



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ELECTRÓNICA

“Migración de la Unidad Central Maestra a entorno operativo Microsoft en redes de distribución del suministro eléctrico en la región Sureste”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
LICENCIADO EN INGENIERÍA EN SISTEMAS AUTOMOTRICES

PRESENTA:
C. JOSEPH MATTHEW LÓPEZ ZAVALA

BAJO LA ASESORÍA DE:
DR. LUIS ARMANDO MORENO CORIA (FCE)
DR. OSVALDO LÓPEZ HERNÁNDEZ (FCE)
ING. EDUARDO ARANGO VELAZCO (CFE)

PUEBLA, PUE, NOVIEMBRE, 2025



FCE

Agradecimientos.

Quiero agradecer con todo mi corazón a mis padres. Todo este camino, cada esfuerzo y cada logro, se los debo a ustedes. Gracias por los sacrificios que hicieron para darme una educación, por su paciencia infinita y por enseñarme con su ejemplo que la constancia y el trabajo duro siempre valen la pena. Esta tesis lleva su nombre, porque sin su apoyo, sus consejos y su amor, nada de esto hubiera sido posible. Los admiro y los aprecio más de lo que puedo expresar con palabras.

También quiero agradecer a mi familia y a todas las personas que han estado a mi lado en este recorrido. A mis seres queridos que me dieron ánimos cuando más los necesité, que celebraron mis pequeñas victorias y me levantaron en los momentos de duda. Gracias por creer en mí incluso cuando yo mismo tenía miedo de no poder lograrlo.

Por último, agradezco a mis asesores, por darme su atención, guiarme con paciencia y brindarme la confianza necesaria para concluir este proyecto. Su apoyo fue clave para transformar un reto en una experiencia de aprendizaje que me acompañará siempre.

Índice.

Justificación de la investigación	1
Planteamiento del problema	2
Objetivos de la investigación	4
Hipótesis	5
Alcance y delimitaciones	6
Presentación general del tema	8
Estado del arte	10
Capítulo 1 Marco teórico	12
1.1 Fundamentos de electricidad y redes eléctricas	13
1.2 Fundamentos de Telecomunicaciones	14
1.3 Componentes de redes de distribución	16
1.4 Control	24
1.4.1 Control en Ingeniería	24
1.4.2 Control aplicado a los sistemas eléctricos de distribución	25
1.5 Plataformas de control en redes de distribución	27
1.5.1 Sistema de gestión de distribución (DMS)	28
1.5.2 Sistema de gestión de distribución avanzada (ADMS)	28
1.5.3 Relación con SCADA	29
1.6 Sistema SCADA	29
1.6.1 Arquitectura del sistema SCADA	30
1.6.2 Adquisición de datos	31
1.6.3 Protocolo DNP 3	31
1.6.4 Procesamiento y almacenamiento	33
1.6.5 Sistema de comunicaciones	33
1.6.6 Sistemas Operativos en entorno SCADA	34
1.6.7 Comparación e impacto en la operación	36

1.7 Interfaz Hombre-Máquina	36
1.7.1 Funciones principales de la HMI	36
1.7.2 Tipos de estaciones HMI	37
1.7.3 Importancia de la HMI en la confiabilidad del sistema	38
Capítulo 2 Análisis del sistema actual	39
2.1 Contexto técnico y operativo de SENSA en la zona Oaxaca	40
2.2 Estado actual de los diagramas en SENSA	40
2.3 Inventario y clasificación de dispositivos telecontrolados	42
2.4 Unidad de control maestra actual	44
2.4.1 Arquitectura actual	44
2.4.2 Interfaz gráfica y operación	44
2.4.3 Estructura tubular de comunicaciones	46
2.4.4 Gestión de eventos y alarmas	47
2.4.5 Diagramas unifilares estáticos	47
2.4.6 Limitaciones operativas identificadas	49
2.4.7 Comparación con sistemas modernos	49
2.5 Comunicaciones	50
2.6 Diagnóstico de compatibilidad y requisitos de migración	56
2.6.1 Compatibilidad de dispositivos de campo	56
2.6.2 Radios industriales y enlaces de comunicación	57
2.6.3 Servidores y entorno virtualizado	57
2.6.4 Interfaz gráfica y diagramas unifilares	57
2.6.5 Recursos humanos y capacitación	58
2.7 Comparativa de software SCADA internacionales	59
2.8 Planificación de migración por etapas	61
2.9 Gestión de riesgos y contingencias	66
2.9.1 Identificación de riesgos	66
2.9.2 Estrategias de mitigación	67
2.9.3 Plan de contingencias	68

Capítulo 3 Diseño de configuración de red y protocolos de comunicación	69
3.1 Arquitectura propuesta para la red de comunicación SCADA	70
3.1.1 Red aérea de media tensión	70
3.1.2 Subestaciones Eléctricas	71
3.2 Selección y análisis de protocolos	72
3.3 Diseño de red para integración Survalent	75
3.3.1 Conectividad y topología	76
3.3.2 Organización de frecuencias	76
3.4 Especificaciones para asegurar interoperabilidad entre dispositivos	77
3.5 Evaluación de la seguridad en la red SCADA	80
3.6 Riesgos técnicos detectados y medidas correctivas	83
Capítulo 4 Implementación de la migración	86
4.1 Adaptación de dispositivos telecontrolados	87
4.2 Etapas del proceso de adaptación	88
4.3 Pruebas funcionales en general	89
4.3.1 Apertura y cierre de interruptores	89
4.3.2 Monitoreo de alarmas	90
4.3.3 Lectura de variables	91
4.4 Medición de tiempos de respuesta y confiabilidad operativa	92
5.4.1 Tiempos de respuesta	92
5.4.2 Confiabilidad operativa	93
4.5 Usabilidad e interfaz gráfica	94
4.5.1 Interfaz de Survalent	94
4.5.2 Comparación general	97
4.6 Seguridad, mantenimiento y soporte técnico	97
4.6.1 Mantenimiento	98
4.6.2 Soporte técnico	98
Capítulo 5 Discusión de resultados	99
5.1 Evaluación bajo condiciones reales de operación	100

5.2	Comportamiento ante eventos críticos y maniobras	102
5.3	Indicadores de estabilidad, integridad de comunicación y eficiencia	103
5.3.1	Estabilidad del sistema	103
5.3.2	Integridad de la comunicación	103
5.3.3	Eficiencia operativa	104
5.3.4	Comparativo general	104
5.4	Comparación con registros históricos de SENSEA	104
5.4.1	Desempeño general	105
5.4.2	Contraste con Survalent	105
5.4.3	Comparación operativa histórica	106
5.4.4	Análisis cualitativo	106
	Conclusiones	108
	Trabajo a futuro	109
	Glosario	111
	Referencias	119
	Anexos	123
	Anexo A	123
	Anexo B	125
	Anexo C	127
	Anexo D	129
	Anexo E	130

Índice de tablas.

Tabla 1 Características de las diversas plataformas propuestas	59
Tabla 2 Planeación de dispositivos tipo poste	65
Tabla 3 Características de puerto de serie	74
Tabla 4 Esquema lógico de SurvalentONE	78
Tabla 5 Pseudopuntos de diagnóstico SCADA	79
Tabla 6 Vulnerabilidades identificadas en SENSEA	80
Tabla 7 Mejoras en seguridad con Survalent	81
Tabla 8 Tiempos de respuesta	92
Tabla 9 Comparativa de interfaces	97
Tabla 10 Indicadores Generales	104
Tabla 11 Comparativa de operatividad	106

Índice de figuras.

Figura 1 Diagrama típico de la arquitectura SCADA en CFE	9
Figura 2 Ejemplo de diagrama unifilar	19
Figura 3 Diagrama de switcheo de la red aérea	21
Figura 4 Restaurador en media tensión	23
Figura 5 Arquitectura de comunicación red de control	26
Figura 6 Organización física del circuito de control	31
Figura 7 Capas del modelo OSI	32
Figura 8 Diagrama de switcheo red urbana	41
Figura 9 Menú principal de UCM SENSA	45
Figura 10 Diagrama unifilar de Subestación	48
Figura 11 Circuito de Red Aérea en UCM SENSA	48
Figura 12 Infraestructura de repetidor para red eléctrica	51
Figura 13 Torres repetidoras de telecomunicaciones	51
Figura 14 Indicador PDI de EPROSEC en distintas zonas	53
Figura 15 Gabinete de control marca “Wasion”	54
Figura 16 Vista en STC Explorer de la estandarización de datos de telemetría	58
Figura 17 Ubicación real de la infraestructura de distribución	62
Figura 18 Interfaz inicial en STC Explorer utilizada para la configuración	63
Figura 19 Diagrama unifilar dinámico de la subestación Etlá en SmartVIEWS	64
Figura 20 Menú principal de Survalent Oaxaca	90
Figura 21 Interfaz de diagrama único de dispositivo EPROSEC en Survalent	91
Figura 22 Evidencia de conectividad y latencia de comunicación con la UCM	93
Figura 23 Diagrama unifilar de subestación UCM Survalent	95
Figura 24 Circuito de distribución	96
Figura 25 PDI equipos EPROSEC en el mes de junio	101
Figura 26 PDI equipos EPROSEC en el mes de septiembre	102

Justificación de la investigación

La modernización de los sistemas SCADA¹ representa hoy una necesidad estratégica para garantizar la eficiencia operativa y la seguridad en las redes de distribución eléctrica. En el caso de la distribución de la energía en México, la **norma interna de comunicaciones en redes de Distribución** establece que las plataformas de control deben cumplir con criterios de interoperabilidad², confiabilidad y escalabilidad³ para asegurar la continuidad del suministro [1]. Sin embargo, como se ha demostrado en el diagnóstico del sistema SENSE, estas condiciones ya no son completadas de manera óptima en la **Zona Oaxaca**.

En primer lugar, la actualización tecnológica permitiría mejorar la eficiencia operativa mediante plataformas con interfaces gráficas más intuitivas y herramientas de integración avanzada, como lo demuestran los casos documentados por **Schneider Electric**, en la implementación de su plataforma avanzada para la gestión de redes [2] y por **Eaton**, al resaltar la importancia de la automatización⁴ en la distribución para reducir tiempos de respuesta [3].

