

**Análisis de sistemas SCADA para el control y monitoreo de subestaciones eléctricas de
media tensión**

Andres Mauricio Sosa Giraldo

Martin Gallo Nieves

Director

Universidad Nacional Abierta y a Distancia -UNAD

Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería ECBTI

Automatización Electrónica

2026

Resumen

Esta monografía analiza la aplicación de los sistemas SCADA en el monitoreo de subestaciones eléctricas de media tensión, con el objetivo de evaluar su impacto en la eficiencia operativa, la seguridad del sistema y la detección oportuna de fallas. Se describe la arquitectura básica de estos sistemas, sus componentes principales y su integración con dispositivos de campo para la supervisión en tiempo real. A través del estudio se evidencia cómo la incorporación de dispositivos inteligentes, protocolos de comunicación y plataformas SCADA favorece la optimización de la operación, la reducción de los tiempos de respuesta ante contingencias y la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo. Finalmente, se destacan las ventajas que esta tecnología aporta en el marco de las redes eléctricas inteligentes, al contribuir a mejorar la calidad del servicio, reducir interrupciones y ofrecer herramientas para la toma de decisiones mediante el análisis de datos y la simulación de escenarios. De este modo, los sistemas SCADA se consolidan como una herramienta estratégica para la modernización de la infraestructura eléctrica y la garantía de un suministro confiable y eficiente.

Palabras clave: SCADA, subestaciones de media tensión, monitoreo, eficiencia operativa.

Abstract

The growing demand for electrical energy and the need for reliable and efficient supply have highlighted the limitations of medium-voltage substations, especially in the absence of modern monitoring and control systems. Traditionally, supervision has been carried out through manual inspections and local measurements, which delays fault detection, increases response times, and reduces operational efficiency.

This study analyzes the application of Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems in medium-voltage substations, emphasizing their role in improving operational efficiency, increasing safety, and optimizing fault detection. The research follows a qualitative and descriptive approach, based on a documentary review of academic literature, technical standards, and case studies in the Latin American context.

The results demonstrate that SCADA systems provide significant advantages compared to traditional monitoring, such as real-time data acquisition, remote control of equipment, historical data storage, and integration with international communication protocols (e.g., IEC 61850). Despite limitations related to high investment costs, technological dependence, and cybersecurity challenges, SCADA systems are consolidated as a strategic component for the modernization of power distribution networks.

In conclusion, SCADA systems in medium-voltage substations represent a fundamental tool for achieving reliable, efficient, and resilient electrical networks, contributing to the transition towards smart grids.

Keywords: SCADA, medium-voltage substations, monitoring, automation, electrical distribution, smart grids.

Tabla de Contenido

Introducción	10
Planteamiento del Problema	12
Justificación	13
Objetivos.....	15
Objetivo General	15
Objetivos Específicos.....	15
Marco Teórico Conceptual	16
Sistema Eléctrico y Etapas Principales	16
Subestaciones Eléctricas y Media Tensión	17
.....	19
Sistemas SCADA	20
Arquitectura SCADA	21
Componentes Principales de un SCADA RTU (Unidad Terminal Remota).....	21
Servidor SCADA e Historiador.....	22
Protocolos de Comunicación.....	22
Niveles de Automatización	23
Ciberseguridad en Sistemas SCADA	23
Metodología	25
Fuentes y Repositorios Consultados.....	27
Estrategia de Búsqueda y Términos Clave.....	27
Criterios de Selección de Fuentes	28
Delimitación del Estudio	29

Objetivo 1	30
Introducción al Sistema SCADA	31
Naturaleza y Propósito	32
Funciones Principales	32
Diferencia con otros Sistemas de Control.....	33
Importancia del Sistema SCADA en Subestaciones Eléctricas	33
Componentes Principales de un Sistema SCADA.....	34
Estación Maestra (MTU - Unidad terminal maestra).....	35
Funciones Principales de la MTU	36
Relevancia Operativa de la MTU en Subestaciones de Media Tensión.....	37
Unidades Terminales Remotas (RTU)	40
PLC (Controladores Lógicos Programables).....	44
IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes)	45
HMI (Interfaz Hombre-Máquina)	46
Red de Comunicación	48
Protocolos de Comunicación	49
Principales Protocolos Utilizados en Sistemas SCADA.....	49
Base de Datos Histórica (Historiador SCADA).....	50
Funciones Principales de un Historiador SCADA Almacenamiento Histórico.....	51
Arquitectura Básica de un Sistema SCADA	51
Nivel de Campo	52
Nivel de Comunicaciones	53
Nivel de Supervisión y Control.....	54

Objetivo 2.....	56
Monitoreo Tradicional en Subestaciones eléctricas de Media Tensión	57
Monitoreo Automatizado Mediante Sistemas SCADA	57
Diferencias más Relevantes entre el Monitoreo Tradicional y el Monitoreo con SCADA.....	58
Implicaciones de las Diferencias en la Operación de Subestaciones de Media Tensión.....	61
Objetivo 3	64
Tendencias Actuales en el uso de SCADA.	64
Limitaciones de los Sistemas SCADA.....	66
Aportes Relevantes de los Sistemas SCADA	67
Síntesis Analítica y Relación con el Objetivo del Estudio	68
Conclusiones	70
Recomendaciones	72
Referencias Bibliograficas	73

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Subestación de Media Tensión Amcor</i>	18
Figura 2 <i>Subestación Eléctrica de Media Tensión Empresa Amcor</i>	19
Figura 3 <i>Sistema SCADA</i>	20
Figura 4 <i>Diagrama de Bloques, Metodología y Etapas Esquemáticas</i>	26
Figura 5 <i>¿Qué es un sistema SCADA?</i>	30
Figura 6 <i>Componentes principales de un sistema SCADA</i>	35
Figura 7 <i>Estación Maestra (MTU)</i>	39
Figura 8 <i>Unidad Terminal Remota (RTU)</i>	43
Figura 9 <i>Controlador Lógico Programable (PLC)</i>	44
Figura 10 <i>Mando de Control de un Compresor por Medio de Botones</i>	47
Figura 11 <i>Red de comunicaciones de un sistema SCADA</i>	48
Figura 12 <i>Red de Comunicaciones en un Sistema SCADA</i>	54
Figura 13 <i>Nivel supervisión y control de un sistema SCADA</i>	55
Figura 14 <i>Comparación entre Monitoreo Tradicional y Automatizado</i>	60
Figura 15 <i>Cuadro Comparativo Monitoreo Tradicional y Monitoreo Automatizado</i>	62
Figura 16 <i>Tendencias Actuales en SCADA y Redes Inteligentes</i>	65

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Etapas del Sistema Eléctrico</i>	16
Tabla 2 <i>Protocolos de Comunicación en Sistemas SCADA</i>	22
Tabla 3 <i>Limitaciones de la Implementación de SCADA</i>	24
Tabla 4 <i>Beneficios de la Implementación de SCADA en Subestaciones de Media Tensión</i>	25
Tabla 5 <i>Componentes Principales de un Sistema SCADA</i>	34
Tabla 6 <i>Comparación entre Monitoreo Tradicional y Automatizado con SCADA</i>	56
Tabla 7 <i>Limitaciones y Retos en la Implementación de SCADA</i>	67

Apéndices

Apéndice A	<i>Sistema SCADA ¿Qué es y Función?</i>	76
Apéndice B	<i>Diseño e Implementación de Sistemas SCADA en el Sector Eléctrico</i>	77
Apéndice C	<i>Sistema SCADA para Monitoreo de Variables Críticas en Subestaciones Eléctricas de Potencia</i>	78
Apéndice D	<i>Automatización de Subestaciones IEC 61850</i>	79

Introducción

La energía eléctrica constituye un recurso esencial para el desarrollo económico y social; en este sentido, Gurevich (2010) señala que garantizar un suministro continuo, seguro y eficiente representa uno de los principales retos de los sistemas eléctricos modernos (p. 3). En este contexto, Penin (2007) indica que las subestaciones de media tensión cumplen un papel estratégico, ya que permiten la transformación y distribución de la energía hacia los usuarios finales, asegurando la continuidad y la calidad del servicio (p. 45).

No obstante, Pérez-López (2015) advierte que en muchas de estas infraestructuras aún predominan esquemas de supervisión tradicionales, basados en inspecciones presenciales y registros manuales, lo que limita la capacidad de respuesta ante fallas y aumenta los riesgos operativos (p. 62). Frente a estas limitaciones, Cano y García (2017) destacan que la integración de sistemas SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) se ha consolidado como una herramienta clave para los procesos de automatización, supervisión y control de subestaciones eléctricas de media tensión (p. 118). Estos sistemas permiten optimizar las actividades de monitoreo y operación.

En este sentido, Mackay et al. (2004) señalan que los sistemas SCADA posibilitan el monitoreo en tiempo real de variables críticas, el almacenamiento histórico de datos, la generación de alarmas y el control remoto de equipos, lo que se traduce en mejoras significativas en la eficiencia operativa y en la confiabilidad del suministro eléctrico (p. 27). De manera complementaria, Gallardo (2022) explica que su implementación en subestaciones de media tensión se enmarca en la transición hacia las redes eléctricas inteligentes (*smart grids*), orientadas a integrar tecnologías de comunicación, automatización y energías renovables (p. 89).

En este marco, la presente investigación tiene como objetivo analizar la aplicación de sistemas SCADA en el monitoreo de subestaciones eléctricas de media tensión, evaluando su impacto en la eficiencia operativa, la seguridad del sistema y la detección oportuna de fallas.

Asimismo, este estudio se desarrolla bajo un enfoque cualitativo, descriptivo y de carácter documental, lo que permite sustentar el análisis a partir de la revisión de literatura especializada, normas técnicas y fuentes académicas pertinentes. De manera complementaria, se describen los componentes y la arquitectura básica de los sistemas SCADA, se comparan sus diferencias frente al monitoreo tradicional y se identifican las principales tendencias, limitaciones y aportes reportados en la literatura especializada.

Planteamiento del Problema

En los últimos años, el crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de garantizar un suministro confiable, seguro y eficiente han puesto en evidencia diversas limitaciones operativas en las subestaciones de media tensión. En este sentido, Penin (2007) señala que muchas de estas infraestructuras no cuentan con los niveles de automatización necesarios para responder de manera oportuna a las exigencias actuales del sistema eléctrico, lo que afecta la continuidad y calidad del servicio (p. 21).

En gran parte de estas subestaciones, el monitoreo y el control aún se realizan mediante esquemas tradicionales basados en inspecciones presenciales y registros manuales. Esta forma de operación retrasa la detección de fallas, incrementa los tiempos de respuesta y eleva los riesgos para el personal operativo, además de generar interrupciones frecuentes del servicio y mayores costos de operación. De acuerdo con Mackay et al. (2004), la ausencia de sistemas de supervisión modernos, como los sistemas SCADA, limita la disponibilidad de información en tiempo real y la ejecución de maniobras de control remoto, dificultando la anticipación y corrección oportuna de fallas en las subestaciones eléctricas (p. 33).

Si bien la tecnología SCADA se ha consolidado como una herramienta fundamental para la automatización de subestaciones eléctricas, su implementación en el nivel de media tensión aún enfrenta barreras significativas. Al respecto, Acevedo-Cardozo et al. (2019) identifican obstáculos asociados a los costos de inversión, la disponibilidad de personal especializado y la adopción de protocolos estandarizados, lo que genera una brecha tecnológica entre las necesidades actuales del sistema eléctrico y las capacidades reales de supervisión y control disponibles (p. 60). Esta situación refuerza la necesidad de analizar el potencial de los sistemas SCADA para mejorar la operación y gestión de las subestaciones de media tensión.

Justificación

a presente investigación se justifica por su relevancia académica, técnica y sectorial dentro del ámbito de la ingeniería eléctrica. Las subestaciones de media tensión desempeñan un papel fundamental en la continuidad y calidad del servicio eléctrico; sin embargo, Pérez-López (2015) señala que la limitada incorporación de sistemas de supervisión modernos genera deficiencias en el monitoreo y control de estas instalaciones, lo que se traduce en retrasos en la detección de fallas, mayores riesgos operativos y costos elevados para las empresas distribuidoras (p. 68).

Desde el punto de vista académico, este estudio contribuye al fortalecimiento del conocimiento relacionado con la aplicación de sistemas SCADA en la supervisión de subestaciones eléctricas. En este sentido, Cano y García (2017) destacan que el análisis de estos sistemas permite comprender sus ventajas, limitaciones y desafíos, aportando un marco conceptual que puede servir como base para futuras investigaciones orientadas a la modernización del sistema eléctrico (p. 121).

En el ámbito sectorial, la pertinencia de esta investigación radica en que aborda un vacío técnico recurrente en la industria eléctrica: la escasa sistematización de información que permita comparar el monitoreo tradicional con el monitoreo automatizado mediante sistemas SCADA en subestaciones de media tensión. De acuerdo con Mackay et al. (2004), la automatización de estos procesos contribuye significativamente a la mejora de la eficiencia operativa, la reducción de los tiempos de respuesta ante fallas y el fortalecimiento de la seguridad del personal encargado de la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica (p. 35).

