in figure Screw compression type terminals for 2W/4W connections. Female DB25 connector for RS-232 connection.
Environmental	<ul style="list-style-type: none"> Temperature: -20 C to +60 C Humidity: 0 to 95% non-condensing

ANEXOS E. Datos de Tomados Manualmente por operador.

ANEXO E.1. Datos de Temperatura U4 fecha 01/02/2024.

 Temperatura de Transformadores FASE AB						
FECHA.	HORA	UNIDAD	Dev.A	Dev.B	Dev.C	Cuba
01/02/2024	1:00:00	U1	61	62,5	61	51
		U2	69,5	65,5	64,5	56
		U3	72,5	71,5	71	60
		U4	59	56,3	54,5	52,1
		U5	68	67	66	57,5
	6:00:00	U1	51	52	50,5	45,5
		U2	52	50	50	45
		U3	54	54	52	49
		U4	55	54,5	53,5	53
		U5	50,5	50	48	45,3
	12:00:00	U1	58	60	58	51
		U2	56	55	54	46
		U3	58	58	56	50
		U4	54,3	54,5	57,2	51,9
		U5	57	57	55	48
	18:00:00	U1	58	59	58	50
		U2	61	58	58	51
		U3	62	61	60	55
		U4	58,3	58,4	60,2	54,9
		U5	59	59	57	50
20:00:00	U1	58	59	58	50	
	U2	61	58	58	51	
	U3	62	61	60	55	
	U4	58,3	58,4	60,2	54,9	
	U5	59	59	57	50	

ANEXO E.2. Datos de Temperatura U4 fecha 02/02/2024

 Temperatura de Transformadores FASE AB							
FECHA.	HORA	UNIDAD	Dev.A	Dev.B	Dev.C	Cuba	
02/02/2024	1:00:00	U1	51	51	50	43	
		U2	57	54	54	46	
		U3	57	57	56	51	
		U4	59	56	56	53	
		U5	54	54	53	47	
	6:00:00	U1	no opera				
		U2	53	50	50	45	
		U3	54	54	52	48	
		U4	60	57	56	55	
		U5	50	50	49	45	
	12:00:00	U1	53	54	54	45	
		U2	56	54	54	46	
		U3	56	56	56	49	
		U4	57	57	56	54	
		U5	54	54	53	45	
	18:00:00	U1	54	55	55	46	
		U2	58	55	55	47	
		U3	55	55	53	49	
		U4	53,1	53,8	56,4	49,9	
		U5	55	54	53	44	
20:00:00	U1	55	55	55	46		
	U2	59	55	55	47		
	U3	54	55	56	49,8		
	U4	55,2	55,9	58,4	52,2		
	U5	55	54	53	44		

ANEXOS F. Anexo de Resultados,

ANEXO F.1. Datos de SCADA POWER ON fecha 01/01/2024.

Fecha: 01/02/2024 18:00

Fecha de Consulta: 01/02/2024 18:00

Unidad	Transformador				Transformador Auxiliares		Transformadores Excitación				
	S. Aceite 1	S. Aceite 2	Dev. A	Dev. B	Dev. C	Cuba	Devanado	Aire	Aire A	Aire B	Aire C
U01	36.20	35.90	0.00	0.00	0.00	0.00	37.48	33.30	35.10	36.30	34.70
U02	40.60	40.70	0.00	0.00	0.00	0.00	57.65	31.70	34.60	36.50	36.40
U03	43.10	45.90	0.00	0.00	0.00	0.00	37.63	36.30	33.60	34.40	33.10
U04	29.00	30.20	54.60	54.60	55.80	52.80	35.55	30.20	33.20	33.10	32.60
U05	43.70	43.50	0.00	0.00	0.00	0.00	45.93	31.20	30.10	31.80	31.90

ANEXO F.2 Datos de SCADA POWER ON fecha 02/02/2024.