En segundo lugar, la adopción de sistemas alineados a **estándares internacionales de ciberprotección**⁵ resulta esencial. La **IEEE Standards Association** enfatiza en sus lineamientos que los entornos eléctricos deben cumplir con los estándares **NERC-CIP**, diseñados para asegurar la infraestructura⁶ crítica contra amenazas cibernéticas⁷ y fallas operativas [5]. SurvalentONE, al operar en un entorno operativo Microsoft Windows, ofrece mecanismos de autenticación, registro de eventos y soporte técnico continuo que permiten cumplir con dichas normativas de seguridad [6].

En complemento a estos requerimientos de seguridad, es igualmente indispensable considerar la interoperabilidad como un pilar de los sistemas SCADA modernos.

Otro aspecto clave es la **interoperabilidad**. La literatura internacional señala que las plataformas SCADA modernas deben ser capaces de integrarse con protocolos actualizados como **DNP3** e **IEC 60870-5-104**, garantizando un flujo de información confiable y en tiempo real [7]. Este requisito no solo responde a las necesidades actuales del suministro eléctrico, sino que también prepara a la infraestructura para futuras expansiones en “smart grids⁸”.

Finalmente, la adopción de tecnologías ampliamente difundidas reduce la **curva de aprendizaje** del personal técnico. Mientras que SENSE requiere conocimiento especializado en Linux, las plataformas en Microsoft permiten que operadores con formación estándar en tecnologías de la información puedan realizar configuraciones, diagnósticos y mantenimientos con mayor facilidad. Esto se traduce en ahorro de recursos, mejor capacitación y mayor independencia operativa para la División Sureste de la red de distribución.

En conjunto, la migración hacia SurvalentONE no responde únicamente a un criterio de actualización tecnológica, sino a la necesidad de contar con un sistema que mejore la confiabilidad, fortalezca la seguridad, optimice la operación remota y garantice la continuidad del servicio eléctrico en la Zona Oaxaca, en alineación con estándares internacionales y experiencias exitosas ya documentadas en el sector

Planteamiento del problema

En el contexto de la distribución de energía eléctrica, contar con un sistema SCADA eficiente es esencial para garantizar un suministro continuo, seguro y confiable. Actualmente, el suministro eléctrico en la Zona Oaxaca opera con la plataforma SENSE, desarrollado sobre arquitectura Linux.

Aunque esta plataforma ha demostrado estabilidad durante años, investigaciones recientes sobre la modernización de SCADA en redes inteligentes han señalado deficiencias técnicas comunes en sistemas heredados, como latencias elevadas, limitaciones gráficas y dificultades de interoperabilidad. Entre los principales desafíos observados destacan:

- **Latencia⁹ en la ejecución de maniobras remotas**, que genera retrasos al abrir o cerrar interruptores desde el centro de control. Esta condición afecta la capacidad de reacción ante fallas y compromete la continuidad del servicio.

- **Limitaciones en la gestión de diagramas unifilares**, herramienta crítica para representar el estado de la red. En SENSEA, la actualización de estos esquemas es compleja y poco dinámica, lo que afecta en la supervisión en tiempo real.
- **Problemas de interoperabilidad**, al operar en Linux se requieren soluciones externas, como escritorios remotos, para utilizar herramientas que solo son compatibles con entornos Microsoft. Esta dependencia aumenta la complejidad operativa y los costos de mantenimiento

Estas limitaciones representan un riesgo operativo al dificultar la detección temprana de contingencias¹⁰, retrasar la toma de decisiones del personal y limitar la integración de nuevas tecnologías que se exigen actualmente en el sector eléctrico.

Frente a este panorama, diversos estudios enfatizan que los sistemas SCADA deben evolucionar hacia plataformas más modernas y compatibles con estándares internacionales de interoperabilidad y seguridad.

En consecuencia, se considera necesario diseñar e implementar una **estrategia de migración del sistema SENSEA hacia SurvalentONE**, que permita mejorar los tiempos de respuesta, simplificar la gestión de diagramas unifilares, garantizar mayor compatibilidad tecnológica y ofrecer una infraestructura escalable y confiable para las operaciones de la electricidad en Oaxaca.

Objetivos de la investigación

Objetivo general

Desarrollar e implementar la migración de la Unidad Central Maestra del sistema SCADA SENSEA hacia un entorno operativo de Microsoft mediante la plataforma SurvalentONE, integrando la actualización de diagramas unifilares, la configuración de estaciones y la validación técnica de la base de datos, con el fin de optimizar el control operativo y fortalecer la confiabilidad de la red de distribución eléctrica de la región Sureste.

Objetivos Específicos

- A. Analizar la compatibilidad y los requerimientos de integración¹¹ entre los dispositivos actuales de SENSEA y la nueva plataforma SCADA.
- B. Establecer la configuración de red y los protocolos de comunicación más adecuados para garantizar la interoperabilidad y mejorar los tiempos de respuesta operativa.
- C. Integrar los diagramas unifilares proporcionados por la CFE para su representación y operación dentro del nuevo sistema de control.
- D. Evaluar los beneficios operativos del nuevo sistema SCADA Survalent en términos de seguridad, mantenimiento, facilidad de uso y eficiencia en acciones remotas, incluyendo apertura y cierre de interruptores, monitoreo de alarmas, supervisión de valores analógicos y cambios de modo de operación.
- E. Verificar el desempeño y la estabilidad del sistema SCADA Survalent en condiciones reales de operación, a fin de comprobar su confiabilidad y eficiencia durante las primeras etapas de funcionamiento en campo.

Hipótesis

Se plantea que la transición de la Unidad Central Maestra (UCM), actualmente operada en la plataforma SCADA SENSEA bajo entorno Linux, hacia SurvalentONE en entorno Microsoft, permitirá incrementar la eficiencia operativa, fortalecer la confiabilidad funcional y mejorar la capacidad de adaptación tecnológica de la red de distribución eléctrica en la Zona Oaxaca.

Esta proposición¹³ parte de las limitaciones evidenciadas en el sistema vigente, tales como retardos en la ejecución de comandos remotos, dificultades para el soporte y actualización del software, restricciones en la representación y edición de diagramas unifilares, y deficiencias de conectividad con protocolos de comunicación actualizados, en particular con las versiones recientes de DNP3, cuya integración se ve obstaculizada por incompatibilidades técnicas con el entorno operativo actual. Se espera que el nuevo entorno operativo en SurvalentONE proporcione:

- Mayor estabilidad en las operaciones remotas, reduciendo la incidencia¹⁴ de errores en la transferencia de información y asegurando la continuidad del monitoreo en tiempo real.
- Facilidad en las labores de mantenimiento y gestión, gracias a una interfaz más intuitiva, herramientas administrativas accesibles y disponibilidad de actualizaciones periódicas.
- Compatibilidad mejorada con protocolos industriales¹⁵, como DNP3 e IEC 60870-5-104, que permitan un intercambio de datos más confiable, ágil y sincronizado entre los equipos distribuidos en campo.
- Integración precisa y dinámica de los esquemas eléctricos unifilares, representando de manera estructurada las 146 estaciones de red aérea y 22 subestaciones, para facilitar una visualización clara y una supervisión eficiente de la infraestructura.

- Escalabilidad y seguridad reforzada, con mecanismos que favorezcan la adaptación del sistema a futuras expansiones de la red y protejan la infraestructura crítica ante riesgos cibernéticos u operativos.

Para validar esta hipótesis, se realizarán pruebas comparativas entre el sistema SENSE y el entorno migrado a SurvalentONE, empleando indicadores de eficiencia en la comunicación, tiempos de respuesta, rendimiento operativo, compatibilidad con protocolos y precisión en la integridad de los datos. Se espera demostrar que la transición propuesta ofrece mejoras sustanciales en la operación diaria del sistema de control eléctrico, alineándose con los estándares tecnológicos actuales y respondiendo a las necesidades específicas de la infraestructura de la Zona Oaxaca.

Alcance y delimitaciones

a. Alcance del estudio

Este estudio abarca la migración de la Unidad Central Maestra (UCM) del sistema SCADA de SENSE, actualmente basado en Linux, hacia un entorno Microsoft mediante la implementación de la plataforma SurvalentONE, seleccionada por su compatibilidad¹⁶ con protocolos actuales, facilidad de mantenimiento y escalabilidad operativa. La investigación contempla un enfoque integral, dividido en fases estratégicas que garanticen una transición ordenada, segura y alineada con los requerimientos técnicos de la red de distribución operada por SENSE en la región Oaxaca. Los ejes principales del desarrollo son los siguientes:

- **Análisis de la infraestructura actual:** Se evaluará el sistema vigente en términos de hardware, software, topología¹⁷ de red y protocolos de comunicación, con el fin de establecer un diagnóstico preciso sobre su capacidad operativa y sus limitaciones frente a estándares tecnológicos recientes.
- **Diseño del proceso de migración:** A partir del análisis previo, se elaborará una estrategia técnica que defina las etapas y condiciones necesarias para llevar a cabo la migración. El diseño incluirá consideraciones sobre interoperabilidad, continuidad de operación, medidas de seguridad informática y formación del personal.

- **Implementación piloto:** Se realizará una fase de prueba en un entorno controlado, donde se simulará el funcionamiento de SurvalentONE sobre infraestructura Microsoft para validar desempeño, estabilidad y comunicación.
- **Evaluación de resultados:** Se analizarán indicadores clave como eficiencia operativa, tiempos de respuesta en maniobras remotas, integración de diagramas unifilares y estabilidad general del sistema. También se evaluará su capacidad para incorporar nuevas versiones de protocolos de comunicación, gestionar actualizaciones de software y mantener una operación sostenible en el largo plazo.

b. Delimitaciones del Estudio

Para asegurar un enfoque viable, acotado y aplicable, se establecen las siguientes delimitaciones:

- **Ámbito geográfico:** El estudio se centrará exclusivamente en la red de distribución operada por SENSA en la región Oaxaca, México, sin extenderse a otras zonas de la división sureste.
- **Cobertura temporal:** La investigación se desarrollará en un periodo de seis meses, incluyendo las fases de diagnóstico, planeación, prueba piloto, implementación y evaluación.
- **Recursos disponibles:** Se trabajará con los recursos técnicos y humanos actualmente asignados a SENSA, sin contemplar la adquisición de nuevas infraestructuras físicas ni ampliaciones externas al sistema actual.
- **Enfoque funcional:** La migración se aplicará exclusivamente al sistema SCADA gestionado por SENSA, sin intervenir en otras plataformas operativas o administrativas no relacionadas directamente con el control de redes de distribución.