Asimismo, este tipo de estudios adquiere especial relevancia en el contexto actual de transición hacia redes eléctricas inteligentes, caracterizadas por la integración de tecnologías de

automatización, digitalización y dispositivos inteligentes. Al respecto, Acevedo-Cardozo et al. (2019) señalan que la adopción progresiva de sistemas estandarizados y plataformas de supervisión avanzada resulta clave para cerrar brechas tecnológicas y mejorar la calidad del servicio eléctrico en los sistemas de distribución (p. 63).

Finalmente, la investigación se justifica por su viabilidad metodológica. Al tratarse de un estudio de carácter documental y analítico, basado en la revisión de fuentes bibliográficas y científicas reconocidas, es posible desarrollar una reflexión crítica sustentada en evidencia, sin recurrir a implementaciones prácticas o ensayos experimentales, lo cual resulta adecuado para una monografía de tipo académico.

En síntesis, esta investigación es pertinente porque ofrece un análisis integral y documentado sobre el papel de los sistemas SCADA en subestaciones de media tensión, destacando su aporte a la eficiencia, la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico, constituyéndose en un insumo valioso tanto para el ámbito académico como para el sector energético.

Objetivos

Objetivo General

Analizar la aplicación de los sistemas SCADA en el monitoreo de subestaciones eléctricas, a partir de una revisión de la literatura especializada.

Objetivos Específicos

Describir los componentes principales y la arquitectura básica de un sistema SCADA, así como sus funciones esenciales en subestaciones eléctricas de media tensión.

Identificar las diferencias más relevantes entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con sistemas SCADA en subestaciones eléctricas.

Analizar las tendencias, limitaciones y aportes de la aplicación de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas, en términos de eficiencia operativa, seguridad y detección de fallas.

Marco Teórico Conceptual

Sistema Eléctrico y Etapas Principales

El sistema eléctrico está compuesto por procesos interdependientes que permiten llevar la energía desde su generación hasta los usuarios finales. Este proceso incluye la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, cada uno con funciones específicas para garantizar un servicio continuo, seguro y eficiente. La transmisión opera a altos niveles de tensión con el fin de reducir pérdidas, mientras que la distribución se encarga de entregar la energía en media y baja tensión. Esta última etapa es particularmente crítica, ya que es donde se presentan la mayoría de las interrupciones y variaciones que afectan la calidad del servicio Gurevich (2010). Por ello, comprender la estructura y funcionamiento del sistema eléctrico resulta fundamental para evaluar la pertinencia de tecnologías como SCADA en la supervisión operativa. como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1

Etapas del Sistema Eléctrico

Etapa	Función principal	Rango de tensión	Ejemplos
Generación	Producción de energía eléctrica	10-25 kV	Hidroeléctrica, térmica, eólica, solar
Transmisión	Transporte de grandes volúmenes a largas distancias	115-500 kV	Líneas de alta tensión
Distribución	Entrega a usuarios finales	1-35 kV / <1 kV	Red urbana e industrial

Nota. Se describen las tres etapas fundamentales que permiten el suministro de energía desde la producción hasta el usuario final.

Subestaciones Eléctricas y Media Tensión

El sistema eléctrico está conformado por un conjunto de procesos interconectados que permiten transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los usuarios finales de manera continua, segura y eficiente. Este sistema se estructura en tres etapas principales: generación, transmisión y distribución, cada una con funciones específicas orientadas a garantizar la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico.

La transmisión de energía se realiza a altos niveles de tensión con el objetivo de reducir las pérdidas durante el transporte a largas distancias. Posteriormente, la energía es transformada y distribuida en niveles de media tensión a través de subestaciones eléctricas,

La distribución en media tensión constituye una de las fases más críticas del sistema eléctrico, debido a su cercanía con los centros de consumo y a la cantidad de equipos y maniobras operativas involucradas. En esta etapa se presentan con mayor frecuencia fallas, interrupciones y variaciones que afectan la continuidad y la calidad del servicio. De acuerdo con Gurevich (2010), estas condiciones hacen indispensable una supervisión adecuada de las subestaciones de media tensión para garantizar la operación confiable del sistema eléctrico.

Las subestaciones eléctricas de media tensión cumplen un papel esencial en la transformación, protección y distribución de la energía, además de coordinar las maniobras operativas necesarias para el funcionamiento de la red. Su estructura básica se presenta en la figura 1 y la figura 2, los equipos que las conforman y su ubicación dentro del sistema de distribución, lo que permite comprender su importancia dentro del sistema eléctrico. En este contexto, la incorporación de tecnologías de supervisión y control, como los sistemas SCADA, resulta fundamental para mejorar la eficiencia operativa, la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.

Figura 1

Subestación de Media Tensión Amcor



Nota. La imagen muestra la subestación de media tensión la cual funciona en la empresa Amcor.

Figura 2

Subestación Eléctrica de Media Tensión Empresa Amcor



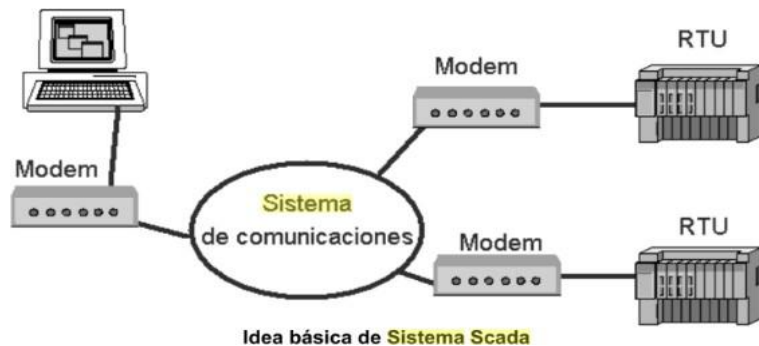
Nota. Subestación de media tensión empresa Amcor la cual funciona con control y supervisión de manera presencial

Sistemas SCADA

Un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es una plataforma tecnológica diseñada para monitorear procesos en tiempo real, almacenar información histórica, generar alarmas y permitir el control remoto de dispositivos. En el ámbito eléctrico, su utilización ha permitido mejorar la eficiencia operativa, optimizar la toma de decisiones y reducir tiempos de respuesta durante contingencias Cano y García (2017). Debido a su importancia, este concepto constituye la base del presente estudio, ya que SCADA representa la tecnología principal cuya aplicación se evalúa en subestaciones de media tensión tal como se ilustra en la figura 3 y se complementa con el material audiovisual presentado en el Apéndice A.

Figura 3

Sistema SCADA



Nota. En la imagen se muestra los básicos de un sistema SCADA. Tomado de.

MARCOMBO. Aquilino Rodríguez Penin. (2007).

[https://www.google.com.co/books/edition/Sistemas_SCADA_Gu%C3%ADa_Pr%C3%A1ctica/](https://www.google.com.co/books/edition/Sistemas_SCADA_Gu%C3%ADa_Pr%C3%A1ctica/Sai-a0WQw24C?hl=es-419&gbpv=1&dq=sistema+scada&pg=PA19&printsec=frontcover)

[Sai-a0WQw24C?hl=es-419&gbpv=1&dq=sistema+scada&pg=PA19&printsec=frontcover](https://www.google.com.co/books/edition/Sistemas_SCADA_Gu%C3%ADa_Pr%C3%A1ctica/Sai-a0WQw24C?hl=es-419&gbpv=1&dq=sistema+scada&pg=PA19&printsec=frontcover)

Arquitectura SCADA

La arquitectura general de un sistema SCADA se estructura en tres niveles:

Nivel de Campo: Incluye sensores, transductores, transformadores de medida y actuadores encargados de captar datos eléctricos y ejecutar acciones básicas.

Nivel de Control: Integrado por dispositivos como RTU, PLC e IED, que procesan señales, ejecutan lógica de control y coordinan el funcionamiento del sistema.

Nivel de Supervisión: Compuesto por estaciones HMI, servidores SCADA y bases de datos históricas, donde se visualiza el estado del sistema, se almacenan registros y se gestionan alarmas.

Esta arquitectura es relevante porque constituye la base para analizar cómo SCADA mejora el monitoreo y la automatización de subestaciones.

Componentes Principales de un SCADA RTU (Unidad Terminal Remota)

Dispositivo encargado de recopilar datos desde el campo y transmitir información hacia la estación maestra. Es fundamental para el proceso de adquisición y monitoreo. como se muestra en la Tabla 2.

PLC (Controlador Lógico Programable): Equipo que realiza operaciones automáticas en tiempo real bajo condiciones preestablecidas. Su presencia permite evaluar el nivel de automatización de la subestación.

IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes): Integran funciones de medición, protección y control en un solo equipo. Son esenciales en subestaciones modernas y en el desarrollo de redes inteligentes.

HMI (Interfaz Humano-Máquina): Herramienta que permite la visualización gráfica del sistema y la interacción directa del operador con los equipos supervisados.

Servidor SCADA e Historiador

Componentes centrales que procesan información, almacenan datos históricos, administran alarmas y permiten el análisis operativo, estos elementos son relevantes para la investigación porque permiten describir y analizar el funcionamiento integral del sistema SCADA en el contexto de las subestaciones de media tensión.

Protocolos de Comunicación

Los protocolos determinan la forma en que los dispositivos intercambian información.

Entre los más utilizados se encuentran:

Modbus: empleado por su simplicidad y amplia compatibilidad industrial.

IEC 60870-5-104: diseñado para supervisión remota en sistemas eléctricos.

DNP3: orientado a comunicaciones confiables en entornos críticos.

IEC 61850: estándar moderno que permite interoperabilidad entre equipos inteligentes.

La comunicación eficiente entre dispositivos es esencial para garantizar la precisión del monitoreo y la coordinación del sistema Gallardo (2022). Como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2

Protocolos de Comunicación en Sistemas SCADA

Protocolo	Características principales	Aplicación
IEC 60870-5-104	Comunicación TCP/IP	Sistemas eléctricos en Europa
IEC 61850	Interoperabilidad entre equipos	Subestaciones modernas
DNP3	Alta confiabilidad	Distribución eléctrica en América

Nota. Identifica los protocolos de comunicación más utilizados en SCADA (IEC 60870-5-104, IEC 61850 y DNP3), sus características principales y aplicaciones en el sector eléctrico.

La gestión de alarmas, por su parte, permite detectar eventos críticos y generar respuestas oportunas, lo que reduce fallas extendidas y pérdidas operativas. Este enfoque es directamente relevante para analizar la mejora en eficiencia y confiabilidad que SCADA aporta a las subestaciones.

Niveles de Automatización

En el ámbito eléctrico, la automatización se clasifica en:

Automatización básica: medición y telemetría simple.

Automatización intermedia: control automático y protección digital.

Automatización avanzada: integración con redes inteligentes y análisis predictivo.

El presente estudio se enfoca en los dos primeros niveles, debido a que representan la realidad operativa de la mayoría de las subestaciones de media tensión en América Latina.

Ciberseguridad en Sistemas SCADA

Debido a su conexión con redes de comunicación, los sistemas SCADA presentan riesgos de ataques cibernéticos que pueden comprometer la continuidad del servicio eléctrico, manipular datos o bloquear equipos críticos. La protección mediante protocolos seguros, autenticación, cifrado y segmentación de redes es fundamental para garantizar la integridad del sistema

Acevedo-Cardozo et al. (2019). Este aspecto es clave para el objetivo que analiza las limitaciones técnicas y riesgos asociados a la implementación de SCADA. Relación con los objetivos del estudio como se muestra en a tabla 3.

Tabla 3*Limitaciones de la Implementación de SCADA*

Limitación	Causa	Impacto
Altos costos	Infraestructura y equipos	Dificultad en adopción
Personal especializado	Capacitación insuficiente	Errores en operación
Ciberseguridad	Riesgos de ataques	Vulnerabilidad de la red
Interoperabilidad	Equipos de distintos fabricantes	Problemas de integración

Nota. Enumera las principales barreras en la adopción de SCADA: costos, necesidad de personal especializado, ciberseguridad e interoperabilidad también se exponen los retos que enfrentan las empresas al momento de implementar sistemas SCADA en subestaciones.

Este aspecto es clave para el objetivo que analiza las limitaciones técnicas y riesgos asociados a la implementación de SCADA. Relación con los objetivos del estudio.

Metodología

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque cualitativo y descriptivo, orientado al análisis de la aplicación de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas de media tensión. Este enfoque resulta pertinente, dado que el propósito del estudio no es la implementación práctica de un sistema, sino la descripción y el análisis de sus componentes, arquitectura, funciones y beneficios en términos de eficiencia operativa, seguridad y detección de fallas, como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4

Beneficios de la Implementación de SCADA en Subestaciones de Media Tensión

Beneficio	Impacto en la operación
Eficiencia	Optimización de recursos
Confiabilidad	Menor tiempo de interrupciones
Seguridad	Protección de personal y equipos
Mantenimiento predictivo	Prevención de fallas

Nota. Resume los principales beneficios de SCADA: eficiencia, confiabilidad, seguridad y mantenimiento predictivo, indicando su impacto en la operación

Desde la perspectiva metodológica, Hernández Sampieri et al. (2018) señalan que la investigación cualitativa permite comprender los fenómenos desde un enfoque analítico e interpretativo, mientras que los estudios descriptivos buscan caracterizar situaciones, procesos o sistemas sin manipulación de variables. Esta orientación metodológica respalda el desarrollo de un análisis de tipo teórico y documental sobre el papel de los sistemas SCADA en el sector eléctrico.