Fecha: 02/02/2024 18:00

Fecha de Consulta: 02/02/2024 18:00

Unidad	Transformador				Transformador Auxiliares		Transformadores Excitación			Regulador		
	S. Aceite 1	S. Aceite 2	Dev. A	Dev. B	Dev. C	Cuba	Devanado	Aire	Aire A	Aire B	Aire C	Aceite Cuba
U01	38.10	37.70	54.00	55.00	55.00	46.00	37.02	33.80	35.00	35.90	34.10	53.60
U02	40.90	41.20	58.00	55.00	55.00	47.00	57.65	32.30	36.20	36.00	36.40	51.00
U03	42.60	45.90	55.00	55.00	53.00	49.00	37.26	35.90	34.40	35.00	34.30	48.50
U04	28.90	34.00	53.10	53.80	56.40	49.90	35.31	30.90	34.30	33.30	32.50	52.60
U05	43.50	43.30	55.00	54.00	53.00	44.00	45.93	30.80	30.40	31.90	31.60	52.90

ANEXO F.3 Datos de SCADA POWER ON fecha 02/02/2024, horas no consideradas.

02/2/2024 19:00

2/2/2024 19:00	U04	TempAB Cuba U04	50,7000008
2/2/2024 19:00	U04	TempAB Dev. A U04	54
2/2/2024 19:00	U04	TempAB Dev. B U04	54,6000023
2/2/2024 19:00	U04	TempAB Dev. C U04	57,5

02/2/2024 20:00

2/2/2024 20:00	U04	TempAB Cuba U04	52,2000008
2/2/2024 20:00	U04	TempAB Dev. A U04	55,2000008
2/2/2024 20:00	U04	TempAB Dev. B U04	55,9000015
2/2/2024 20:00	U04	TempAB Dev. C U04	58,4000015

02/2/2024 21:00

2/2/2024 21:00	U04	TempAB Cuba U04	54,9000015
2/2/2024 21:00	U04	TempAB Dev. A U04	57,4000015
2/2/2024 21:00	U04	TempAB Dev. B U04	57,5
2/2/2024 21:00	U04	TempAB Dev. C U04	59