Estas delimitaciones¹⁸ garantizan la especificidad del estudio y permiten alcanzar resultados concretos, útiles y aplicables dentro del contexto operativo de la red de distribución eléctrica.

Presentación general del tema

En el ámbito de la automatización eléctrica, los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) constituyen la base tecnológica para **supervisar, controlar y adquirir datos en tiempo real** en instalaciones críticas como las redes de distribución de energía. Desde la perspectiva del control automático, su utilidad se sustenta en principios de retroalimentación y estabilidad de sistemas dinámicos ampliamente documentados en la literatura de control [4].

En el caso de la red eléctrica de distribución, la **norma LAPEM G0100-27** establece lineamientos y requisitos técnicos para el diseño, operación e interoperabilidad de sistemas SCADA en el sector eléctrico, por lo que funge como referencia primaria para describir su arquitectura y alcances funcionales [1].

Un sistema SCADA típico integra **UTR (unidades terminales remotas) y IED (dispositivos electrónicos inteligentes)** para adquisición de datos en campo, **estaciones maestras**/centros de control para consolidación de información, **interfaces HMI** para operación segura e intuitiva, y **RTDB** (Base de datos en tiempo real) para almacenamiento y análisis, todo ello interconectado mediante enlaces LAN/WAN y protocolos industriales estandarizados [1].

En particular, la comunicación confiable entre dispositivos de campo y centro de control se soporta en familias de protocolos que la literatura técnica del IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) ha identificado como pilares de la modernización de redes inteligentes, destacando el uso extendido de DNP3¹⁹ y la integración con esquemas IEC²⁰ empleados en entornos de las redes inteligentes [7], así como estrategias de migración que consideran compatibilidad de protocolos y desempeño en redes operativas reales [9].

La arquitectura muestra la integración de adquisición de datos, servidores, estaciones de control y acceso remoto, todos ellos interconectados mediante enlaces locales (LAN), de red de área amplia (WAN) y satelitales para garantizar la operación de la red eléctrica. Este modelo de arquitectura, ampliamente documentado en la normativa nacional y en guías de fabricantes de soluciones de automatización [2], se presenta en la **figura 1**.

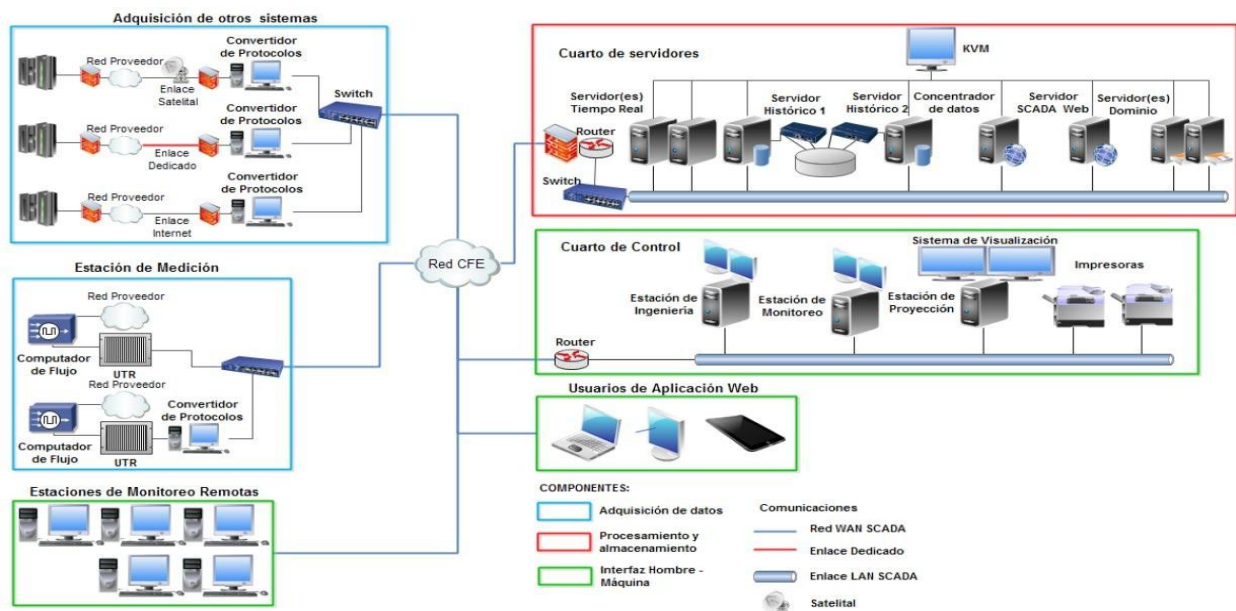


Figura 1 Diagrama típico de la arquitectura SCADA en CFE [1].

Dentro de este ecosistema, los **diagramas unifilares** son un insumo operativo²¹ esencial: permiten representar la topología del sistema eléctrico, visualizar el estado en tiempo real y apoyar el análisis de contingencias. Su correcta integración en la interfaz Hombre-Máquina (HMI) favorece la toma de decisiones y la seguridad operacional, como señalan revisiones de modernización de SCADA en el contexto de redes de distribución [7] y guías prácticas de automatización de la distribución publicadas por fabricantes del sector [8].

En la **Zona Oaxaca** el suministro eléctrico opera actualmente un SCADA desarrollado por SENA sobre entorno Linux, solución que ha demostrado estabilidad y funcionalidad, pero que enfrenta limitaciones frente a retos actuales: actualización ágil de diagramas, latencia en maniobras, compatibilidad con herramientas ampliamente difundidas en Microsoft y complejidad de mantenimiento cuando se requieren aplicaciones de terceros. Frente a este escenario, la experiencia industrial documentada por **Schneider Electric** (ADMS/DMS) y otros proveedores muestra tendencias claras hacia plataformas con interfaces más intuitivas, mayor compatibilidad y escalabilidad [3].

Como alternativa alineada a estas tendencias, SurvalentONE —plataforma en entorno Microsoft— se presenta en reportes técnicos y comparativos como una solución que mejora la integración

gráfica (unifilares), reduce latencias operativas y facilita mantenimiento/soporte, aspectos críticos en distribución [6]. En consecuencia, la presente propuesta plantea diseñar y ejecutar un plan de migración desde SENSE (Linux) hacia SurvalentONE (Microsoft) en la Zona Oaxaca, con el propósito de optimizar el control operativo y elevar la confiabilidad de la red de distribución, manteniendo alineación normativa y buenas prácticas de modernización de SCADA [10]. Con el fin de dar una estructura clara al trabajo, la investigación se ha dividido en varios capítulos que acompañan el análisis y la migración del sistema. En primer lugar, se presenta un marco teórico que revisa los fundamentos de los sistemas eléctricos y de control, así como protocolos de comunicación y aspectos de ciberseguridad vinculados a infraestructuras críticas. Posteriormente, se expone un diagnóstico detallado del sistema SENSE en operación en la Zona Oaxaca, sus componentes y limitaciones actuales.

A partir de este punto, se desarrolla el diseño de red y protocolos de comunicación propuestos para la migración, seguido de la integración de diagramas unifilares al entorno SurvalentONE. La parte central del trabajo se concentra en la implementación de la migración, documentando pruebas piloto y ajustes técnicos, para finalmente dar paso a una evaluación bajo condiciones reales de operación, donde se comparan el desempeño y la confiabilidad de SENSE frente a SurvalentONE. El documento concluye con un apartado de conclusiones y actividades a futuro, orientadas a fortalecer la operación de la red de distribución y a considerar la escalabilidad de este modelo hacia otras zonas del país

Estado del Arte

En el sector eléctrico, los sistemas SCADA han sido adoptados de manera generalizada como la herramienta principal para la supervisión y control remoto de redes de distribución. Su papel resulta crítico para garantizar la continuidad del suministro en redes de media tensión, donde las contingencias y fallas deben ser atendidas en tiempo real. Según la **norma LAPEM G0100-27 de la CFE** [1], la correcta implementación de un SCADA implica el cumplimiento de lineamientos técnicos de interoperabilidad, seguridad y confiabilidad que son obligatorios en las divisiones operativas de la Comisión Federal de Electricidad.

En México, uno de los sistemas más extendidos ha sido SENSE, basado en arquitectura Linux. Dicho sistema ha probado su funcionalidad durante varios años; sin embargo, estudios recientes

señalan que este tipo de plataformas presentan latencias elevadas, dificultades para actualizar diagramas unifilares y limitaciones de interoperabilidad [7]. Esto ha llevado a que divisiones de CFE busquen soluciones con mejor integración y soporte.

Como alternativas, distintos fabricantes han introducido plataformas modernas que ofrecen interfaces más intuitivas y escalables. Schneider Electric, a través de su ADMS²² (Advanced Distribution Management System), promueve la integración de funciones de control, monitoreo y análisis avanzado en un mismo entorno [2]. De igual forma, Eaton destaca la importancia de la automatización de la distribución y presenta soluciones que favorecen la reducción de tiempos de respuesta y la eficiencia operativa [3]. Por su parte, Grupo Amper documenta casos de digitalización de centros de control, resaltando la necesidad de estandarización²³ y virtualización²⁴ de procesos [5]

En particular, la plataforma SurvalentONE se ha posicionado como una de las opciones más completas en entornos Microsoft. Reportes técnicos internos sobre migración desde sistemas heredados hacia esta plataforma [6] destacan mejoras en latencia, integración gráfica y facilidad de mantenimiento. Asimismo, un análisis comparativo publicado por Yamamoto en IEEE Transactions on Industrial Informatics muestra que SurvalentONE supera en desempeño a competidores como Siemens y GE Digital en áreas como confiabilidad, escalabilidad y compatibilidad con protocolos industriales [10].