Figura 4

Diagrama de Bloques, Metodología y Etapas Esquemáticas



Nota. Diagrama en bloques de la metodología con todas las etapas esquematizadas (enfoque, tipo de estudio, recolección, organización, técnicas de análisis, delimitación y resultados esperados).

El estudio adopta un diseño documental basado en la revisión, selección y análisis de fuentes secundarias. Para ello se consultaron libros especializados, artículos científicos, manuales técnicos, tesis académicas y normas internacionales aplicables a sistemas SCADA, tales como IEC 60870, IEC 61850, DNP3 y NTC 2050. Estas fuentes permiten sustentar teóricamente la descripción de componentes, protocolos de comunicación y niveles de automatización.

Fuentes y Repositorios Consultados

La recolección de información se realizó mediante una búsqueda sistemática en diversas plataformas académicas y repositorios institucionales, entre los cuales se incluyen:

Google Scholar (scholar.google.com).

IEEE Xplore Digital Library.

SciELO.

ResearchGate.

Repositorio Institucional UNAD.

Normas IEC y NEMA disponibles en portales técnicos.

Estrategia de Búsqueda y Términos Clave

La estrategia de búsqueda incluyó el uso de palabras clave y combinaciones tales como:

SCADA en subestaciones eléctricas.

sistemas SCADA media tensión.

automación de subestaciones.

RTU PLC IED funciones.

protocolos Modbus IEC 61850 DNP3.

smart grids SCADA integración.

ciberseguridad en SCADA.

monitoreo eléctrico tradicional vs automatizado.

Criterios de Selección de Fuentes

las fuentes fueron seleccionadas con base en los siguientes criterios:

Relevancia directa con los objetivos de investigación.

Publicación en los últimos 15 años (a excepción de textos clásicos fundamentales).

Reconocimiento académico o respaldo institucional.

Validez técnica y claridad conceptual.

Acceso completo para análisis documental.

De esta forma, se garantizó la inclusión de literatura actualizada y pertinente para el estudio.

Técnicas de análisis

Para el Tratamiento de la Información Recopilada se Emplearon tres Técnicas

Principales:

Análisis comparativo: permitió identificar diferencias entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con SCADA.

Síntesis crítica: facilitó evaluar los aportes, limitaciones y tendencias actuales de la aplicación de SCADA.

Organización temática: permitió estructurar los hallazgos según los objetivos específicos de la investigación.

Finalmente, el alcance del estudio se delimita al análisis conceptual y documental, sin incluir diseño, simulación o implementación física de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas.

Delimitación del Estudio

La investigación se concentra exclusivamente en el análisis documental de sistemas SCADA aplicados a subestaciones eléctricas de media tensión. No se aborda el diseño, la implementación práctica ni la simulación de estos sistemas, dado que el alcance del estudio es de carácter teórico y analítico.

En el ámbito técnico, el análisis se restringe a subestaciones comprendidas en el rango de 1 kV a 35 kV, debido a que estas instalaciones cumplen un papel fundamental en la distribución de energía hacia los consumidores residenciales, comerciales e industriales. En este sentido, Medrano Pineda (2023) señala que las subestaciones de media tensión representan un punto crítico del sistema eléctrico, donde la aplicación de tecnologías de supervisión y control tiene un impacto directo en la eficiencia operativa y en la continuidad del servicio.

Desde la perspectiva metodológica, el estudio se sustenta en la revisión de literatura especializada, normas internacionales y documentos técnicos reconocidos, descartando la instalación de equipos o la ejecución de pruebas de campo. Por lo tanto, su alcance se limita a un análisis de tipo descriptivo, comparativo y documental.

En cuanto al ámbito temporal y geográfico, aunque se consideran referencias y experiencias internacionales, el análisis se enfoca principalmente en la realidad del sector eléctrico latinoamericano. Al respecto, Acevedo-Cardozo et al. (2019) destacan que, en este contexto, la implementación de sistemas SCADA en subestaciones de media tensión aún enfrenta retos técnicos, económicos y de capacitación, lo que justifica la delimitación adoptada en esta investigación.

Objetivo 1

Describir los componentes principales y la arquitectura básica de un sistema SCADA, así como sus funciones esenciales en subestaciones eléctricas de media tensión

Para cumplir con este objetivo, es necesario presentar una descripción clara y estructurada de los elementos que conforman un sistema SCADA y de cómo estos se integran para permitir la supervisión y el control de una subestación de media tensión. A continuación, se exponen los componentes principales del sistema, su arquitectura básica y las funciones esenciales que desempeñan en la operación segura y eficiente de la infraestructura eléctrica, como se muestra en la figura 5.

Componentes principales: Estación maestra (MTU), RTU, IED, PLC, red de comunicaciones, HMI, servidores y base de datos histórica.

Arquitectura básica: Tres niveles: campo, comunicaciones y supervisión.

Funciones esenciales: Monitoreo en tiempo real, adquisición de datos, control remoto, gestión de alarmas y registro histórico.

Figura 5

¿Qué es un Sistema SCADA?

Arquitectura Básica de un Sistema SCADA



Nota. La imagen muestra la arquitectura básica de un sistema SCADA mediante un diagrama de bloques.

Introducción al Sistema SCADA

En las subestaciones eléctricas de media tensión, el monitoreo y el control de los equipos constituyen procesos fundamentales para garantizar un suministro eléctrico seguro y eficiente. Tradicionalmente, estas tareas se realizaban de manera manual, lo que implicaba desplazamientos constantes del personal técnico y mayores tiempos de respuesta ante fallas o emergencias. En este contexto, Cano y García (2017) señalan que los sistemas SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) se han consolidado como una solución tecnológica clave, al permitir la supervisión y el control remoto de los procesos eléctricos en tiempo real.

La implementación de un sistema SCADA en una subestación de media tensión no solo contribuye a mejorar la eficiencia operativa, sino que también incrementa los niveles de seguridad y facilita la detección oportuna de fallas. Por esta razón, resulta necesario comprender el funcionamiento de estos sistemas, sus componentes principales y la forma en que se estructuran para cumplir su función dentro del sistema eléctrico, aspectos que se complementan con el material audiovisual presentado en el Apéndice B.

La arquitectura de un sistema SCADA es de carácter modular y jerárquico. En términos generales, las unidades terminales remotas (RTU) se conectan a los equipos de la subestación, tales como interruptores, transformadores y medidores, y transmiten la información a través de redes de comunicación hacia la estación maestra. Desde esta, el operador puede visualizar el estado de los equipos en campo y tomar decisiones operativas, así como enviar comandos a las RTU para ejecutar maniobras remotas. Dependiendo del tamaño de la red y del número de subestaciones supervisadas, esta arquitectura puede ser centralizada o distribuida, permitiendo que una sola estación maestra supervise varias subestaciones de manera simultánea.

Un sistema SCADA se utiliza ampliamente en procesos industriales y en infraestructuras críticas, como la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Su función principal es supervisar variables en tiempo real, ejecutar acciones de control remoto y almacenar información histórica, garantizando una operación eficiente y segura de los sistemas bajo su gestión.

Naturaleza y Propósito

Los sistemas SCADA integran componentes de hardware, como sensores, RTU, PLC e IED, y componentes de software, como interfaces gráficas, bases de datos y aplicaciones de control, que trabajan de manera conjunta para la supervisión de procesos. A diferencia de otros sistemas de automatización local, el SCADA permite observar y controlar instalaciones distribuidas geográficamente, como subestaciones eléctricas, plantas de tratamiento de agua o instalaciones industriales de gran extensión.

Funciones Principales

Supervisión en tiempo real, que permite al operador visualizar continuamente el estado de los equipos y variables eléctricas como tensión, corriente, frecuencia y potencia.

Adquisición de datos, mediante la recopilación de información proveniente de sensores y dispositivos electrónicos instalados en campo.

Control remoto: que posibilita la ejecución de maniobras operativas, como la apertura o cierre de interruptores, sin necesidad de desplazamiento físico a la subestación.

Almacenamiento histórico: orientado al registro de datos de operación y eventos para análisis posteriores y mantenimiento predictivo.

Gestión de alarmas y notificaciones: que permite identificar anomalías y generar alertas para la toma de decisiones oportunas.

Diferencia con otros Sistemas de Control

En comparación con otros sistemas de control industrial, como los Sistemas de Control Distribuido (DCS), los sistemas SCADA presentan diferencias significativas en su diseño y propósito. Mientras que el DCS opera principalmente dentro de plantas industriales con procesos continuos y tiempos de respuesta muy cortos, el SCADA está orientado a la supervisión de infraestructuras extensas y geográficamente dispersas, como las redes eléctricas de media y alta tensión. Además, el SCADA utiliza arquitecturas abiertas y modulares, así como protocolos de comunicación estandarizados, como IEC 61850, IEC 60870-5-104 y DNP3, lo que facilita la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes.

Importancia del Sistema SCADA en Subestaciones Eléctricas

En las subestaciones eléctricas de media tensión, los sistemas SCADA desempeñan un papel fundamental en la supervisión, el control y la gestión integral de la operación eléctrica. A través del monitoreo continuo de variables críticas, estos sistemas permiten a los operadores detectar fallas en tiempos significativamente reducidos, identificar condiciones anómalas de operación y actuar de manera oportuna antes de que se produzcan interrupciones mayores del servicio.

Asimismo, el uso de SCADA posibilita la ejecución de maniobras de control remoto, como la apertura o cierre de interruptores y seccionadores, sin necesidad de la presencia física del personal en la subestación. Esto contribuye de manera directa a la reducción de riesgos laborales asociados a la manipulación de equipos energizados, fortaleciendo la seguridad del personal operativo y disminuyendo la exposición a situaciones potencialmente peligrosas.

Desde el punto de vista operativo, la automatización mediante SCADA permite optimizar los tiempos de respuesta ante contingencias, reducir la duración y frecuencia de las

interrupciones del servicio eléctrico y mejorar la confiabilidad de la red de distribución. Además, el registro y almacenamiento histórico de datos facilita el análisis del comportamiento del sistema, aspectos que se complementan con el material audiovisual presentado en el Apéndice C.

Componentes Principales de un Sistema SCADA

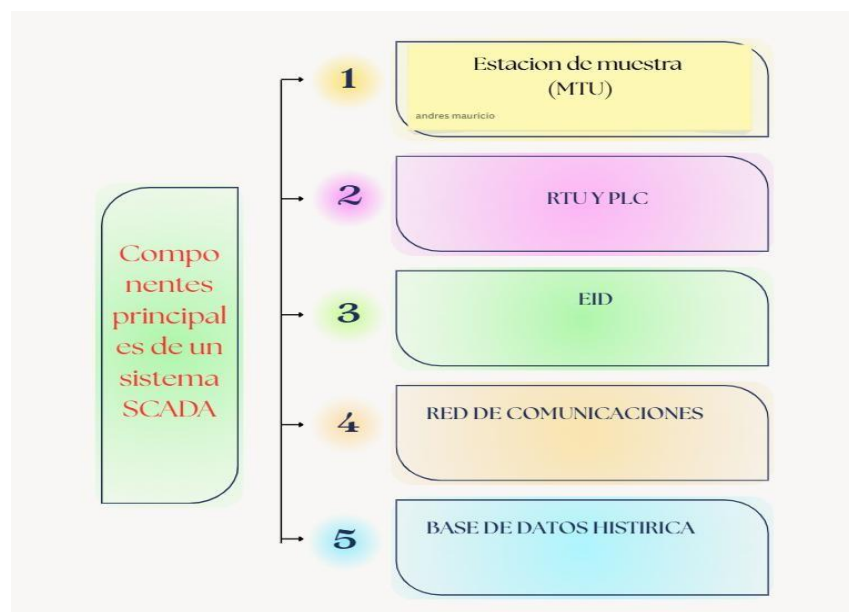
Los sistemas SCADA están conformados por diversos componentes que trabajan de manera conjunta para recopilar información, transmitirla y ejecutar acciones de control. Los principales componentes de un sistema SCADA se describen en la Tabla 5, mientras que su estructura general y la interacción entre sus elementos se ilustran en la Figura 6.

Tabla 5

Componentes Principales de un Sistema SCADA

Componente	Función	Ejemplo de aplicación
MTU	Centro de control	Gestión de red
RTU	Adquisición de datos	Medición en transformadores
PLC	Automatización local	Control de interruptores
IED	Protección y medición	Relés digitales
HMI	Interfaz operador	Visualización en sala de control
Red de comunicaciones	Transmisión de datos	Protocolo IEC 61850
Base de datos histórica	Almacenamiento de eventos	Historiador de fallas

Nota. Presenta los elementos esenciales que conforman un sistema SCADA (MTU, RTU, PLC, IED, HMI, red de comunicaciones y base de datos histórica), su función y un ejemplo de aplicación. Se incluyen los dispositivos y sistemas que interactúan en diferentes niveles de supervisión y control dentro de una subestación eléctrica.

Figura 6*Componentes Principales de un Sistema SCADA*

Nota. El diagrama de bloques presenta los componentes principales de un sistema SCADA y su interrelación, incluyendo los dispositivos de campo, la red de comunicaciones y el nivel de supervisión y control.