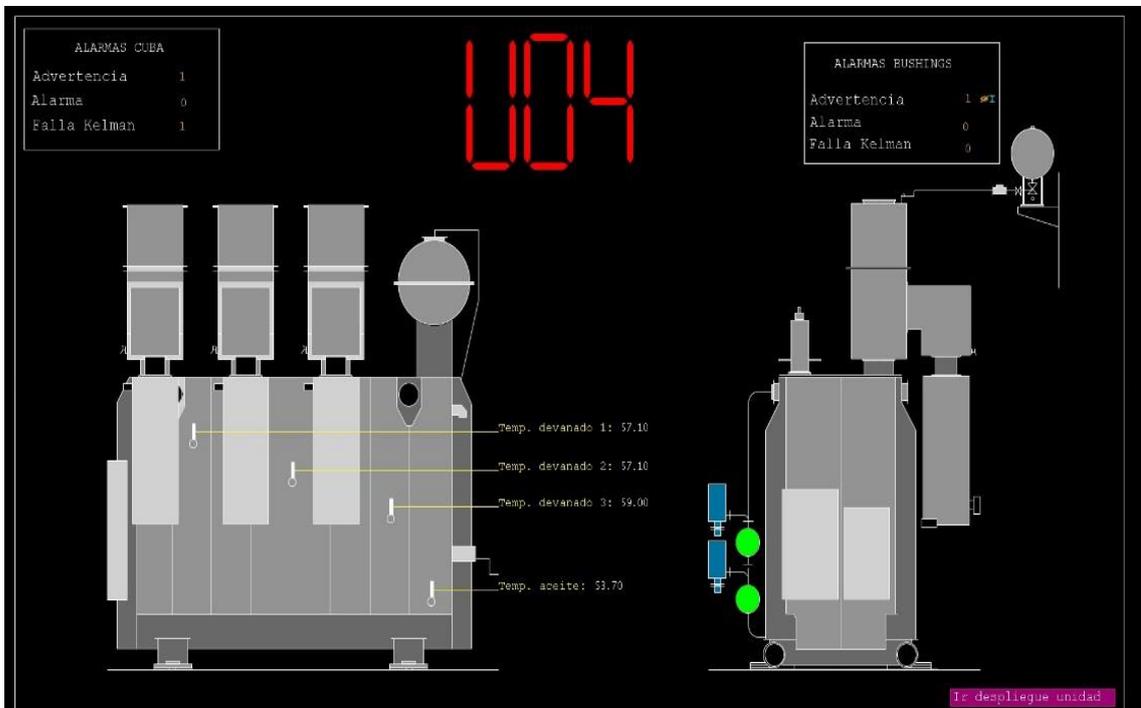
2/2/2024 22:00

1/2/2024 22:00	U04	TempAB Cuba U04	53,9000015
1/2/2024 22:00	U04	TempAB Dev. A U04	56,4000015
1/2/2024 22:00	U04	TempAB Dev. B U04	56,6000023
1/2/2024 22:00	U04	TempAB Dev. C U04	58,1000023

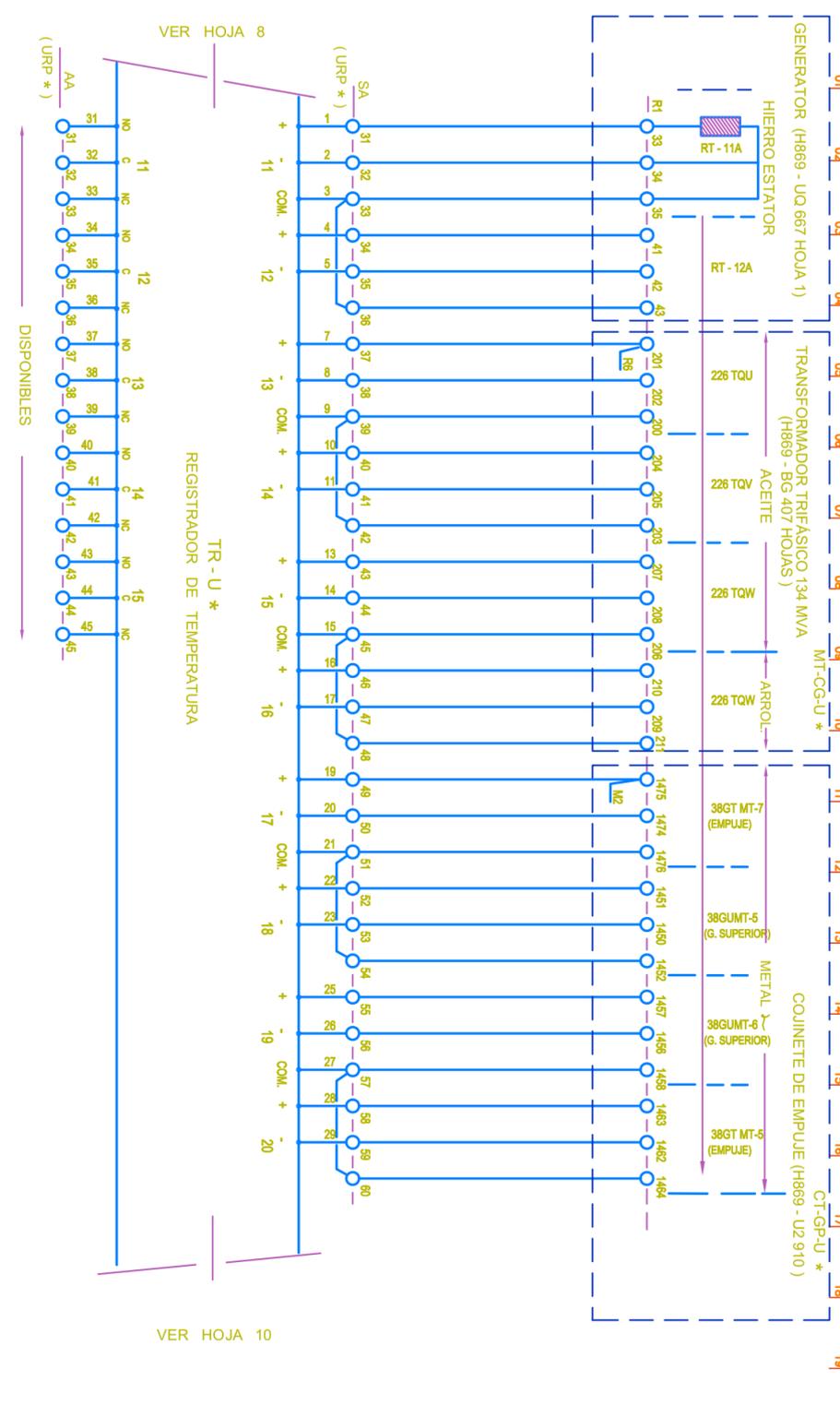
ANEXO F.4 GRAFICA de SCADA POWER ON.