La IEEE Power & Energy Society, en una revisión sobre la integración de SCADA en redes inteligentes, subraya que la modernización de estas plataformas no es solo un asunto de actualización tecnológica, sino una necesidad estratégica para garantizar la interoperabilidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico [7]. Este marco internacional confirma que la migración de SENSEA hacia una plataforma²⁵ moderna como SurvalentONE responde tanto a las exigencias normativas de la distribución eléctrica como a las tendencias globales de evolución tecnológica en sistemas SCADA.

Capítulo 1 Marco Teórico

1. Marco Teórico

1.1 Fundamentos de electricidad y redes eléctricas

El estudio de los sistemas SCADA aplicados a la distribución eléctrica requiere comprender previamente los principios básicos de la electricidad, pues estas magnitudes constituyen las variables fundamentales que deben ser medidas, supervisadas y controladas. La teoría de control dinámico establece que conceptos como energía, potencia, voltaje y corriente son determinantes en la estabilidad y desempeño de los sistemas eléctricos [4].

La **energía eléctrica** se define como la capacidad de un sistema para realizar trabajo a partir del movimiento de cargas. Su unidad práctica es el kilovatio-hora (kWh), que relaciona la potencia²⁶ suministrada con el tiempo de uso. Esta magnitud es la base del análisis de eficiencia en sistemas de distribución y constituye el insumo principal en la toma de decisiones para la operación remota de cargas y equipos [4].

El **voltaje** o tensión eléctrica corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito, y actúa como la “fuerza” que impulsa a los electrones²⁷ a moverse por un conductor. A su vez, la **corriente eléctrica**, medida en amperios (A), refleja el flujo de carga en el tiempo, y depende directamente del voltaje aplicado y de la resistencia del circuito. En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) establece como estándar la **corriente alterna a 60 Hz**, frecuencia que se adopta en la mayor parte del continente americano [26].

La **potencia eléctrica** cuantifica la velocidad con la que se transforma o consume energía. Se mide en vatios (W) y se calcula mediante la relación $P = V \times I$. Se distinguen tres formas de potencia:

- **Activa (kW):** es la que realmente realiza trabajo útil.
- **Reactiva (kVAR):** sostiene el funcionamiento de equipos inductivos como transformadores y motores.
- **Aparente (kVA):** es la combinación de ambas y representa la potencia total suministrada.

Los manuales de diseño y operación de subestaciones de la CFE enfatizan que la correcta gestión

de estas tres formas de potencia es indispensable para mantener la calidad y confiabilidad del suministro [27].

Otros parámetros relevantes son la **resistencia** y la **impedancia**. La primera representa la oposición al flujo de corriente en un material, mientras que la segunda, característica de la corriente alterna, incorpora además los efectos de la inductancia²⁸ y la capacitancia²⁹.

Estas magnitudes impactan directamente en las pérdidas de energía y en la eficiencia del sistema de distribución. Finalmente, el **factor de potencia** —relación entre potencia activa y aparente— es considerado un indicador clave de eficiencia: un valor cercano a 1 refleja una utilización óptima de la energía, mientras que valores bajos generan pérdidas y sobrecargas innecesarias [26].

1.2 Fundamentos de Telecomunicaciones

Las telecomunicaciones³⁰ constituyen la base para el funcionamiento de un sistema SCADA, ya que permiten la transmisión de información entre dispositivos de campo y centros de control. En términos generales, se definen como el conjunto de técnicas, medios y protocolos que posibilitan el envío y la recepción de datos a distancia [40].

Su estudio se sustenta en principios de **señalización**³¹, **modulación**³², **multiplexación**³³ y **codificación**³⁴, los cuales buscan garantizar que la información viaje de manera confiable y eficiente a través de diferentes medios físicos o inalámbricos [40].

a. Medios de transmisión

Dentro de la teoría de telecomunicaciones, los medios de transmisión se clasifican en **guiados** y **no guiados**.

- Los **medios guiados** incluyen el par trenzado³⁵, el cable coaxial³⁶ y la fibra óptica. Este último se ha convertido en el estándar en aplicaciones críticas por su gran ancho de banda,

baja atenuación³⁷ y resistencia a interferencias³⁸ [40].

- Los **medios no guiados** emplean ondas electromagnéticas³⁹ en el espacio libre, como radiofrecuencia⁴⁰, microondas⁴¹ y enlaces satelitales, fundamentales cuando no es posible desplegar cableado físico [41].

b. Protocolos de comunicación

El intercambio de información en un SCADA requiere protocolos que estructuren, organicen y aseguren los datos transmitidos. Entre los más relevantes se encuentran:

- **DNP3 (Distributed Network Protocol):** diseñado específicamente para sistemas de potencia, ofrece alta confiabilidad y tolerancia a fallas en entornos hostiles. Su arquitectura maestro-esclavo permite el envío de medidas, estados y alarmas entre dispositivos remotos y el centro de control [44].
- **IEC 60870-5:** estándar internacional que define protocolos de telecontrol para supervisión remota, caracterizado por su interoperabilidad y capacidad de integración en redes de distribución y transmisión [43].
- **IEC 61334:** enfocado en la automatización de distribución mediante portadora en línea de energía (PLC), lo que posibilita el uso de la propia red eléctrica como medio de comunicación [45].

c. Arquitectura de red

Los sistemas SCADA se apoyan en arquitecturas jerárquicas de comunicación:

- Las **LAN (Local Area Networks)** interconectan equipos dentro de un centro de control o subestación, garantizando alta velocidad y baja latencia.
- Las **WAN (Wide Area Networks)** enlazan estaciones y dispositivos geográficamente

dispersos, combinando enlaces ópticos, microondas o satelitales.

- Los **sistemas de acceso remoto** incorporan redes privadas virtuales (VPN) y mecanismos de seguridad para habilitar operaciones distribuidas bajo estándares de ciberseguridad, [42].

d. Parámetros de desempeño

En la teoría de telecomunicaciones aplicadas a SCADA se consideran variables críticas que determinan la calidad del sistema:

- **Latencia:** tiempo requerido para que la información viaje desde el emisor hasta el receptor.
- **Disponibilidad:** probabilidad de que el sistema de comunicación se encuentre operativo en todo momento.
- **Redundancia:** existencia de rutas y equipos alternativos para garantizar continuidad ante fallas.
- **Ancho de banda:** capacidad del canal de comunicación para transmitir datos sin congestión.

Estos fundamentos evidencian que el componente de telecomunicaciones no es auxiliar, sino un elemento esencial en la estructura de un SCADA, ya que condiciona la confiabilidad, la seguridad y la capacidad de respuesta de la red de distribución eléctrica.

1.3 Componentes de las redes de Distribución

Las redes de distribución constituyen la infraestructura que enlaza el sistema de transmisión con los usuarios finales. Su importancia radica en que son responsables directas de la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Cualquier deficiencia en este nivel se traduce inmediatamente en interrupciones de servicio para hogares, industrias y comercios.

De acuerdo con la **CFE** en su especificación **DCCSED01**, estas redes deben diseñarse con criterios de seguridad, flexibilidad y escalabilidad, garantizando su capacidad de adaptarse al crecimiento de la demanda [28].

A su vez, la **NOM-001-SEDE-2012** clasifica las instalaciones eléctricas en función de los niveles de tensión, lo que constituye la base para determinar los equipos a instalar en cada segmento del sistema:

- **Baja tensión (BT):** hasta 1,000 V en corriente alterna. Se emplea en el suministro directo a consumidores residenciales y pequeños comercios.
- **Media tensión (MT):** de 1 kV a 38 kV, utilizada en la red de distribución primaria. Es la más común en México, pues permite transportar energía desde subestaciones hasta transformadores cercanos a los usuarios finales.
- **Alta tensión (AT):** superior a 38 kV, destinada principalmente a la transmisión de energía a largas distancias y al enlace entre plantas generadoras y grandes subestaciones [26].

Esta clasificación es relevante porque tanto las **subestaciones** como la **red aérea** están diseñadas en función de estos rangos, lo que condiciona el tipo de transformadores, interruptores, seccionadores y restauradores que se instalan.

a. Subestaciones Eléctricas

Las **subestaciones de distribución** transforman la energía de alta tensión (transmisión) a media y baja tensión, haciendo posible que llegue de manera segura a los usuarios finales. Además, actúan como nodos⁴² estratégicos que concentran funciones de protección, supervisión y maniobra. La CFE regula su diseño a través de manuales técnicos como el **DCDSEBPE**, que establece lineamientos para subestaciones encapsuladas en SF₆⁷² y de bajo perfil [26], y la **DCCSET01**, que define criterios de construcción y operación en instalaciones de transmisión y distribución [27].

Los equipos principales de una subestación son:

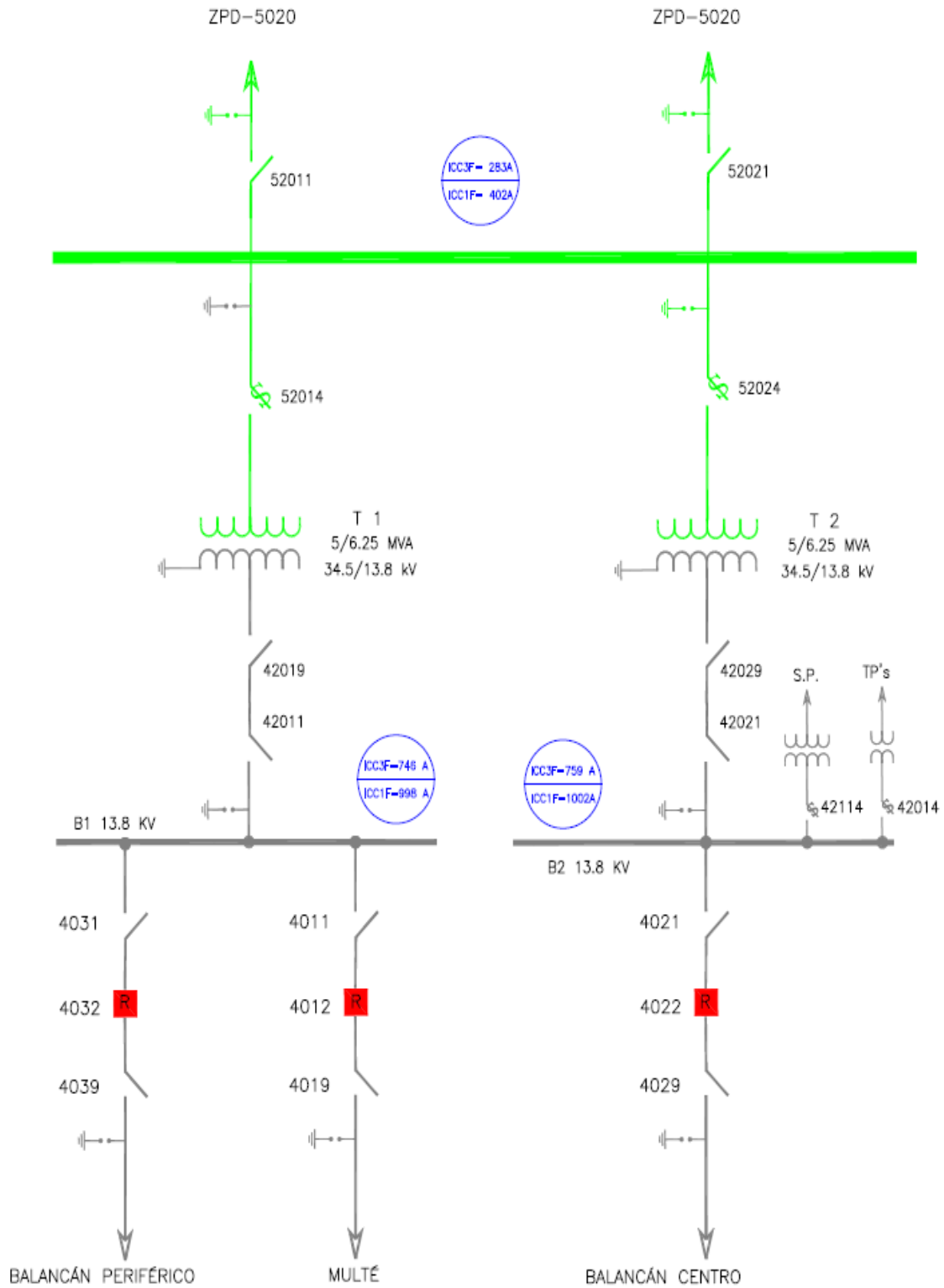
- **Transformadores de potencia**, que modifican los niveles de tensión.

- **Interruptores automáticos**, que permiten abrir o cerrar circuitos de forma local o remota. Schneider Electric documenta que, al integrarse con SCADA, los interruptores inteligentes incrementan la confiabilidad y reducen los tiempos de respuesta en contingencias [3].
- **Sistemas de protección y control**, compuestos por relevadores digitales y medidores que detectan condiciones anómalas y aíslan fallas en milisegundos.
- **Pararrayos**, que desvían descargas atmosféricas hacia tierra, evitando daños graves.
- **Barras colectoras**, que interconectan equipos y permiten configuraciones flexibles de operación.

Fabricantes como **Eaton** enfatizan que las subestaciones modernas no deben limitarse a transformar energía, sino que deben convertirse en nodos inteligentes con automatización y monitoreo remoto para reducir costos y mejorar la resiliencia [3].

b. Diagramas unifilares

Los **diagramas unifilares** son representaciones gráficas simplificadas que muestran cómo se conectan los componentes de un sistema eléctrico. La red de distribución en México, en su especificación *C0000-13*, establece que estos deben incluir datos esenciales como niveles de tensión, capacidades de equipos y trayectorias de flujo de energía [29]. En la **Figura 2** se presenta el diagrama unifilar de una subestación típica, en el cual se ilustran transformadores, interruptores, alimentadores y sus respectivos niveles de tensión. Este tipo de representación facilita la identificación de trayectorias de suministro, la localización de puntos de seccionamiento y el análisis de condiciones de cortocircuito, convirtiéndose en una herramienta fundamental para la operación y el mantenimiento de la red de distribución.



NOTA: TODOS LOS NUMEROS LLEVAN ANTEPUESO "BAL"

Figura 2 Ejemplo de diagrama unifilar [Captura de pantalla].

Su relevancia se manifiesta en tres ámbitos:

- **Diseño y planificación:** permiten anticipar configuraciones seguras y eficientes antes de la construcción de la subestación.
- **Operación y mantenimiento:** facilitan la identificación de dispositivos y rutas de energía, optimizando maniobras y reparaciones.
- **Análisis de fallas:** ofrecen una visión clara de la red, lo que agiliza la localización de problemas y el restablecimiento del servicio.

En los sistemas SCADA, los unifilares no son simples diagramas estáticos, sino interfaces dinámicas. La **IEEE Power & Energy Society** señala que su integración en HMI favorece la toma de decisiones en tiempo real, mejorando la seguridad y reduciendo la probabilidad de errores operativos [7].

De forma complementaria, la empresa **Survalent Technology** subraya que la estandarización de diagramas unifilares dentro de SurvalentONE, incrementa la confiabilidad de la supervisión y simplifica la operación [8].

c. Red aérea y dispositivos telecontrolados

La red aérea de distribución es la infraestructura más utilizada en México debido a su menor costo frente a las redes subterráneas, la facilidad de instalación y la posibilidad de detectar fallas de manera visual. A pesar de que su exposición a factores ambientales (vientos, lluvias, descargas atmosféricas, vandalismo) aumenta la probabilidad de interrupciones, sigue siendo la opción más eficiente en zonas rurales y urbanas de baja o media densidad.

La red aérea de distribución en el área de Etna, integra alimentadores principales junto con dispositivos de protección y maniobra, entre los que destacan restauradores, interruptores y seccionadores. Esta configuración facilita la operación del sistema, permite identificar los nodos estratégicos de maniobra y ofrece un panorama claro para evaluar la continuidad del suministro en función de las trayectorias alternativas que se pueden habilitar en caso de contingencias, como se aprecia en la **Figura 3**.

d. Elementos físicos de la red aérea

De acuerdo con la CFE en la norma **DCCSED01** [28], una red aérea típica está compuesta por:

- **Postes de concreto o metálicos**, que sirven como soporte estructural.
- **Crucetas**, que organizan las fases y fijan los conductores.
- **Aisladores**, que aíslan eléctricamente los conductores de la estructura mecánica.
- **Conductores de aluminio-acero**, diseñados para resistir esfuerzos mecánicos y transmitir energía en distintos niveles de tensión.
- **Apartarrayos**, que desvían descargas atmosféricas y protegen transformadores y equipos sensibles.

e. Dispositivos de telecontrol y automatización

La modernización de las redes aéreas incluye dispositivos diseñados para incrementar la confiabilidad operativa y reducir los tiempos de interrupción:

- **Seccionadores automáticos telecontrolados:** permiten aislar un tramo específico de la red sin necesidad de enviar personal al sitio. Según **iTepeyac**, su integración con SCADA facilita la reconfiguración de circuitos y mejora la continuidad del servicio [31].
- **Restauradores automáticos:** son interruptores inteligentes que actúan frente a fallas transitorias, reestableciendo el servicio de forma automática si la condición desaparece. **Arteche** documenta que su uso disminuye significativamente los tiempos de interrupción [32], mientras que **Alta Tecnología** resalta que son esenciales en la transición hacia redes inteligentes por su capacidad de diagnóstico remoto [36], en la siguiente figura se muestra un ejemplo de un restaurador en poste de una red de distribución.

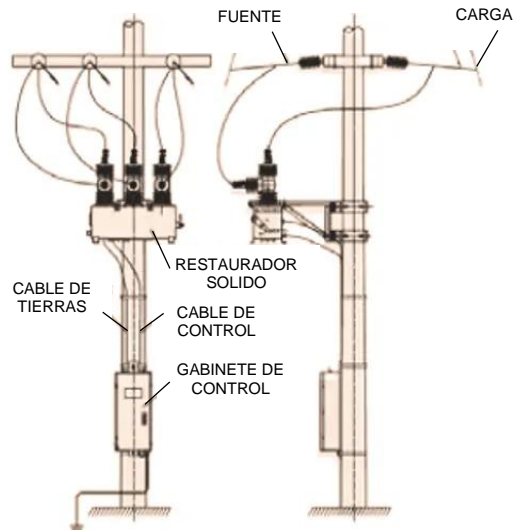


Figura 4 Restaurador en media tensión, disponible en: <https://itepeyac.com/restauradores/> [39].

- **Unidades Terminales Remotas (UTR):** instaladas en **gabinetes de control metálicos** montados en postes, estas unidades recopilan información del estado de la red (tensiones, corrientes, alarmas) y ejecutan comandos enviados desde el centro de control. Su comunicación con el SCADA se realiza mediante protocolos como DNP3, garantizando estandarización y confiabilidad en la operación [1].
- **Enlaces de comunicación:** radios de frecuencia, fibra óptica o enlaces satelitales que enlazan los dispositivos de campo con el centro de control.

f. Relación con las Smart Grids

La evolución de las redes aéreas hacia infraestructuras inteligentes se enmarca en el concepto de **Smart Grid**. Una Smart Grid, de acuerdo con la **IEEE Power & Energy Society**, es una red eléctrica modernizada que integra tecnologías digitales, telecomunicaciones y automatización para mejorar la confiabilidad, eficiencia energética y sostenibilidad del sistema [5]. Estas redes permiten:

- Supervisar en tiempo real la operación de dispositivos distribuidos.
- Automatizar maniobras de aislamiento y restauración del servicio.

- Facilitar la integración de energías renovables distribuidas (solar, eólica).
- Reducir pérdidas técnicas y optimizar el uso de recursos.

En este contexto, la incorporación de **UTRs en gabinetes de control** y dispositivos como **seccionadores y restauradores telecontrolados** convierte a la red aérea tradicional en una red inteligente, al permitir que cada componente en campo se comunique directamente con el sistema SCADA y responda de forma automática a condiciones de falla o sobrecarga.

1.4 Control

El **control** es la disciplina de la ingeniería encargada de regular el comportamiento de un sistema dinámico para que sus variables de salida se mantengan dentro de valores deseados, incluso en presencia de perturbaciones externas. De acuerdo con Franklin, Powell y Emami-Naeini, la retroalimentación (*feedback*) es el principio fundamental del control: el sistema mide una variable de interés, la compara con un valor de referencia y ejecuta una acción correctiva para reducir la desviación [4].