Estación Maestra (MTU - Unidad terminal maestra)

Es el componente central de un sistema SCADA encargado de supervisar, coordinar y controlar la operación de todos los dispositivos remotos conectados a la red. Se trata de un servidor o conjunto de servidores ubicados en el centro de control, desde donde se reciben los datos enviados por las RTU, PLC e IED instalados en las subestaciones, y se emiten las órdenes de mando necesarias para operar los equipos en campo.

En términos funcionales, la MTU cumple tres roles fundamentales:

Supervisión: Recibe en tiempo real mediciones eléctricas, estados de dispositivos y alarmas provenientes del sistema, permitiendo visualizar el comportamiento de la red.

Control: Envía comandos remotos (apertura/cierre de interruptores, restablecimiento de protecciones, activación de secuencias) garantizando la operación segura del sistema eléctrico.

Gestión de datos: Almacena información histórica, tendencias, registros de eventos y alarmas que sirven para análisis, mantenimiento predictivo y toma de decisiones.

La MTU opera bajo protocolos estandarizados (IEC 60870-5-104, DNP3, Modbus TCP, IEC 61850, entre otros) y está diseñada para funcionar de forma continua, con mecanismos de redundancia y ciberseguridad que aseguran la disponibilidad del sistema en infraestructuras críticas.

En esencia, la MTU es el cerebro del sistema SCADA, ya que integra, procesa y gestiona toda la información operativa de la red eléctrica y coordina las acciones que permiten su funcionamiento eficiente y confiable.

Funciones Principales de la MTU

la Unidad Terminal Maestra (MTU) desempeña un conjunto de funciones esenciales dentro de un sistema SCADA, ya que centraliza la supervisión y el control de los equipos distribuidos en las subestaciones eléctricas. Entre sus funciones principales se destacan:

Recolección de datos: La MTU recibe en tiempo real las señales enviadas por las Unidades Terminales Remotas (RTU), los Controladores Lógicos Programables (PLC) y los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED). Esta información incluye variables eléctricas como tensión, corriente, potencia, frecuencia y estados de equipos.

Procesamiento y almacenamiento: Una vez recibidos, los datos son procesados, organizados y almacenados en bases de datos históricas. Esto permite realizar análisis posteriores, generar tendencias, estudiar comportamientos de carga y soportar procesos de

mantenimiento predictivo.

Supervisión del sistema: La MTU integra la información en las interfaces HMI, facilitando la visualización del estado de la red mediante diagramas unifilares, paneles operativos, gráficos de tendencias y registros de eventos. Esto permite al operador evaluar la condición del sistema de forma clara y rápida.

Control remoto: Desde la MTU se emiten comandos hacia los dispositivos de campo, permitiendo realizar maniobras operativas como la apertura y cierre de interruptores, el restablecimiento de protecciones, la activación de equipos auxiliares o la modificación de parámetros operativos.

Gestión de alarmas y eventos: La MTU identifica, clasifica y notifica condiciones anómalas dentro del sistema eléctrico, como sobrecargas, disparos inesperados, fallas en líneas, pérdidas de comunicación o variaciones fuera de los rangos establecidos. Esta función es clave para la respuesta rápida ante contingencias y la prevención de interrupciones mayores.

Relevancia Operativa de la MTU en Subestaciones de Media Tensión

En las subestaciones de media tensión, la MTU cumple un rol fundamental para garantizar la continuidad, la seguridad y la eficiencia del sistema eléctrico. Su importancia radica en que centraliza la supervisión y el control de los dispositivos de campo, permitiendo una gestión integral y en tiempo real de la infraestructura distribuida. En este sentido, Penin (2007) y Cano y García (2017) señalan que, a través de la MTU, se consolidan los datos provenientes de las Unidades Terminales Remotas (RTU), los Controladores Lógicos Programables (PLC) y los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), facilitando la administración coordinada de múltiples puntos geográficos de manera simultánea.

Gracias a su capacidad de procesamiento, la MTU posibilita que los operadores

visualicen en tiempo real el estado operativo de cada subestación, detecten variaciones anómalas en parámetros eléctricos como corriente, tensión o frecuencia y ejecuten maniobras de control remoto de forma inmediata. De acuerdo con Mackay et al. (2004), esta capacidad reduce significativamente los tiempos de respuesta ante fallas y contribuye a mantener la continuidad del suministro eléctrico, aspectos críticos para la estabilidad del sistema de distribución.

Asimismo, la MTU disminuye los riesgos asociados a la intervención humana directa en equipos energizados, dado que muchas operaciones pueden realizarse desde el centro de control. Como explica Gallardo (2022), esta característica fortalece la seguridad industrial y optimiza la eficiencia operativa al reducir desplazamientos de personal y tiempos de mantenimiento.

Otro aspecto relevante es la interoperabilidad de la MTU con sistemas corporativos adicionales, como plataformas de gestión de energía (EMS), sistemas de análisis de datos y entornos de redes eléctricas inteligentes (*smart grids*). En este contexto, Acevedo-Cardozo et al. (2019) destacan que esta integración facilita la coordinación entre distintos niveles de supervisión y permite una toma de decisiones estratégica basada en información consolidada, confiable y oportuna.

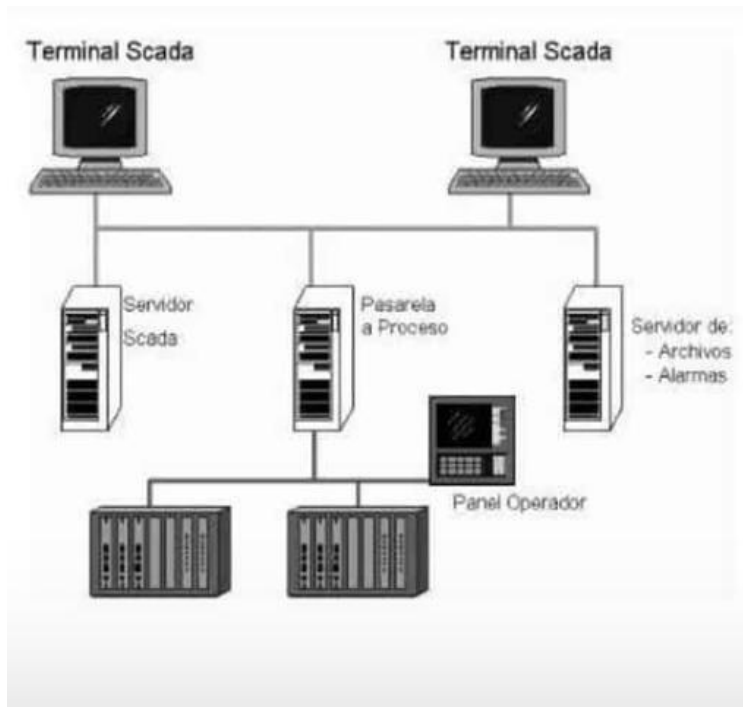
Finalmente, la MTU desempeña un papel estratégico en el almacenamiento y análisis histórico de datos, al registrar eventos, alarmas y variables eléctricas en bases de datos centralizadas. Según Medrano Pineda (2023), estos registros resultan esenciales para la planificación del mantenimiento predictivo, la evaluación del desempeño de los equipos y la simulación de escenarios operativos futuros.

En conjunto, la MTU se constituye como el centro fundamental de la operación moderna de las subestaciones eléctricas, al garantizar una supervisión remota, segura y continua, optimizar los recursos operativos y fortalecer la interoperabilidad con sistemas avanzados de

gestión energética. En la Figura 7 se presenta la estructura general de la MTU dentro de un sistema SCADA.

Figura 7

Estación Maestra (MTU)



Nota. Imagen (MTU) Centro de monitoreo y control para recopilar datos de unidades remotas.

Tomado de. Instrumentación y Control .net. (diciembre 22, 2009) By José Carlos Villajulca

https://instrumentacionycontrol.net/seleccionando-la-estacion-maestra-en-sistemas-scada/#google_vignette

Unidades Terminales Remotas (RTU)

Las Unidades Terminales Remotas (RTU) son dispositivos electrónicos industriales diseñados para operar en el nivel de campo de un sistema SCADA. Se caracterizan por su alta robustez, confiabilidad y capacidad de operar en condiciones ambientales exigentes, ya que deben funcionar adecuadamente en presencia de ruido electromagnético, variaciones de voltaje, humedad, vibración y temperaturas extremas.

Su función principal es actuar como interfaz entre los equipos físicos de la subestación y el sistema SCADA, traduciendo las señales analógicas y digitales provenientes de transformadores, interruptores, seccionadores, relés de protección y sensores eléctricos, en información digital normalizada. Esta información es posteriormente enviada a la Estación Maestra (MTU) mediante protocolos de comunicación estandarizados.

Además de recopilar datos, las RTU también reciben y ejecutan comandos de control remoto, lo que permite realizar maniobras operativas directamente desde el centro de supervisión. Estas acciones incluyen la apertura y cierre de interruptores, reconexión de líneas, activación de sistemas auxiliares y restablecimiento de protecciones, contribuyendo así a mejorar la rapidez de respuesta y la seguridad operativa.

Modelos, marcas y gamas de RTU: En la industria eléctrica existen diversos fabricantes y modelos de RTU, diseñados según diferentes niveles de complejidad, capacidad y aplicaciones. Entre los más utilizados se encuentran:

La RTU de Siemens, serie SICAM A8000, las cuales son ampliamente reconocidas por su arquitectura modular y escalable. Estas unidades permiten adaptarse a diferentes configuraciones de subestaciones, facilitando la incorporación de módulos adicionales según los requerimientos de señales digitales, analógicas o de comunicación. Asimismo, ofrecen soporte

nativo para el estándar IEC 61850, lo que favorece la interoperabilidad con dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y sistemas de protección, además de garantizar un alto nivel de resiliencia en ambientes industriales exigentes.

Por su parte, Schneider Electric, a través de la RTU Easergy T300, ofrece una solución especialmente orientada a redes de distribución eléctrica modernas. Este dispositivo se caracteriza por su facilidad de integración con sistemas de gestión de distribución y su compatibilidad con arquitecturas de redes inteligentes (*smart grids*). La Easergy T300 resulta particularmente adecuada para subestaciones de media tensión, donde se requiere supervisión remota, automatización de maniobras y una rápida respuesta ante fallas en la red.

Otra alternativa ampliamente utilizada es la RTU560 / RTU540 de ABB, diseñada para aplicaciones tanto en transmisión como en distribución de energía eléctrica. Estas RTU se distinguen por su alta compatibilidad con protocolos de comunicación internacionales y por su flexibilidad en la configuración, lo que permite su implementación en subestaciones de diferentes tamaños y niveles de complejidad. Además, ofrecen una integración eficiente con sistemas SCADA y plataformas de automatización, garantizando un desempeño confiable en la supervisión y el control de la red eléctrica.

En el contexto latinoamericano, las RTU D20 y D400 de GE Grid Solutions han sido ampliamente adoptadas debido a su reconocida confiabilidad y su capacidad de integración con sistemas de protección, medición y control existentes. Estos dispositivos destacan por su diseño robusto, su estabilidad operativa y su compatibilidad con infraestructuras de comunicación tradicionales y modernas, lo que facilita su incorporación en procesos de modernización de subestaciones eléctricas.

De manera general, las RTU comerciales disponibles en el mercado actual incorporan

capacidades avanzadas de automatización, diagnóstico y ciberseguridad, aspectos fundamentales para la operación segura de las subestaciones eléctricas. Estas características permiten proteger la integridad de la información, garantizar la continuidad del servicio y reducir la vulnerabilidad frente a accesos no autorizados o fallas del sistema.

En conjunto, estas gamas de RTU permiten seleccionar la solución más adecuada en función de la complejidad de la subestación, el número de señales analógicas y digitales a procesar, el nivel de automatización requerido y la infraestructura de comunicaciones disponible. La elección de una RTU adecuada influye directamente en la confiabilidad del sistema SCADA, ya que de ella depende la correcta adquisición de datos, la ejecución de maniobras de control y la comunicación eficiente con el centro de supervisión. Asimismo, la flexibilidad de configuración de estos dispositivos facilita su adaptación a procesos de modernización o expansión de subestaciones existentes, permitiendo incorporar nuevas funcionalidades sin necesidad de reemplazar completamente la infraestructura instalada.

A modo ilustrativo, en la Figura 8 se presenta una RTU típica utilizada en sistemas SCADA, con el propósito de visualizar este componente y comprender su ubicación e importancia dentro de la arquitectura general de supervisión y control. Esta representación permite identificar la interacción de la RTU con los dispositivos de campo y con los niveles superiores del sistema, evidenciando su papel como elemento clave en la integración entre la operación local de la subestación y la supervisión remota desde el centro de control.

Figura 8

Unidad Terminal Remota (RTU)



Nota. RTU es un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.