ANEXO F.5 DESPLIEGUE GRAFICO de SCADA POWER ON.



ANEXO F.6 Borneras en tablero de Registrados de temperaturas asignadas para Transformador.



ANEXO G. Informe de Falla.

ANEXO G.1 Instrumentos de Temperatura dañados.

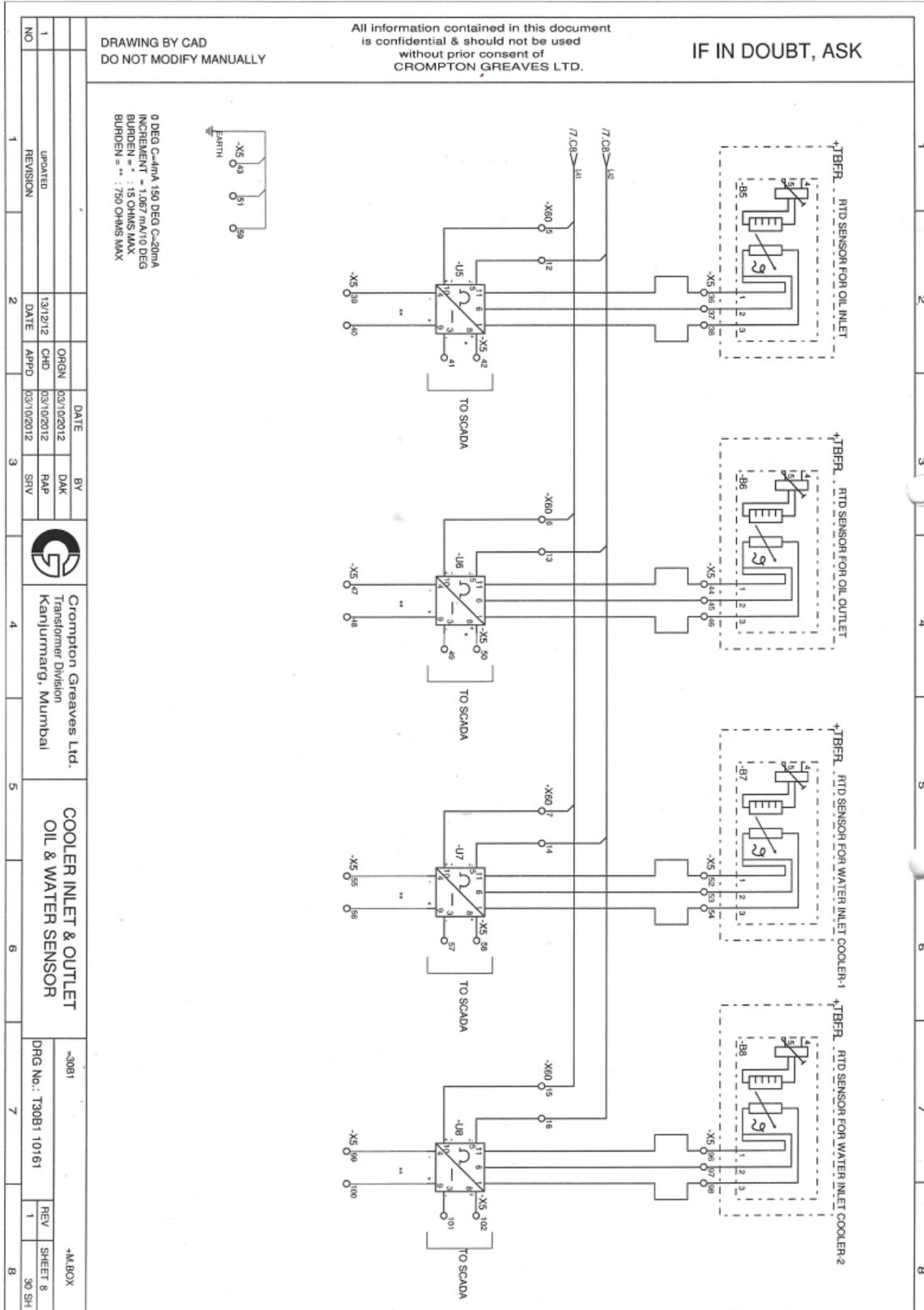


ANEXO G.2 Informe de Falla. Instrumentos Dañados.

U08	2024-08-11	7:30	Continuan trabajos de Mantenimiento 8000H
		14:51	Revisión de fuga por flujostato Bomba Alta presión. OOT# 118384.
		15:43	Pluma indicadora de Temperatura de Devanado de Transformador principal rota. Prueba de operación de bombas y alarmas sin novedad. No es posible reparar. Informa Ing. S. Calle. Se intentará cambio de instrumento.
			
			
			
U08	2024-08-12	7:30	Continuan trabajos de Mantenimiento 8000H
		8:51	Nuevo medidor de temperatura para Devanado de Transformador Principal, instalado, calibrado y ajustado. Informa Ing. S. Calle.
			
		17:19	Cambio de compresor del Regulador de Velocidad. Ing. C. Sarmiento, D. Cabezas, L. Quizhpi, C. Defaz.



ANEXO H. Diagrama de conexiones Sensor.



ANEXO I. Hoja de Datos Modulo CM 1241.

A.14.4 RS232, RS422 y RS485

A.14.4.1 Datos técnicos de CB 1241 RS485

Nota

Para utilizar esta CB el firmware de la CPU debe tener la versión 2.0 o superior.

Tabla A- 241 Especificaciones generales

Datos técnicos	CB 1241 RS485
Referencia	6ES7 241-1CH30-1XB0
Dimensiones A x A x P (mm)	38 x 62 x 21