En los sistemas eléctricos, este principio se aplica directamente a parámetros como **voltaje, corriente y frecuencia**, que deben mantenerse dentro de márgenes seguros para garantizar la estabilidad y la continuidad del suministro. La regulación de estas variables es lo que permite que la energía llegue a los usuarios finales con la calidad adecuada, evitando daños en equipos y reduciendo riesgos de fallas a gran escala.

1.4.1 Control en Ingeniería

En el ámbito de la ingeniería, el control no se limita a una definición abstracta, sino que constituye un conjunto de técnicas y metodologías para diseñar, analizar e implementar sistemas capaces de regular procesos dinámicos. Estos pueden involucrar variables físicas como **temperatura, presión, velocidad o flujo**, o variables eléctricas como **voltaje, corriente y frecuencia** en las

redes de distribución.

El control se materializa mediante tres componentes esenciales:

- **Sensores**, que registran el estado real del sistema (medición de tensión o corriente en una línea).
- **Actuadores**, que ejecutan las acciones correctivas necesarias (interruptores, seccionadores, restauradores).
- **Algoritmos de control**, que procesan la información en tiempo real y determinan las acciones más adecuadas para mantener la operación dentro de límites seguros.

En este sentido, la **IEEE Power & Energy Society** resalta que el control moderno debe ir más allá de las acciones locales o manuales, incorporando plataformas de supervisión y automatización que permitan tomar decisiones en segundos, como ocurría en los esquemas tradicionales [5].

1.4.2 Control aplicado a los sistemas eléctricos de distribución y SCADA

En la red de distribución eléctrica, el control se implementa mediante una combinación de dispositivos de campo y sistemas de supervisión centralizada. Entre los primeros destacan las **Unidades Terminales Remotas (UTRs)**, instaladas en gabinetes de control en postes y subestaciones, que registran valores de tensión, corriente, estados de interruptores y alarmas, enviándolos al centro de control a través de protocolos estandarizados como **DNP3**.

Los datos recopilados son procesados en plataformas **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)**, que materializan el ciclo completo de control:

- **Medición:** sensores y UTRs en campo.
- **Procesamiento:** algoritmos y bases de datos de tiempo real.
- **Visualización:** interfaces HMI para los operadores.
- **Ejecución:** órdenes de apertura, cierre o restauraciones enviadas a interruptores, seccionadores y restauradores.

Este modelo permite mantener la **estabilidad de la red**, **reducir** los tiempos de respuesta frente a fallas y **optimizar** la operación remota de los equipos. Fabricantes como Schneider Electric

destacan que la integración de control avanzado en SCADA simplifica la operación y mejora la toma de decisiones en condiciones críticas [2], mientras que la CFE establece que estas estrategias deben garantizar continuidad y seguridad en la operación de los sistemas de distribución [28].

La evolución natural de estos sistemas se enmarca en el concepto de **Smart Grid**, definido por la IEEE como una red eléctrica modernizada que integra tecnologías digitales, telecomunicaciones y automatización para lograr mayor confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad [7]. En este contexto, el control deja de ser local o manual para convertirse en un proceso **distribuido e inteligente**, en el que los dispositivos de campo no solo ejecutan órdenes, sino que también procesan información y contribuyen a la operación autónoma del sistema.

En la **Figura 5** se aprecia de manera esquemática la arquitectura de comunicación que soporta el proceso de supervisión y control, representando los bloques principales y el flujo jerárquico de la información entre el centro de operación y los dispositivos de campo.

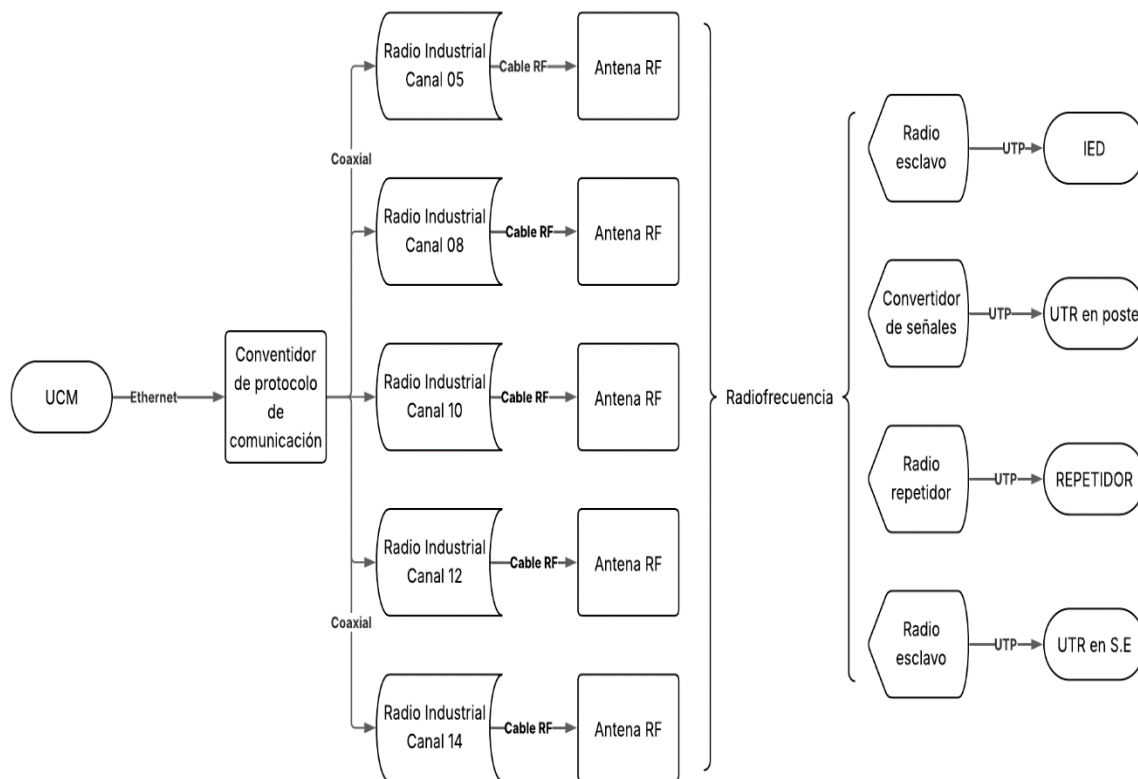


Figura 5 Arquitectura de comunicación red de control [Autoría propia].

Con el fin de comprender mejor esta infraestructura, se presenta un **esquema de la red de comunicación**. El flujo de información inicia en el **servidor de la Unidad Central de Monitoreo (UCM)**, el cual transmite los datos hacia los **convertidores de protocolos**, encargados de garantizar compatibilidad con los distintos equipos de campo.

Posteriormente, la señal se distribuye a través de los radios industriales, que operan en canales de comunicación dedicados, enviando la información mediante un cable coaxial de radiofrecuencia (RF) hasta la antena.

Desde allí, el enlace puede establecerse con diferentes destinos: una UTR tipo poste, un IED, o bien un repetidor de radiofrecuencia que extiende la cobertura hacia otras zonas. Finalmente, el trayecto puede concluir en una UTR de subestación, cerrando así la cadena de supervisión y control que enlaza al centro de operación con los equipos de la red eléctrica.

1.5 Plataformas de control de redes de distribución

En la operación moderna de sistemas eléctricos, las **plataformas de control** constituyen la herramienta fundamental que integra datos, comunicaciones y algoritmos⁴⁴ para supervisar y gestionar la red en tiempo real.

Estas plataformas evolucionaron desde los sistemas SCADA tradicionales hacia entornos más complejos como los **DMS (Distribution Management Systems)** y **ADMS (Advanced Distribution Management Systems)**, que incorporan funciones adicionales de optimización, predicción y automatización.

De acuerdo con **Schneider Electric**, estas soluciones permiten no solo monitorear el estado de la red, sino también optimizar flujos de energía, reducir pérdidas técnicas y coordinar la integración de energías renovables [2]. En este sentido, constituyen el paso intermedio entre el SCADA clásico y las redes inteligentes (*Smart Grids*), al ofrecer una visión integral de la distribución eléctrica.

2.5.1 Sistemas de gestión de distribución (DMS)

El **DMS** es una plataforma de software enfocada en el **monitoreo, control y optimización de las redes de distribución**. Su función principal es asistir a los operadores del centro de control en la toma de decisiones mediante herramientas que combinan datos en tiempo real con modelos predictivos de carga y contingencia.

Entre sus funcionalidades más destacadas se encuentran:

- **Visualización avanzada de la red:** integra diagramas unifilares dinámicos que muestran el estado operativo en tiempo real.
- **Análisis de flujo de carga:** calcula la distribución de corrientes y tensiones en la red, permitiendo identificar sobrecargas y pérdidas técnicas.
- **Gestión de fallas:** localiza y aísla fallas en menor tiempo, reduciendo la afectación a usuarios.
- **Optimización de voltaje y reactivos (VVO):** mejora la eficiencia⁴⁵ energética y estabiliza el sistema

La **CFE** ha identificado la incorporación de funciones DMS como clave para fortalecer la confiabilidad operativa en sus redes de distribución, en línea con lo estipulado por la norma LAPEM G0100-27 para plataformas SCADA [1].

2.5.2 Sistema de gestión de distribución avanzada (ADMS)

El **ADMS** representa una evolución del DMS al integrar funcionalidades adicionales provenientes de otros sistemas corporativos, como el **OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones)** y el **GIS (Sistema de Información Geográfica)**. De esta manera, ofrece una **visión holística⁴⁶ de la red**, combinando datos técnicos con información geoespacial y operativa.

Entre sus características clave destacan:

- **Gestión integral de interrupciones (OMS):** identifica de forma automática a los clientes afectados por una falla y optimiza la asignación de cuadrillas de reparación.

- **Integración geográfica (GIS):** permite visualizar la red sobre mapas digitales, lo que facilita la planeación de expansiones y la coordinación con otras áreas de operación.
- **Predicción y restauración automática:** utiliza algoritmos de inteligencia artificial para anticipar fallas y ejecutar maniobras de reconfiguración en segundos.
- **Soporte a Smart Grids:** facilita la incorporación de energías renovables distribuidas y tecnologías de medición avanzada.