Tomado de. WIKIPEDIA. Unidad Terminal Remota. Gordon R. Clarke, Deon Reynders, Edwin Wright (02 febrero 2017)

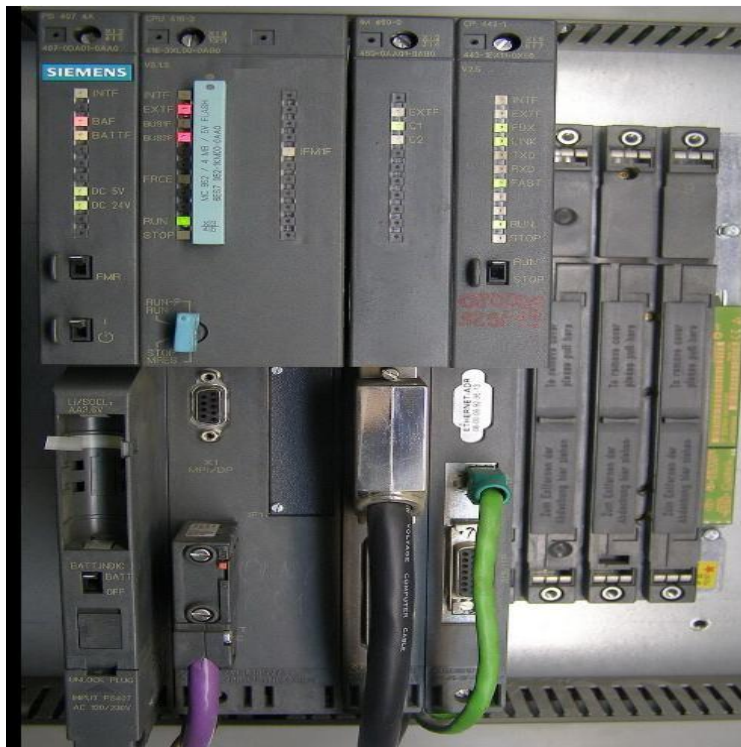
https://es.wikipedia.org/wiki/Unidad_Terminal_Remota#/media/Archivo:Remote_Terminal_Unit_Modular.jpg

PLC (Controladores Lógicos Programables)

Los PLC (Controladores Lógicos Programables) son dispositivos electrónicos de automatización industrial diseñados específicamente para controlar procesos en tiempo real. Su origen se remonta a finales de los años 60, cuando surgió la necesidad de reemplazar los complejos sistemas de relés cableados en fábricas y plantas industriales. Desde entonces, estos dispositivos han evolucionado hasta convertirse en elementos fundamentales de los sistemas de control industrial y de automatización, tal como se muestra en la Figura 9.

Figura 9

Controlador Lógico Programable (PLC)



Nota. En la imagen se muestra un PLC (Controlador Lógico Programable) empresa Amcor.

Los PLC han evolucionado hasta convertirse en elementos esenciales en la automatización moderna, gracias a su capacidad de procesamiento lógico, flexibilidad de programación, confiabilidad y robustez.

En un sistema SCADA aplicado a subestaciones eléctricas de media tensión, el PLC actúa como unidad de control local que garantiza la continuidad del servicio. Su función no se limita solo a recibir señales y ejecutar órdenes, sino que también es capaz de automatizar secuencias críticas, como la conmutación de alimentadores, la operación de interruptores de potencia o la activación de protecciones preventivas, todo en cuestión de milisegundos. Esta rapidez lo convierte en un componente clave para reducir el riesgo de fallas y mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes)

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) son equipos digitales avanzados que surgieron como parte del proceso de modernización de las subestaciones eléctricas, con el propósito de integrar en un solo dispositivo funciones que anteriormente requerían múltiples equipos independientes, tales como la medición de variables eléctricas, la protección de circuitos, el control de maniobras y la comunicación con sistemas SCADA. En este sentido, Gurevich (2010) explica que la incorporación de IED ha permitido aumentar el nivel de automatización y confiabilidad de las subestaciones eléctricas, al concentrar funciones críticas en plataformas digitales programables (p. 112).

Estos dispositivos se instalan directamente en los equipos de campo, como interruptores, transformadores o alimentadores, y permiten que las señales físicas corriente, tensión, frecuencia y temperatura sean convertidas en datos digitales procesables y transmitidos al centro de control en tiempo real. De acuerdo con la IEEE Power & Energy Society (2012), esta capacidad de

adquisición y transmisión de información resulta fundamental para mejorar la supervisión operativa y la toma de decisiones en sistemas eléctricos modernos (p. 37).

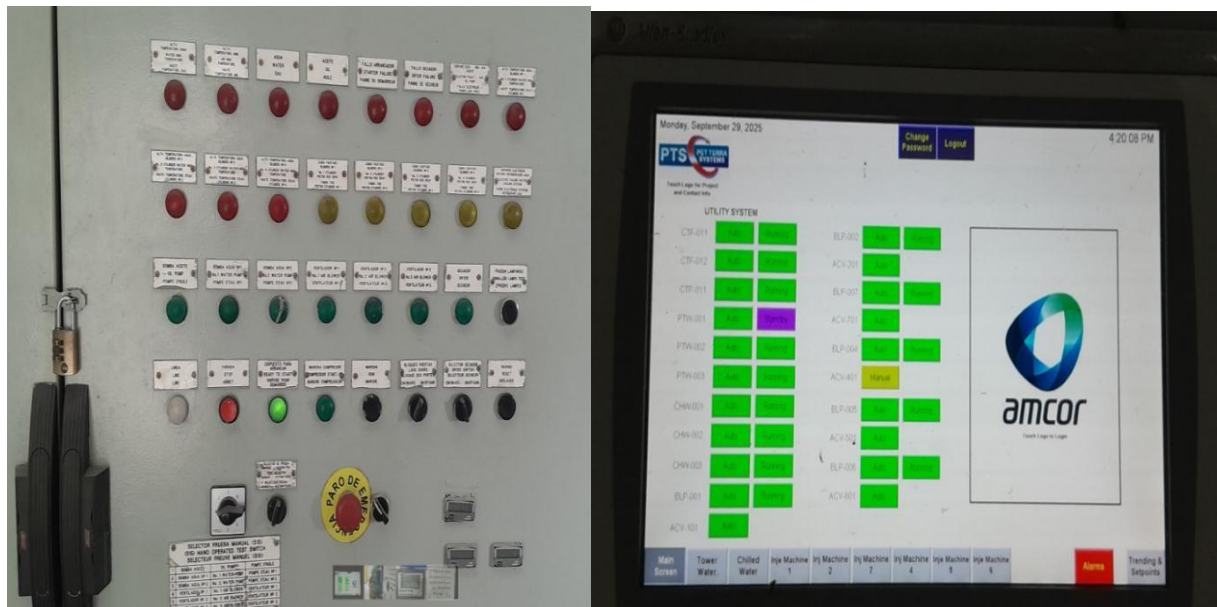
A diferencia de los equipos analógicos tradicionales, los IED incorporan microprocesadores y software embebido, lo que les otorga funciones avanzadas como autodiagnóstico, registro de eventos con marcas de tiempo y comunicación mediante protocolos estandarizados. Según Mackay (2004), estas características no solo optimizan el desempeño operativo de las subestaciones, sino que también fortalecen su confiabilidad, interoperabilidad y flexibilidad frente a los requerimientos actuales de automatización y supervisión remota (p. 58).

HMI (Interfaz Hombre-Máquina)

Las HMI (Interfaz Hombre Maquina) surgieron como una evolución de los tableros de mando tradicionales, donde los operadores supervisaban los procesos mediante interruptores, lámparas piloto y medidores analógicos. Con el desarrollo de los sistemas SCADA y la digitalización de la industria, las HMI se convirtieron en plataformas gráficas avanzadas que permiten la interacción directa entre el ser humano y el sistema de control, integrando en una sola pantalla información crítica que antes estaba dispersa en instrumentos individuales. en la figura 10 se detalla dos tipos de control para un equipo para encendido de bombas de manera manual y pantalla.

Figura 10

Mando de Control de un Compresor por Medio de Botones



Nota. sistema de control por medio de botones de un compresor sistema obsoleto y un sistema de control controlado por medio de pantalla encendido y apagado de las bombas de un chiller.

Actualmente, la HMI no solo cumple la función de mostrar variables del proceso eléctrico, sino que también se ha consolidado como una herramienta estratégica de operación. Su diseño intuitivo facilita que los operadores interpreten en segundos el estado de una subestación, identifiquen alarmas y ejecuten maniobras remotas, reduciendo errores humanos y mejorando la capacidad de respuesta en situaciones de emergencia.

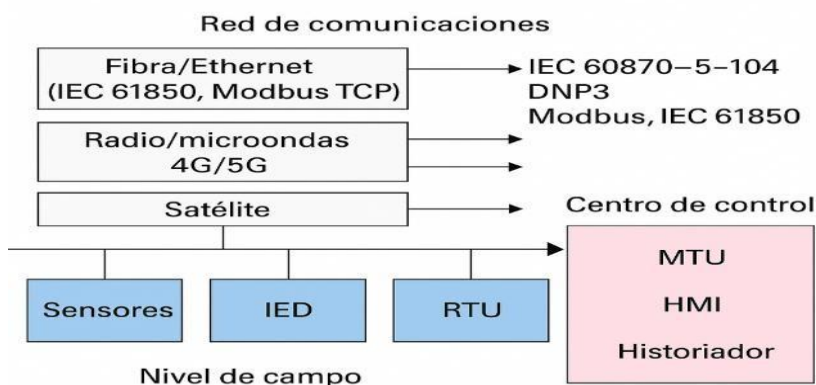
Red de Comunicación

Las redes de comunicación en los sistemas SCADA constituyen el vínculo esencial entre el nivel de campo y el centro de control. En los primeros sistemas de supervisión, la transmisión de datos se realizaba por líneas dedicadas de cobre, con velocidades muy limitadas y alta vulnerabilidad a interferencias. Con el avance tecnológico, estas redes han evolucionado hacia soluciones más seguras, rápidas y confiables, convirtiéndose en un componente estratégico para garantizar la operación en tiempo real de subestaciones eléctricas de media y alta tensión.

Su importancia radica en que permiten la transferencia bidireccional de información: los datos capturados por las RTU, PLC e IED viajan hacia la estación maestra (MTU) y, al mismo tiempo, las órdenes de control remoto se transmiten desde la MTU hacia los equipos de campo. Esto convierte a la red de comunicación en el sistema nervioso del SCADA, ya que sin ella no sería posible la supervisión ni el control remoto, tal como se ilustra en la Figura 11.

Figura 11

Red de comunicaciones de un sistema SCADA



Nota. En la imagen se describe por medio de un diagrama el esquema básico de una red de comunicaciones de un sistema SCADA.

Protocolos de Comunicación

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas, normas y procedimientos estandarizados que determinan la forma en que dos o más dispositivos intercambian información dentro de una red. En este sentido, Rodríguez y Santamaría (2018) señalan que los protocolos funcionan como un lenguaje común que permite a los equipos electrónicos comunicarse de manera ordenada, confiable y segura, garantizando la correcta transmisión e interpretación de los datos (p. 41).

En el contexto de los sistemas SCADA, los protocolos de comunicación resultan esenciales, ya que aseguran el intercambio de información en tiempo real entre los equipos de campo, como RTU, PLC, IED y sensores, y los componentes del centro de control, tales como la MTU, las interfaces HMI y los servidores SCADA. De acuerdo con Cano y García (2017), el uso de protocolos estandarizados permite la integración de dispositivos de distintos fabricantes, reduce problemas de incompatibilidad y contribuye a la operación continua y confiable de las subestaciones eléctricas (p. 132), aspectos que se ilustran mediante el material audiovisual presentado en el Apéndice D.

Principales Protocolos Utilizados en Sistemas SCADA

IEC 60870-5-101 / 104: Es uno de los estándares más utilizados en sistemas eléctricos europeos y latinoamericanos. IEC 101 trabaja sobre comunicación serial, mientras que IEC 104 opera sobre TCP/IP, permitiendo transmisión remota de telemandos, telemidas y telesignales en redes modernas (Penin, 2007). este protocolo es habitual en empresas distribuidoras, transportadoras de energía y centros de control nacionales.

DNP3 (Distributed Network Protocol): Diseñado para ser robusto, tolerante a pérdidas y eficiente en comunicación de largo alcance, es ampliamente adoptado en sistemas eléctricos de América del Norte y algunos países de Sudamérica. Su estructura jerárquica favorece la supervisión confiable de subestaciones dispersas geográficamente (Medrano Pineda, 2023).

IEC 61850: Considerado el estándar más avanzado para la automatización de subestaciones modernas, está basado en un modelado de objetos, lo que permite que equipos de diferentes marcas puedan interoperar sin necesidad de cableado tradicional. Incluye servicios GOOSE, utilizados para enviar señales de protección a muy alta velocidad (Gallardo, 2022).

Este protocolo es clave para las subestaciones digitales y las redes inteligentes.

Modbus (RTU / TCP): Es uno de los protocolos más simples y antiguos, pero sigue siendo muy utilizado por su facilidad de configuración y su amplia compatibilidad.

Modbus RTU opera sobre RS-485 y Modbus TCP sobre redes Ethernet, lo que permite integrar sensores, medidores, registradores y equipos industriales en sistemas SCADA híbridos (Pérez- López, 2015).

Base de Datos Histórica (Historiador SCADA)

El historiador de datos es un módulo del sistema SCADA encargado de almacenar, organizar y gestionar en el tiempo la información recopilada por los dispositivos de campo. A diferencia de una base de datos convencional, el historiador está optimizado para manejar grandes volúmenes de información en tiempo real, garantizando que cada evento o medición quede registrado con una alta precisión temporal, que puede alcanzar resoluciones de segundos o milisegundos.