Peso	40 gramos

Tabla A- 242 Transmisor y receptor

Datos técnicos	CB 1241 RS485
Tipo	RS485 (semidúplex de 2 hilos)
Rango de tensión en modo común	-7 V a +12 V, 1 segundo, 3 VRMS continuo
Tensión de salida diferencial del transmisor	2 V mín. a $R_L = 100 \Omega$ 1,5 V mín. a $R_L = 54 \Omega$
Terminación y polarización	10 K a +5 V en B, pin 3 RS485 10K a GND en A, pin 4 RS485
Terminación opcional	Conexión del pin TB al pin T/RB, la impedancia de terminación efectiva es de 127 Ω , se conecta al pin 3 RS485 Conexión del pin TA al pin T/RA, la impedancia de terminación efectiva es de 127 Ω , se conecta al pin 4 RS485
Impedancia de entrada del receptor	5,4K Ω mín. incluyendo terminación
Umbral/sensibilidad del receptor	+/- 0,2 V mín., 60 mV de histéresis típica
Aislamiento Señal RS485 a conexión a masa Señal RS485 a lógica de la CPU	500 V AC durante 1 minuto
Longitud de cable, apantallado	1000 m máx.
Velocidad de transferencia	300 baudios, 600 baudios, 1,2 kbits, 2,4 kbits, 4,8 kbits, 9,6 kbits (valor predeterminado), 19,2 kbits, 38,4 kbits, 57,6 kbits, 76,8 kbits, 115,2 kbits
Paridad	Sin paridad (valor predeterminado), par, impar, marca (bit de paridad siempre puesto a 1), espacio (bit de paridad siempre puesto a 0)
Número de bits de parada	1 (valor predeterminado), 2
Control de flujo	No soportado
Tiempo de espera	0 a 65535 ms