La literatura técnica de la **IEEE** subraya que la implementación de ADMS constituye un pilar para la transición hacia redes inteligentes, ya que habilita funciones de **resiliencia, flexibilidad y gestión proactiva de la demanda** [5].

2.5.3 Relación con SCADA

Si bien SCADA sigue siendo la base tecnológica para el monitoreo y control de dispositivos en tiempo real, su alcance se centra en la adquisición de datos y la ejecución de maniobras. En contraste, **DMS y ADMS** extienden las capacidades de SCADA, añadiendo módulos analíticos, predicciones de carga y funciones de optimización a nivel de red. Por ejemplo, mientras que un sistema **SCADA** puede detectar la apertura de un interruptor en campo, un **DMS** puede simular el flujo de carga posterior a esa apertura para evaluar la estabilidad del sistema, y un **ADMS** puede incluso reconfigurar la red automáticamente y comunicar en tiempo real qué usuarios resultaron afectados. **Eaton** enfatiza que esta integración es clave en la evolución hacia redes inteligentes, ya que “transforma la red de distribución en una infraestructura activa, dinámica y resiliente” [3].

1.6 Sistema SCADA

En las redes eléctricas modernas, la capacidad de supervisión y control en tiempo real constituye un requisito indispensable para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, la eficiencia operativa y la seguridad de la infraestructura crítica.

Para cumplir con estas funciones, las empresas eléctricas utilizan los sistemas **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)**, que integran hardware, software, enlaces de comunicación y protocolos industriales con el propósito de monitorear, analizar y ejecutar acciones remotas sobre los distintos componentes de la red de transmisión y distribución [7].

A lo largo de las últimas décadas, los SCADA han experimentado una transformación profunda: de ser simples herramientas de visualización de datos, pasaron a convertirse en plataformas **complejas y críticas**, capaces de:

- Supervisar en tiempo real el estado de líneas, subestaciones y dispositivos de campo.
- Ejecutar maniobras de operación remota sobre interruptores, seccionadores y restauradores.
- Generar y gestionar alarmas ante contingencias.
- Registrar y almacenar información histórica para análisis posteriores.
- Coordinar respuestas automáticas y restablecer el servicio eléctrico tras fallas.

En el caso particular del suministro eléctrico, la **norma LAPEM G0100-27** establece que todo SCADA debe cumplir con criterios de operación conjunta, confiabilidad y escalabilidad, asegurando continuidad en la operación y la posibilidad de integrar tecnologías emergentes como redes inteligentes (Smart Grids) [1].

1.6.1 Arquitectura del Sistema SCADA

La arquitectura de un sistema SCADA se concibe como una estructura modular y jerárquica, en la cual cada nivel cumple un rol específico pero interconectado. Este diseño permite que la información fluya desde los dispositivos de campo hasta el centro de control, garantizando supervisión continua, respuesta ágil y confiabilidad en las operaciones de la red eléctrica. A continuación, en la figura 6 se muestra la organización lineal que se plantea en un sistema SCADA para redes de distribución.

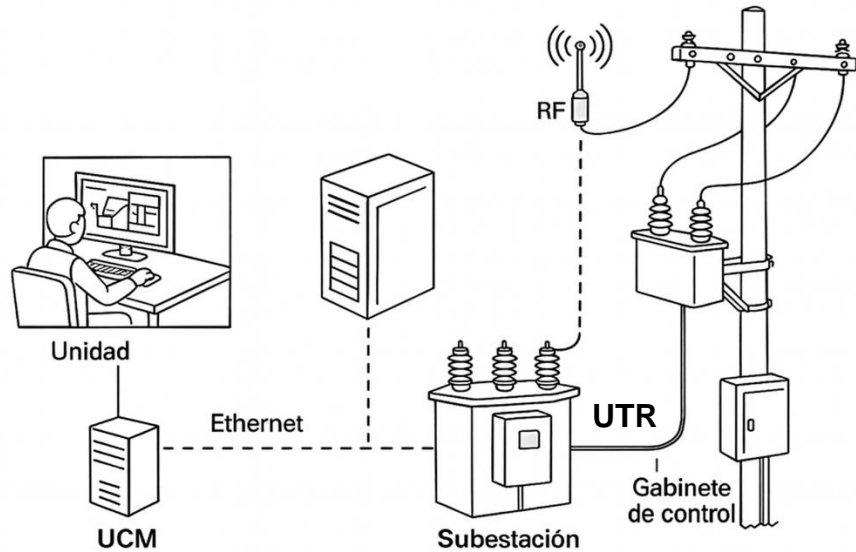


Figura 6 Organización física del circuito de control [Autoría propia].

1.6.2 Adquisición de datos

La adquisición de datos constituye el **primer nivel** de la arquitectura SCADA y se encarga de captar la información operativa directamente desde la red. Este proceso involucra sensores, **Unidades Terminales Remotas (UTRs)** y **Intelligent Electronic Devices (IEDs)** instalados en **gabinetes de control en postes de la red aérea y en subestaciones**, que recogen magnitudes eléctricas como voltaje, corriente, frecuencia y estados de interruptores. Además, algunos datos pueden provenir de sistemas SCADA externos mediante interconexiones de supervisión [32].

Para asegurar la confiabilidad y estandarización en la transmisión de estos datos, se emplean protocolos industriales como **OPC, Modbus y DNP3**, ampliamente reconocidos en la industria por su robustez y compatibilidad [9].

1.6.3 Protocolo DNP 3

El **Protocolo de Red Distribuida versión 3 (DNP3)** se ha consolidado como uno de los estándares más utilizados en redes eléctricas para el intercambio de datos entre dispositivos de campo (UTRs, IEDs) y centros de control. Su diseño permite comunicaciones eficientes, seguras y confiables, incluso en condiciones adversas de red [9].

- Opera bajo un modelo maestro-esclavo, donde los servidores SCADA solicitan o reciben datos de dispositivos esclavos en campo.
- Implementa funciones avanzadas como **eventos no solicitados**, **redundancia de enlaces**⁶⁹, **sincronización horaria** y **segmentación de datos**, que lo convierten en una herramienta esencial para redes críticas de distribución [10].
- Se apoya en el **modelo OSI**⁴⁷ principalmente en tres capas:
 - **Enlace de datos**, que asegura direccionamiento y detección de errores.
 - **Transporte**, encargado de fragmentar y reconstruir mensajes.
 - **Aplicación**, que define comandos específicos como READ, WRITE, DIRECT OPERATE o COLD/WARM RESTART.

En la figura 7 se representa la relación de DNP3 con el modelo de referencia OSI, destacando cómo las capas de enlace de datos, transporte y aplicación sustentan las funciones esenciales de comunicación en redes de distribución eléctrica.

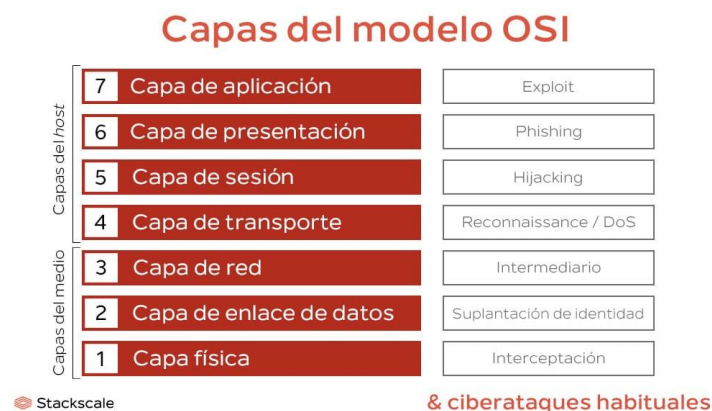


Figura 7 Capas del modelo OSI obtenido de stackscale.com [46].

En la práctica, DNP3 organiza la información en objetos de datos estandarizados que indican que clase de información se está transmitiendo:

- Objeto 1: Entradas digitales.
- Objeto 20: Controladores.
- Objeto 30: Entradas analógicas.

Estos objetos se clasifican por prioridad en clases 1, 2 y 3, lo que garantiza que los eventos más críticos sean transmitidos y procesados con preferencia, [10].

1.6.4 Procesamiento y almacenamiento

El segundo nivel de la arquitectura SCADA corresponde al **procesamiento de datos**. Aquí, la información obtenida en campo es recibida por los **servidores SCADA**, donde se organiza y transforma en información útil para la operación.

- La pieza central en este nivel es la **Base de Datos en Tiempo Real (RTDB)**, que permite almacenar, actualizar y consultar valores con latencias mínimas. Gracias al RTDB, los operadores acceden a información actualizada para maniobras y análisis de contingencias [7].
- Además, el sistema mantiene **servidores históricos** que registran eventos y variables para estudios de desempeño a largo plazo, respaldados por redes SAN de alta velocidad y redundancia, así como medios de almacenamiento externos que protegen la información crítica [6].

Este nivel es vital para asegurar la **trazabilidad⁴⁸ de eventos** y permitir comparaciones entre condiciones reales de operación y escenarios simulados.

1.6.5 Sistema de comunicaciones

El **tercer nivel** asegura que los datos viajen desde las UTRs y IEDs en campo hasta el centro de control. Un sistema de comunicaciones eficiente es esencial para garantizar que la información llegue de forma **confiable, segura y en tiempo real** [2].

Las tecnologías empleadas incluyen:

- **Fibra óptica**, con gran ancho de banda e inmunidad electromagnética, ideal para zonas urbanas.
- **Radiofrecuencia**, útil en áreas rurales o de difícil acceso.
- **Enlaces satelitales**, en regiones montañosas donde no existen otras alternativas.
- **Redes Ethernet industriales**, que permiten conectividad rápida en subestaciones y centros de control [3].

Para cumplir con normativas como la LAPEM G0100-27 y con recomendaciones de seguridad de la **IEEE** y la **NERC-CIP**, se incorporan **rutas redundantes, cifrado de datos y autenticación de usuarios**, lo que asegura la continuidad operativa incluso en caso de fallas [5].