En los primeros sistemas SCADA, los datos se registraban de forma manual o mediante archivos simples, lo que limitaba significativamente el análisis posterior. Con el desarrollo de los historiadores modernos, es posible registrar tendencias, correlacionar eventos y realizar

diagnósticos predictivos, convirtiendo a este componente en un elemento estratégico para la operación, el mantenimiento y la planificación de subestaciones eléctricas. En este contexto, Mackay et al. (2004) señalan que el uso de bases de datos históricas en sistemas SCADA permite mejorar el análisis del comportamiento operativo, la detección temprana de fallas y la toma de decisiones basada en información confiable (p. 74).

Funciones Principales de un Historiador SCADA Almacenamiento Histórico.

Guarda variables eléctricas: (tensión, corriente, potencia, frecuencia, temperatura) junto con marcas de tiempo.

Registro de eventos: documenta maniobras de interruptores, disparos de relés, alarmas y cambios de estado en los equipos.

Análisis de tendencias: permite estudiar comportamientos de la red a lo largo del tiempo para identificar patrones de fallas o picos de demanda.

Generación de reportes: facilita la elaboración de informes técnicos para auditorías, reguladores o estudios de eficiencia energética.

Arquitectura Básica de un Sistema SCADA

La arquitectura de un sistema SCADA puede entenderse como una estructura jerárquica y modular que organiza los distintos componentes del sistema, desde los sensores instalados en campo hasta el software de supervisión ubicado en el centro de control, permitiendo que todos ellos operen de manera coordinada para garantizar una operación segura y eficiente de las instalaciones eléctricas. En este sentido, Penin (2007) explica que dicha arquitectura responde a la necesidad de integrar el mundo físico de los equipos eléctricos como transformadores, interruptores, seccionadores y relés de protección con el entorno digital del procesamiento de datos y la toma de decisiones operativas (p. 52).

A través de esta organización estructurada, el sistema SCADA transforma las señales provenientes del campo en información útil que es presentada al operador en tiempo real, al mismo tiempo que posibilita el envío de órdenes de control hacia los dispositivos de la subestación. De acuerdo con Mackay et al. (2004), esta arquitectura se ha consolidado como un estándar en la automatización moderna, ya que garantiza un flujo de datos escalable, confiable e interoperable, independientemente del fabricante de los equipos o del tamaño de la red eléctrica supervisada (p. 41).

Nivel de Campo

El nivel de campo de un sistema SCADA está conformado por sensores y transductores encargados de medir variables eléctricas y físicas como corriente, tensión, frecuencia y temperatura, las cuales son fundamentales para el monitoreo y control de las subestaciones eléctricas. De acuerdo con Pérez-López (2015), estos dispositivos permiten obtener información directa del estado operativo del sistema eléctrico, constituyéndose en la base del proceso de supervisión y adquisición de datos (p. 47) entre los principales dispositivos utilizados en este nivel se encuentran:

Sensores eléctricos: miden directamente las variables presentes en el sistema eléctrico.

Transformadores de corriente (TC): reducen las altas corrientes de línea a valores normalizados y seguros para los equipos de medición y protección.

Transformadores de potencial o tensión (TP o VT): disminuyen tensiones elevadas, por ejemplo, de 13,2 kV, a niveles estandarizados como 110 V para su procesamiento y monitoreo.

Sensores de frecuencia: utilizados para supervisar la estabilidad de la red eléctrica.

En este contexto, Gurevich (2010) señala que el uso adecuado de transformadores de medida y sensores especializados garantiza la precisión de las mediciones, la seguridad del sistema y la

confiabilidad de la información transmitida hacia los niveles superiores de control y supervisión (p. 89).

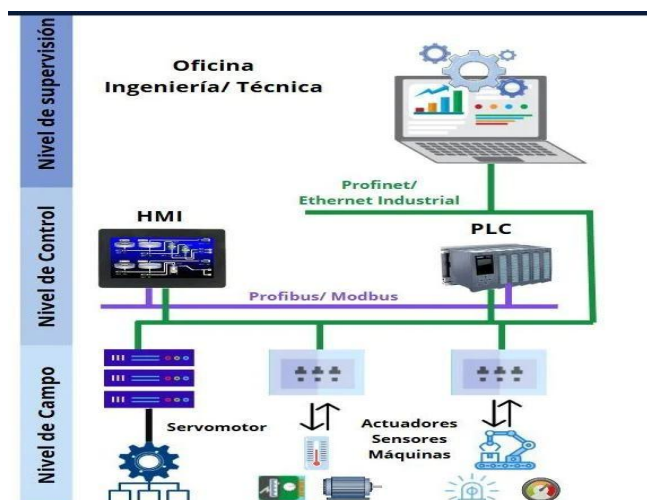
Nivel de Comunicaciones

El nivel de comunicaciones en un sistema SCADA constituye la conexión vital entre el nivel de campo y el nivel de supervisión y control, ya que garantiza que los datos arrojados por sensores, RTU, PLC e IED sean transmitidos de manera segura, confiable y en tiempo real hacia la estación maestra (MTU), así como el envío de órdenes de control remoto desde el centro de control hacia los dispositivos de la subestación. En este sentido, Cano y García (2017) explican que este nivel es esencial para asegurar la supervisión continua y la correcta operación de los sistemas eléctricos automatizados (p. 134).

Desde el aspecto funcional, el nivel de comunicaciones puede entenderse como el “sistema nervioso” del SCADA, debido a que permite la bidireccionalidad del flujo de información y la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes mediante el uso de protocolos de comunicación estandarizados. De acuerdo con Penin (2007), esta capacidad de intercambio de información es indispensable para que el sistema SCADA cumpla su propósito de supervisión y control remoto de las subestaciones eléctricas (p. 68). En la Figura 12 presenta un esquema representativo de una red de comunicaciones típica en un sistema SCADA.

Figura 12

Red de Comunicaciones en un Sistema SCADA



Nota. Estas redes son responsables de conectar dispositivos, máquinas y sistemas para garantizar un flujo de información eficiente, fiable y seguro. Tomado de. WIT AUTOMATIZACION.

<https://witautomatizacion.es/redes-de-comunicacion-industrial/>

Además, incorpora mecanismos de redundancia y seguridad cibernética para evitar interrupciones y accesos no autorizados, lo que resulta esencial dado que las redes eléctricas forman parte de la infraestructura crítica de un país.

Puede incluir fibra óptica, enlaces de radio, Ethernet industrial, redes celulares o satelitales. Emplea protocolos estandarizados como IEC 60870-5-104, DNP3, Modbus o IEC 61850.

Nivel de Supervisión y Control

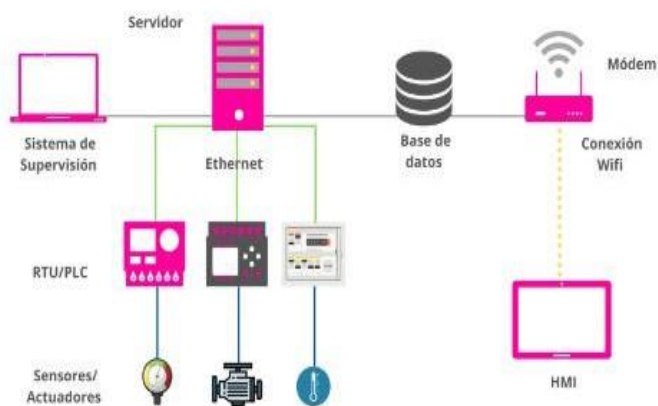
El nivel de supervisión y control representa la capa central e inteligente del sistema SCADA, ya que en él se concentran, procesan y analizan los datos provenientes de la subestación para transformarlos en información útil que apoye la toma de decisiones operativas.

Este nivel no solo organiza el flujo de datos, sino que además convierte la información técnica en representaciones gráficas y reportes comprensibles para el operador, facilitando el monitoreo continuo del estado del sistema eléctrico y la ejecución de maniobras de control remoto.

En este sentido, el nivel de supervisión y control puede entenderse como el “cerebro del SCADA”, al integrar las funciones de la estación maestra (MTU), las interfaces hombre-máquina (HMI) y los servidores e historiadores. Estos componentes, en conjunto, permiten supervisar la red en tiempo real, generar alarmas inmediatas, almacenar información histórica y garantizar la operación segura y eficiente de la subestación, tal como se muestra en la Figura 13.

Figura 13

Nivel supervisión y control de un sistema SCADA



Nota. En la imagen se muestra el nivel de supervisión y control de un sistema SCADA y componentes. Tomado de. NUNSYS GRUP.

<https://www.nunsys.com/scada/>

En conclusión, un sistema SCADA aplicado a subestaciones eléctricas de media tensión se compone de diversos elementos interconectados MTU, RTU, PLC, IED, HMI, redes de comunicación y bases de datos históricas, organizados dentro de una arquitectura jerárquica de tres niveles (campo, comunicaciones y supervisión).

Objetivo 2

Identificar las diferencias más relevantes entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con sistemas SCADA en subestaciones eléctricas.

La supervisión de subestaciones eléctricas de media tensión ha evolucionado desde esquemas basados principalmente en la intervención humana hasta sistemas de monitoreo automatizado soportados en plataformas SCADA. Esta transición no solo implica un cambio tecnológico, sino también una transformación en la forma de operar, mantener y gestionar la infraestructura eléctrica. en este apartado se describen las características del monitoreo tradicional y del monitoreo automatizado, para posteriormente identificar las diferencias más relevantes entre ambos enfoques, tal como se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6

Comparación entre Monitoreo Tradicional y Automatizado con SCADA

Aspecto	Monitoreo tradicional	Monitoreo SCADA
Adquisición de datos	Manual	Automática y en tiempo real
Tiempo de respuesta	Lento	Rápido e inmediato
Almacenamiento	Registros en papel	Base de datos digital
Seguridad operativa	Dependiente del operador	Automatizada y remota

Nota. Nota. La tabla contrasta las limitaciones del monitoreo manual frente a las ventajas de un sistema SCADA automatizado.

Monitoreo Tradicional en Subestaciones eléctricas de Media Tensión

En el monitoreo tradicional, la supervisión de la subestación se apoya principalmente en la presencia física de personal técnico en campo. La verificación del estado de los equipos se realiza mediante recorridos periódicos, lectura manual de instrumentos analógicos (amperímetros, voltímetros, indicadores de posición), observación visual de tableros y revisión directa de señales en las celdas o tableros de control, este esquema presenta, entre otras, las siguientes características generales:

La información sobre el estado del sistema se obtiene de forma puntual, cada vez que se realiza una ronda o inspección.

La detección de fallas suele depender de la presencia del operador en sitio o del reporte de usuarios afectados por la interrupción del servicio, las maniobras de operación (apertura o cierre de interruptores, seccionamiento, reposición de equipos) se realizan de manera manual, lo que implica la presencia del personal en la subestación.

Los registros de eventos, anomalías o mantenimientos se llevan en bitácoras físicas o reportes escritos, lo que limita la trazabilidad y dificulta el análisis histórico.

Como resultado, el monitoreo tradicional se caracteriza por ser reactivo, con mayores tiempos de respuesta ante contingencias, mayor exposición del personal a riesgos eléctricos y un menor aprovechamiento de la información para la toma de decisiones.

Monitoreo Automatizado Mediante Sistemas SCADA

El monitoreo automatizado, soportado en sistemas SCADA, introduce una supervisión centralizada, continua y en tiempo real de las subestaciones de media tensión. En este esquema, dispositivos como RTU, PLC, IED y sensores inteligentes capturan permanentemente variables eléctricas (corriente, tensión, potencia, frecuencia), estados de interruptores y condiciones de

operación, y las envían a la Estación Maestra (MTU) a través de redes de comunicación, entre las características principales del monitoreo automatizado se encuentran:

Acceso en tiempo real al estado de la subestación, sin necesidad de presencia permanente de personal en campo.

Detección automática de fallas mediante alarmas y eventos generados por los dispositivos inteligentes y gestionados desde el sistema SCADA.

Capacidad de ejecutar maniobras remotas, como la apertura o cierre de interruptores, el aislamiento de zonas con fallas o la reconfiguración de la red, directamente desde el centro de control.

Registro sistemático en bases de datos históricas, que permite analizar tendencias, evaluar la calidad del servicio y planificar mantenimientos preventivos o predictivos.

Mayor interoperabilidad, gracias al uso de protocolos de comunicación estandarizados (IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3, Modbus), que permiten integrar equipos de distintos fabricantes en una misma plataforma de supervisión.

De esta forma, el monitoreo automatizado transforma la supervisión de la subestación en un proceso proactivo y basado en datos, que fortalece la continuidad del servicio, la seguridad operativa y la eficiencia en la gestión de la infraestructura eléctrica.

Diferencias más Relevantes entre el Monitoreo Tradicional y el Monitoreo con SCADA

A partir de las descripciones anteriores, es posible identificar diversas diferencias entre ambos enfoques de monitoreo, entre las cuales destacan:

Frecuencia de monitoreo Tradicional: la información se obtiene de forma periódica y puntual, dependiendo de la presencia del operador.

SCADA: el monitoreo es continuo, con actualización permanente de datos.

Detección y atención de fallas:

Tradicional: las fallas se detectan de forma tardía; suelen requerir la presencia física del personal o el reporte de usuarios afectados.

SCADA: la detección es casi inmediata, gracias a alarmas automáticas y registros de eventos en tiempo real.

Modo de operación:

tradicional: las maniobras se realizan de forma manual en la subestación.

SCADA: muchas maniobras se pueden realizar de manera remota desde el centro de control.

Seguridad del personal:

Tradicional: mayor exposición del personal a equipos energizados y a ambientes de riesgo, debido a la necesidad de realizar inspecciones y maniobras directamente en campo. Esto incrementa la probabilidad de accidentes laborales y fallas asociadas a la intervención humana.

SCADA: reducción de riesgos al disminuir la necesidad de presencia física para ciertas operaciones, permitiendo que muchas maniobras se realicen de forma remota desde el centro de control, lo que fortalece la seguridad ocupacional.

Registro y análisis de información:

Tradicional: registros manuales, dispersos y con baja capacidad de análisis histórico, lo que dificulta la identificación de patrones de falla y la evaluación del desempeño de los equipos a lo largo del tiempo.

SCADA: bases de datos centralizadas que almacenan eventos, tendencias y mediciones, facilitando el análisis sistemático de la información y apoyando la toma de decisiones técnicas y operativas basadas en datos confiables.

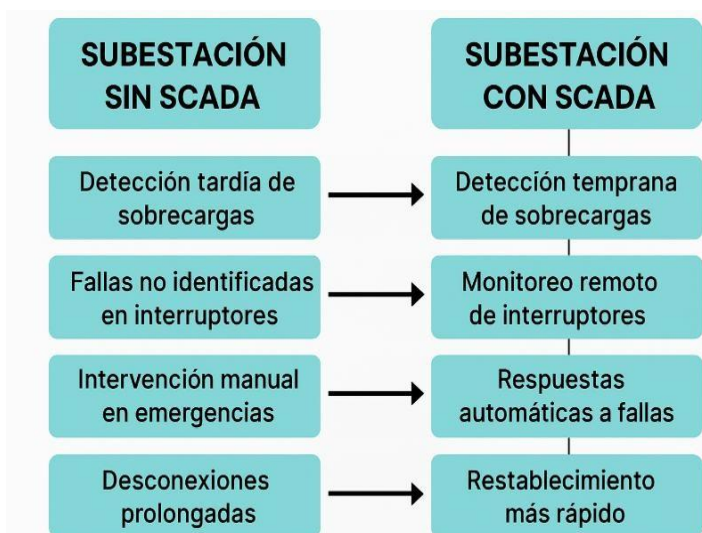
Continuidad y calidad del servicio:

Tradicional: tiempos de interrupción mayores debido a procesos de detección y respuesta más lentos, lo que afecta negativamente la continuidad del suministro y la satisfacción de los usuarios finales.

SCADA: tiempos de respuesta significativamente menores ante fallas o contingencias, lo que contribuye a mejorar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico, tal como se ilustra en la Figura 14 mediante un diagrama de bloques.

Figura 14

Comparación entre Monitoreo Tradicional y Automatizado



Nota. En el diagrama de bloques se realiza una comparación entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado en subestaciones de media tensión.

Implicaciones de las Diferencias en la Operación de Subestaciones de Media Tensión

Las diferencias identificadas entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con SCADA tienen implicaciones directas en la operación de las subestaciones de media tensión:

Permiten reducir los tiempos de localización y atención de fallas, lo que se traduce en una mayor continuidad del servicio.

Contribuyen a mejorar la seguridad operativa, al disminuir la exposición del personal a equipos en alta energía durante maniobras o inspecciones.

Facilitan la gestión eficiente del mantenimiento, gracias a la disponibilidad de información histórica y al análisis de tendencias.

Incrementan la capacidad de planificación y toma de decisiones, al contar con datos confiables y trazables sobre el comportamiento de la red.

En conjunto, estas implicaciones justifican la transición gradual desde esquemas de monitoreo tradicional hacia sistemas de supervisión automatizada basados en SCADA en las subestaciones eléctricas de media tensión.

Para complementar el análisis anterior y evidenciar de manera clara las diferencias más relevantes entre ambos enfoques, se presenta un cuadro comparativo que resume los principales criterios de contraste entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con sistemas SCADA. Este cuadro facilita la visualización de los aspectos en los que la automatización

transforma la operación de las subestaciones de media tensión, especialmente en términos de disponibilidad de información, seguridad, tiempos de respuesta y eficiencia técnica.

Comparación entre monitoreo tradicional y monitoreo automatizado mediante SCADA.

Figura 15

Cuadro Comparativo Monitoreo Tradicional y Monitoreo Automatizado

Criterio	Monitoreo tradicional	Monitoreo automatizado con SCADA
Método de adquisición	Manual, con lecturas presenciales mediante instrumentos analógicos.	Automático, mediante sensores, RTU, PLC e IED conectados al SCADA.
Disponibilidad de datos	Limitada a intervalos de inspección (horas o días).	Continua, en tiempo real y con registro histórico permanente
Seguridad del personal	Exposición directa a equipos energizados y riesgo de accidentes	Menor exposición; maniobras remotas reducen riesgos laborales.
Precisión y confiabilidad	Baja, con posibilidad de errores humanos en el registro y la interpretación.	Alta, con datos digitalizados, sincronizados y procesados por software especializado
Gestión de fallas	Reacción tardía, basada en inspecciones o reportes externos	Detección temprana y corrección inmediata con mínima interrupción del servicio.
Costos operativos	Altos, por necesidad de personal en sitio, transporte y tiempos de reparación prolongados	Reducidos, gracias a la centralización, automatización y optimización de recursos
Tiempo de respuesta	Lento; depende del desplazamiento del personal a la subestación	Inmediato; alarmas automáticas y acciones remotas desde el centro de control.
Almacenamiento de información	Escaso; registros en planillas o bitácoras físicas.	Amplio; bases de datos históricas (historiador SCADA) para análisis, reportes y mantenimiento
Escalabilidad	Limitada; difícil integrar nuevas tecnologías o ampliar el sistema	Alta; permite integración con energías renovables, Smart Grids y nuevas tecnologías de comunicación

Nota. El cuadro presenta un resumen de los criterios más relevantes que diferencian el monitoreo tradicional del monitoreo con SCADA, elaborado a partir del contenido del documento original.

Implicaciones Operativas a Partir del Cuadro Comparativo:

El análisis del cuadro anterior permite identificar que la transición del monitoreo tradicional al monitoreo automatizado con SCADA no solo representa un avance tecnológico, sino también un cambio profundo en la gestión de las subestaciones de media tensión. Las mejoras en la calidad de la información, la reducción de tiempos de respuesta, el incremento de la seguridad del personal y la disminución de costos operativos constituyen elementos decisivos para justificar la implementación de estos sistemas en infraestructuras eléctricas modernas.

Objetivo 3

Analizar las tendencias, limitaciones y aportes de la aplicación de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas, en términos de eficiencia operativa, seguridad y detección de fallas

Tendencias Actuales en el uso de SCADA.

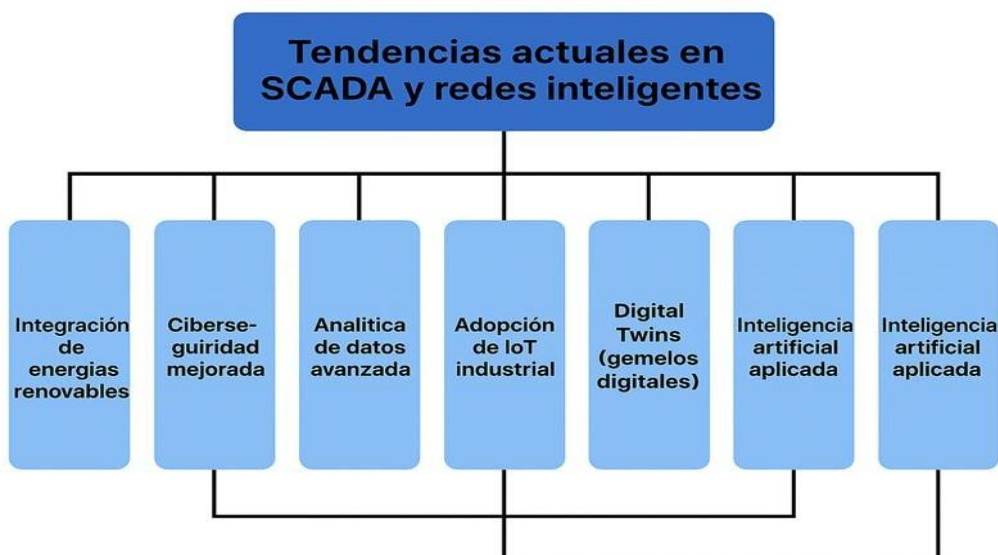
En el contexto actual de la modernización del sector eléctrico, los sistemas SCADA aplicados a subestaciones de media tensión se han consolidado como una tendencia clave dentro de la automatización industrial y energética. La digitalización progresiva de los procesos de supervisión ha impulsado la adopción de arquitecturas basadas en protocolos estandarizados como IEC 61850, que no solo garantizan la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes, sino que también permiten la integración de sistemas avanzados de protección y control en una misma plataforma. A la par de esta evolución, se observa un crecimiento en la conexión de SCADA con redes inteligentes (Smart Grids), lo cual abre la posibilidad de gestionar de forma dinámica la oferta y la demanda, integrar fuentes renovables distribuidas y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a contingencias.

Otra tendencia relevante es la incorporación de tecnologías de análisis de datos e inteligencia artificial, que, integradas al SCADA, permiten aplicar mantenimiento predictivo, identificar patrones de fallas y optimizar el uso de recursos en tiempo real. Además, con el avance de la computación en la nube (cloud computing), muchas empresas del sector eléctrico están migrando parte de sus plataformas SCADA hacia entornos híbridos que combinan infraestructura local con servicios en la nube, favoreciendo la escalabilidad y el acceso remoto seguro. Finalmente, la ciberseguridad se ha convertido en una prioridad estratégica: el diseño de los SCADA modernos

incorpora protocolos de encriptación, sistemas de detección de intrusos y políticas de segmentación de redes, con el fin de proteger estas infraestructuras críticas de ataques cibernéticos. La identificación de estas tendencias resulta especialmente relevante para la presente investigación, ya que permiten comprender el contexto tecnológico en el que evolucionan los sistemas SCADA y su creciente importancia en la automatización de subestaciones de media tensión. Al analizar estos avances, se evidencia cómo la digitalización, la interoperabilidad y la integración con redes inteligentes fortalecen el papel del SCADA en la eficiencia operativa, la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico, aspectos centrales del objetivo planteado como se muestra en la figura 15.

Figura 16

Tendencias Actuales en SCADA y Redes Inteligentes



Nota. el diagrama de bloques muestra las principales tendencias que influyen en la evolución de los sistemas SCADA y su integración con las redes inteligentes. Estas tendencias permiten que los sistemas eléctricos sean más seguros y eficientes.

Limitaciones de los Sistemas SCADA

A pesar de sus múltiples beneficios, los sistemas SCADA enfrentan ciertas limitaciones que deben ser consideradas al momento de su implementación en subestaciones eléctricas. Una de las principales es el alto costo de inversión inicial, ya que requiere la adquisición e instalación de dispositivos especializados (RTU, PLC, IED), servidores, redes de comunicación, software de supervisión y sistemas de respaldo redundantes. A esto se suman los gastos de mantenimiento y actualización, que pueden ser significativos para las empresas distribuidoras de energía, especialmente en países en desarrollo donde los presupuestos para infraestructura eléctrica suelen ser limitados.

Otra limitación importante es la dependencia tecnológica de fabricantes y proveedores. Aunque los estándares como IEC 61850 buscan garantizar la interoperabilidad, en la práctica muchos equipos están diseñados con configuraciones específicas, lo que puede dificultar la integración entre marcas o encarecer las actualizaciones futuras. Esta dependencia tecnológica también puede generar riesgos de obsolescencia, obligando a reemplazar equipos antes de cumplir su vida útil si dejan de recibir soporte.

Asimismo, los SCADA están expuestos a ciber-riesgos, dado que funcionan a través de redes de comunicación que pueden ser vulnerables a accesos no autorizados. Si no se implementan mecanismos robustos de seguridad como encriptación de datos, segmentación de redes y autenticación estricta de usuarios, se corre el riesgo de sufrir interrupciones operativas, manipulación de datos o incluso ataques dirigidos contra la infraestructura crítica del sistema eléctrico.

Finalmente, una limitación adicional es la necesidad de contar con personal especializado, tanto en la operación como en la administración del sistema. A diferencia del monitoreo tradicional, que podía ser realizado con conocimientos básicos de electricidad, la gestión de un sistema SCADA requiere competencias en automatización industrial, comunicaciones digitales y ciberseguridad, lo que implica programas de capacitación continua y la disponibilidad de talento humano calificado, tal como se resume en la Tabla 7.

Tabla 7*Limitaciones y Retos en la Implementación de SCADA*

Área	Limitación o reto	Descripción
Costo inicial	Inversión elevada	El costo de equipos y software puede ser significativo.
Capacitación	Personal especializado	Se requiere formación técnica continua.
Ciberseguridad	Vulnerabilidad digital	Es necesario establecer medidas de protección ante ataques.
Interoperabilidad	Compatibilidad de equipos	Se deben aplicar protocolos estandarizados (IEC 61850, DNP3).
Mantenimiento	Actualización tecnológica	Los sistemas deben modernizarse constantemente.

Nota. La tabla presenta los principales desafíos asociados a la implementación de sistemas SCADA, resaltando la necesidad de planificación técnica y capacitación constante.

Estas limitaciones no solo representan desafíos técnicos y económicos, sino que también influyen en la toma de decisiones de las empresas operadoras de subestaciones de media tensión. Factores como la disponibilidad de personal especializado, la inversión inicial en infraestructura y la implementación de medidas de ciberseguridad determinan el ritmo y la viabilidad de adoptar sistemas SCADA. Reconocer estas restricciones permite contextualizar mejor el análisis y comprender los factores que condicionan la modernización de la infraestructura eléctrica.

Aportes Relevantes de los Sistemas SCADA

Los sistemas SCADA aportan beneficios estratégicos a las subestaciones eléctricas de media tensión, impactando directamente en la eficiencia operativa, la seguridad y la confiabilidad del servicio. En primer lugar, su contribución a la eficiencia operativa es evidente, ya que permiten una gestión óptima de las cargas, reducen pérdidas técnicas y posibilitan una operación más ágil gracias a la automatización

de maniobras que antes requerían intervención manual. Esta capacidad de respuesta inmediata contribuye a mantener la estabilidad del sistema eléctrico incluso en condiciones de alta demanda.

En cuanto a la seguridad, los sistemas SCADA reducen de manera significativa la exposición del personal a equipos energizados, pues la mayoría de las operaciones pueden realizarse de manera remota desde el centro de control. Esto no solo disminuye el riesgo de accidentes laborales, sino que también optimiza los recursos humanos, al evitar desplazamientos innecesarios a la subestación. Adicionalmente, la integración de funciones de protección digital mediante IED y relés inteligentes mejora la detección de condiciones peligrosas como sobre corrientes, fallas a tierra o cortocircuitos, actuando de manera automática para proteger los equipos y al personal.

Un aporte crucial de los SCADA es su capacidad para la detección temprana de fallas. Gracias al monitoreo continuo y al uso de alarmas en tiempo real, las anomalías son identificadas en cuestión de segundos, lo que reduce la duración y frecuencia de las interrupciones.

Esto se traduce en una mayor continuidad del servicio eléctrico, elemento fundamental para sectores productivos que dependen de un suministro confiable.

Finalmente, los sistemas SCADA fortalecen la toma de decisiones estratégicas a través de la información almacenada en sus bases de datos históricas. Este registro detallado de eventos, tendencias y parámetros eléctricos sirve como insumo para planificar mantenimientos predictivos, evaluar el desempeño de los equipos y diseñar proyectos de expansión de la infraestructura eléctrica. Así, más allá de ser una herramienta de supervisión, SCADA se convierte en un componente clave de la gestión moderna de la energía, contribuyendo a la sostenibilidad y a la transición hacia redes inteligentes.

Síntesis Analítica y Relación con el Objetivo del Estudio

En síntesis, el análisis de las tendencias, limitaciones y aportes de los sistemas SCADA evidencia que esta tecnología constituye un componente esencial para la modernización de las subestaciones de media tensión. Las tendencias actuales orientan la evolución hacia redes más

inteligentes, seguras e interoperables; mientras que las limitaciones identificadas permiten comprender los retos técnicos, económicos y operativos que aún deben superarse para su implementación óptima. Al mismo tiempo, los aportes demostrados en términos de eficiencia operativa, seguridad y detección temprana de fallas confirman la relevancia de los sistemas SCADA como herramienta estratégica en la gestión del sistema eléctrico. Este panorama integral respalda la pertinencia del objetivo investigado y proporciona una base sólida para la interpretación de los resultados dentro del marco de la automatización de subestaciones eléctricas.

Conclusiones

Conclusión del Objetivo 1.

El análisis de los componentes principales y la arquitectura básica de un sistema SCADA permitió comprender su relevancia en la operación moderna de subestaciones de media tensión. La integración de dispositivos como RTU, PLC, IED, HMI y servidores, junto con una estructura distribuida por niveles (campo, comunicaciones y supervisión), constituye un sistema capaz de adquirir datos en tiempo real, procesarlos y ejecutar maniobras de control remoto de forma segura y eficiente. Estos elementos evidencian que el SCADA no solo es una herramienta tecnológica, sino un soporte fundamental para la automatización y optimización de la infraestructura eléctrica.

Conclusión del Objetivo 2.

La comparación entre el monitoreo tradicional y el monitoreo automatizado con SCADA mostró diferencias significativas que impactan directamente la operación de las subestaciones. Mientras el monitoreo tradicional depende de inspecciones presenciales, registros manuales y tiempos de respuesta prolongados, el sistema SCADA ofrece supervisión continua, detección automática de fallas, control remoto y registros históricos confiables. Estas diferencias confirman que la automatización mejora la seguridad del personal, reduce interrupciones del servicio y optimiza la gestión operativa, demostrando la superioridad del monitoreo digital frente a los métodos convencionales.

Conclusión del Objetivo 3.

La revisión de las tendencias, limitaciones y aportes de SCADA evidenció que su implementación continúa siendo un factor clave en la evolución de las redes eléctricas. Entre las tendencias destacan la interoperabilidad, la digitalización y el avance hacia redes inteligentes; mientras que las limitaciones se relacionan principalmente con aspectos económicos, técnicos y

de ciberseguridad. No obstante, los aportes demostrados mayor eficiencia operativa, seguridad y capacidad de detección temprana de fallas justifican ampliamente su adopción en subestaciones de media tensión y sustentan la necesidad de seguir avanzando en procesos de automatización.

Conclusión General.

En conjunto, los resultados de esta monografía demuestran que los sistemas SCADA representan una herramienta estratégica para la modernización del sistema eléctrico, especialmente en subestaciones de media tensión donde la continuidad del servicio y la seguridad operativa son fundamentales. La automatización permite mejorar la supervisión, optimizar recursos, fortalecer la confiabilidad de la red y brindar información clave para la toma de decisiones. Asimismo, los retos identificados resaltan la importancia de seguir invirtiendo en capacitación técnica, infraestructura y medidas de ciberseguridad, con el fin de garantizar una implementación sostenible y alineada con las necesidades de las redes inteligentes del futuro.

Recomendaciones

Durante el desarrollo de esta investigación se evidenció que la implementación de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas de media tensión representa un avance significativo para la modernización del sistema eléctrico. Sin embargo, para maximizar sus beneficios se recomienda:

1. Fortalecer la capacitación del personal técnico, promoviendo programas de formación continua sobre el manejo de plataformas SCADA, protocolos de comunicación y ciberseguridad industrial.
2. Desarrollar proyectos piloto que permitan evaluar la viabilidad técnica y económica de integrar SCADA en subestaciones existentes, especialmente en redes de distribución de media tensión.
3. Implementar políticas institucionales y normativas que impulsen la estandarización de protocolos de comunicación (IEC 61850, DNP3, Modbus), garantizando la interoperabilidad entre dispositivos y fabricantes.
4. Fomentar la investigación aplicada, enfocada en la integración de SCADA con tecnologías emergentes como IoT, inteligencia artificial y análisis predictivo, con el fin de fortalecer la confiabilidad de las redes eléctricas inteligentes.

Como trabajo futuro, se sugiere realizar estudios de campo que evalúen el desempeño de los sistemas SCADA implementados en diferentes contextos operativos, permitiendo cuantificar su impacto real en la eficiencia, seguridad y continuidad del servicio eléctrico.

Referencias Bibliograficas

- Acevedo-Cardozo, J., Martínez-García, E., & Ortega-Valencia, P. (2019). Interoperabilidad en subestaciones eléctricas digitales mediante IEC 61850. *Revista Colombiana de Ingeniería*, 28(2), 55–68.
- Arango, H., & López, S. (2021). Automatización de subestaciones eléctricas mediante dispositivos inteligentes bajo IEC 61850. *Revista Colombiana de Energía*, 10(2), 45–58.
- Barrios, L., & Pardo, A. (2020). Aplicación de sistemas SCADA en redes de distribución eléctrica para mejorar la continuidad del servicio. *Tecnura*, 24(65), 77–89.
- Cabrera, R., & Delgado, J. (2019). Implementación de un sistema SCADA para la supervisión de una subestación de media tensión. *Ingeniería Energética*, 40(3), 215–224.
- Camacho, A., & Riveros, P. (2022). Evaluación de la interoperabilidad en subestaciones eléctricas digitales mediante IEC 61850. *Revista Iberoamericana de Ingeniería Eléctrica*, 15(1), 31–44.
- Cano Gómez, J. A., & García Mazo, R. (2017). *Automatización y control de procesos eléctricos: Aplicaciones con sistemas SCADA*. Ecoe Ediciones.
- Elvira Margarita, D. (2017). *Subestaciones eléctricas: Diseño y operación*. Alfaomega.
- Figueroa, D., & Muñoz, J. (2021). Análisis de fallas en subestaciones con apoyo de sistemas SCADA. *Revista de Ingeniería Eléctrica*, 18(2), 59–70.
- Gallardo, S. (2022). Integración de dispositivos y protocolos de comunicación en sistemas SCADA modernos. *Revista Técnica de Energía*, 12(3), 71–84.
- González, R., & Morales, C. (2020). Ciberseguridad en sistemas SCADA aplicados a redes eléctricas: Retos y estrategias. *Revista Latinoamericana de Seguridad Industrial*, 5(2), 18–29.

- Gurevich, V. (2010). *Electric relays: Principles and applications*. CRC Press.
- Hernández Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista, P. (2018). *Metodología de la investigación (6.ª ed.)*. McGraw-Hill.
- Hernández, J., & Rodríguez, V. (2019). Uso de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en la modernización de subestaciones de media tensión. *Ingeniería Energética*, 30(4), 12–20.
- Jiménez, F., & Torres, M. (2020). Protocolos de comunicación para la automatización eléctrica: Comparativo entre Modbus, DNP3 e IEC 61850. *Revista de Tecnología Industrial*, 14(1), 66–78.
- López, C., & Riaño, J. (2021). Impacto de la digitalización en la operación de sistemas eléctricos de distribución. *Revista Colombiana de Energía y Automatización*, 7(1), 24–37.
- Mackay, S., Wright, E., Reynders, D., & Park, J. (2004). *Practical SCADA for industry*. Elsevier.
- Medrano Pineda, D. (2023). Diseño de un sistema SCADA para una subestación eléctrica de distribución. *Revista Politécnica de Ingeniería*, 8(1), 22–34.
- Mendoza, G., & Salazar, P. (2022). Aplicación del mantenimiento predictivo basado en datos SCADA en subestaciones eléctricas de media tensión. *Electrotécnica*, 19(3), 41–52.
- Pardo, J., & García, L. (2018). Telecontrol y supervisión de sistemas eléctricos mediante SCADA. *Revista de Automática y Control Industrial*, 5(2), 33–48.
- Penin, A. R. (2007). *Sistemas SCADA*. Alfaomega.
- Pérez-López, C. (2015). *Supervisión y control de redes eléctricas mediante sistemas SCADA*. Editorial Universitaria.
- Rodríguez Márquez, A. (2019). Automatización de redes de distribución para mejorar la continuidad del servicio eléctrico. *Revista Ingeniería y Tecnología*, 18(2), 91–102.
- Universidad Nacional Autónoma de México. (s. f.). *Fundamentos de los sistemas de*

automatización industrial y eléctrica. UNAM.

Urbano Fernández, L. (2024). Evolución de la supervisión de subestaciones mediante sistemas SCADA. *Revista Iberoamericana de Ingeniería*, 12(1), 15–28.

Vargas, M., & Ruíz, O. (2020). Integración de smart grids y SCADA en sistemas de distribución eléctrica. *Revista de Redes Eléctricas Inteligentes*, 4(1), 52–67.

Apéndices

Apéndice A

Sistema SCADA ¿Qué es y Función?



Nota. Video audiovisual sobre los fundamentos del sistema SCADA, utilizado como apoyo conceptual en el desarrollo del marco teórico

Canal Eléctrico (2025, 29 de julio)

<https://www.youtube.com/watch?v=BBuR-lzv7R0>

Apéndice B

Diseño e Implementación de Sistemas SCADA en el Sector Eléctrico



Nota. Conferencia técnica sobre aplicaciones prácticas del sistema SCADA en subestaciones eléctricas.

Escuela Esgep (2020, 15 de octubre)

<https://www.youtube.com/live/UnjZvaOopnI>

Apéndice C

Sistema SCADA para Monitoreo de Variables Críticas en Subestaciones Eléctricas de Potencia



Nota. Imagen y video técnico enfocado en la supervisión de variables eléctricas críticas mediante sistemas SCADA.

CIETSA (2022, 1 de septiembre)

<https://www.youtube.com/watch?v=jbuWhiqM9WU>

Apéndice D

Automatización de Subestaciones IEC 61850



Nota. Descripción material audiovisual relacionado con la automatización de subestaciones eléctricas bajo el estándar IEC 61850

Inel Institute of Technology (2021, 8 de enero)

https://www.youtube.com/watch?v=ft_-SubUqGs