1.6.6 Sistemas Operativos en entornos SCADA

La elección del sistema operativo constituye un factor determinante en la estabilidad, seguridad e interoperabilidad de los sistemas SCADA. Cada entorno ofrece ventajas y limitaciones que inciden directamente en la confiabilidad de la supervisión y control de las redes eléctricas, así como en la facilidad de mantenimiento y en la escalabilidad futura de la plataforma [22]. En la práctica, dos entornos han predominado en la industria: Linux y Microsoft Windows.

a. Linux en sistemas SCADA

El entorno Linux ha sido ampliamente utilizado en aplicaciones SCADA gracias a su carácter de código abierto⁴⁹, lo que ofrece flexibilidad y posibilidades de personalización a bajo costo. Entre sus principales características se destacan:

- **Flexibilidad y adaptabilidad:** al ser un sistema abierto, permite modificar y adaptar el entorno operativo para integrarse con diversos protocolos industriales y dispositivos de comunicación.
- **Robustez y estabilidad:** su arquitectura lo hace menos vulnerable a ataques de programas malignos en comparación con sistemas comerciales, garantizando alta disponibilidad en infraestructuras críticas [12].
- **Uso en sistemas embebidos:** Linux es común en hardware embebido industrial⁵⁰ (controladores, routers⁵¹, gateways⁵² de comunicación), lo que lo convierte en una opción práctica para entornos distribuidos y automatización avanzada [24].
- **Compatibilidad multiplataforma:** algunos SCADA, como **Scada-LTS** o **AggreGate SCADA/HMI**, funcionan tanto en Linux como en Windows, ofreciendo alternativas híbridas para proyectos específicos [15].

No obstante, su adopción presenta limitaciones en el contexto operativo del suministro eléctrico, ya que requiere personal especializado en administración de Linux, lo que incrementa la curva de aprendizaje y dificulta la integración con aplicaciones corporativas de uso común.

b. Microsoft Windows en Sistemas SCADA

Windows se ha consolidado como el entorno dominante en **plataformas SCADA comerciales**, principalmente por su interfaz gráfica amigable, la facilidad de uso para operadores no especializados en informática y el soporte técnico ofrecido por el fabricante [8].

Sus principales ventajas son:

- **Compatibilidad con aplicaciones corporativas:** Windows se integra de forma nativa con suites ofimáticas⁵³ y servicios empresariales, lo que facilita la gestión administrativa y técnica del sistema SCADA.
- **Integración en la nube:** mediante **Microsoft Azure**, se habilita la conexión de sistemas SCADA con soluciones de IoT⁵⁴, Big Data⁵⁵ y analítica avanzada, ampliando las capacidades hacia entornos de **Smart Grids** y operaciones basadas en inteligencia artificial [19].
- **Soporte y actualizaciones periódicas:** Microsoft ofrece parches de seguridad y mejoras funcionales que aseguran la estabilidad del sistema frente a vulnerabilidades emergentes.
- **Escalabilidad comprobada:** plataformas modernas como **SurvalentONE** están diseñadas para operar en entorno Windows, aprovechando sus bibliotecas, soporte en bases de datos (SQL Server) y compatibilidad con hardware de terceros, lo que facilita la migración y el mantenimiento [4].

La principal limitación de Windows es su mayor exposición a amenazas cibernéticas en comparación con Linux, lo que obliga a implementar políticas estrictas de ciberseguridad (firewalls, segmentación de red, control de usuarios) siguiendo estándares como NERC-CIP [5].

1.6.7 Comparación e impacto en la operación

La decisión entre Linux y Windows influye de manera directa en:

- **Interoperabilidad de protocolos:** Windows ofrece mayor compatibilidad con protocolos modernos como DNP3 e IEC 60870-5-104 mediante librerías comerciales, mientras que Linux requiere desarrollos adicionales.
- **Soporte de terceros:** la mayoría de los proveedores (Survalent, Schneider, Siemens, GE) diseñan sus soluciones principalmente para entornos Windows, lo que reduce las opciones de soporte en Linux [19].
- **Costos de mantenimiento:** Linux reduce gastos por licencias, pero demanda personal altamente especializado. Windows, en cambio, implica pago de licencias, pero facilita el mantenimiento con un mayor número de técnicos capacitados en el mercado.

1.7 Interfaz Hombre – Máquina.

La **Interfaz Hombre–Máquina (HMI)** constituye el nivel de supervisión y control dentro de la arquitectura SCADA. Es el medio a través del cual los operadores reciben la información procesada por el sistema y ejecutan acciones que modifican directamente en la operación de la red eléctrica. En otras palabras, la HMI es el vínculo entre el sistema SCADA y el personal de operación, garantizando que los datos adquiridos en campo se traduzcan en decisiones oportunas y efectivas [5].

1.7.1 Funciones principales de la HMI

Visualización de la red en tiempo real

- Presenta diagramas unifilares que representan gráficamente la topología de la red eléctrica, mostrando estados de interruptores, seccionadores, restauradores y transformadores.
- Permite identificar rápidamente zonas energizadas, equipos fuera de servicio o anomalías operativas.
- Mejora la comprensión del sistema al ofrecer una visión clara y estandarizada de la infraestructura.

Ejecución de maniobras remotas.

- Facilita la apertura y cierre de interruptores, el seccionamiento de circuitos y la transferencia de cargas sin necesidad de enviar cuadrillas al sitio.
- Esto reduce significativamente los tiempos de respuesta ante fallas, mejora la seguridad del personal y garantiza la continuidad del servicio eléctrico.

Gestión de alarmas y eventos.

- Registra y clasifica alarmas en función de su criticidad (alta, media, baja), lo que permite priorizar las acciones operativas.
- Ofrece reportes automáticos e históricos que facilitan la trazabilidad de incidentes y el análisis posterior de contingencias.

Análisis de tendencias y reportes.

- Muestras gráficas y registros históricos de variables como voltaje, corriente, factor de potencia o frecuencia.
- Estas herramientas permiten a los ingenieros identificar patrones de carga, anticipar fallas y tomar decisiones preventivas en la operación de la red.

1.7.2 Tipos de estaciones HMI

Para cubrir distintas funciones operativas, las HMI se implementan en diferentes modalidades:

- **Estación de monitoreo.**

Diseñada para la supervisión en línea del sistema. Permite observar variables en tiempo real, alarmas activas y tendencias, constituyendo la herramienta básica para los operadores de sala de control.

- **Estación de ingeniería.**

Incluye funciones avanzadas para editar y actualizar despliegues gráficos, modificar nomenclaturas de dispositivos y configurar variables de proceso. Es utilizada por personal técnico especializado para mantener la base de datos SCADA actualizada y garantizar la estandarización de la información.

- **Estación de proyección**

Se utiliza en **salas de control** para mostrar información crítica en pantallas colectivas. Está integrada por controladores de video, interfaces gráficas y proyectores que permiten una **supervisión colaborativa**, favoreciendo la coordinación entre distintos equipos de trabajo en situaciones de contingencia o emergencias.

1.7.3 Importancia de la HMI en la confiabilidad del Sistema

La correcta operación de la HMI asegura que la gran cantidad de datos recolectados y procesados por el SCADA se conviertan en **acciones concretas de supervisión y control**. Una HMI bien diseñada:

- Reduce la **carga cognitiva**⁵⁶ del operador al presentar información clara y jerarquizada.
- Mejora la **eficiencia operativa**, al permitir respuestas rápidas y seguras ante condiciones críticas.
- Fortalece la **confiabilidad del sistema eléctrico**, al minimizar errores humanos y garantizar la trazabilidad de las operaciones ejecutadas.

En el caso de Survalent, una de sus principales ventajas frente a sistemas heredados como SENSA es precisamente la modernización de la HMI, que incorpora interfaces gráficas más intuitivas, soporte para bibliotecas gráficas estandarizadas y mayor capacidad de integración.

Capítulo 2 Análisis del sistema actual.

2. Análisis del sistema actual

2.1 Contexto técnico y operativo de SENSEA en la zona Oaxaca

El sistema **SCADA SENSEA** fue implementado en la red de distribución de electricidad en la Zona Oaxaca a inicios de la década del 2000. Durante más de dos décadas ha permitido la supervisión en tiempo real, adquisición de datos y ejecución de maniobras remotas, consolidándose como una herramienta clave para la operación de infraestructura crítica en media y alta tensión. SENSEA fue desarrollado en México, con sede industrial en Torreón, Coahuila, y se caracterizó por ofrecer soluciones locales adaptadas al sistema eléctrico nacional, particularmente con la línea **EPROSEC** utilizada en automatización de redes aéreas de media tensión [31]. El sistema integraba hardware especializado y una plataforma SCADA que operaba bajo **entornos Linux**, elegidos por su estabilidad y bajo costo en comparación con plataformas comerciales, pero que hoy presentan limitaciones de compatibilidad y soporte [22]. En la Zona Oaxaca, el SCADA SENSEA ha funcionado como el sistema maestro de telecontrol para subestaciones y dispositivos de campo, operando con una arquitectura de comunicaciones maestro–esclavo sustentado en el protocolo **DNP3**, ampliamente utilizado en la industria eléctrica internacional según la IEEE Power & Energy Society [9].

2.2 Estado actual de los diagramas en SENSEA

A pesar de las mejoras obtenidas con la virtualización de SENSEA, una de las principales limitaciones del sistema vigente ha sido la gestión de los **diagramas unifilares**. Los esquemas disponibles en la plataforma se encuentran fragmentados en múltiples archivos, con una lógica gráfica poco estandarizada, lo que dificulta su mantenimiento y actualización periódica. En la práctica, los diagramas son **representaciones estáticas** que no reflejan de manera precisa la estructura operativa ni el comportamiento dinámico de la red en tiempo real. Además, los diagramas de red aérea presentan un rezago considerable: la última actualización integral data de 2019. Desde entonces, se han realizado ampliaciones, modernizaciones y reconfiguraciones de dispositivos que no fueron reflejadas en la interfaz gráfica, generando una **brecha entre la red**

real y su representación digital. Esta situación afecta directamente la **eficiencia operativa y la seguridad** en la ejecución de maniobras remotas. En la figura 8 se muestra el diagrama actualizado a diciembre de 2023, donde se integran alimentadores, restauradores, seccionadores y demás dispositivos en servicio en el área urbana. Esta versión refleja con mayor fidelidad el estado actual de la red y permite a los operadores contar con una herramienta confiable para la supervisión y planeación de maniobras. La incorporación de simbología estandarizada y la identificación clara de los elementos contribuye a disminuir riesgos de interpretación, fortaleciendo así la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

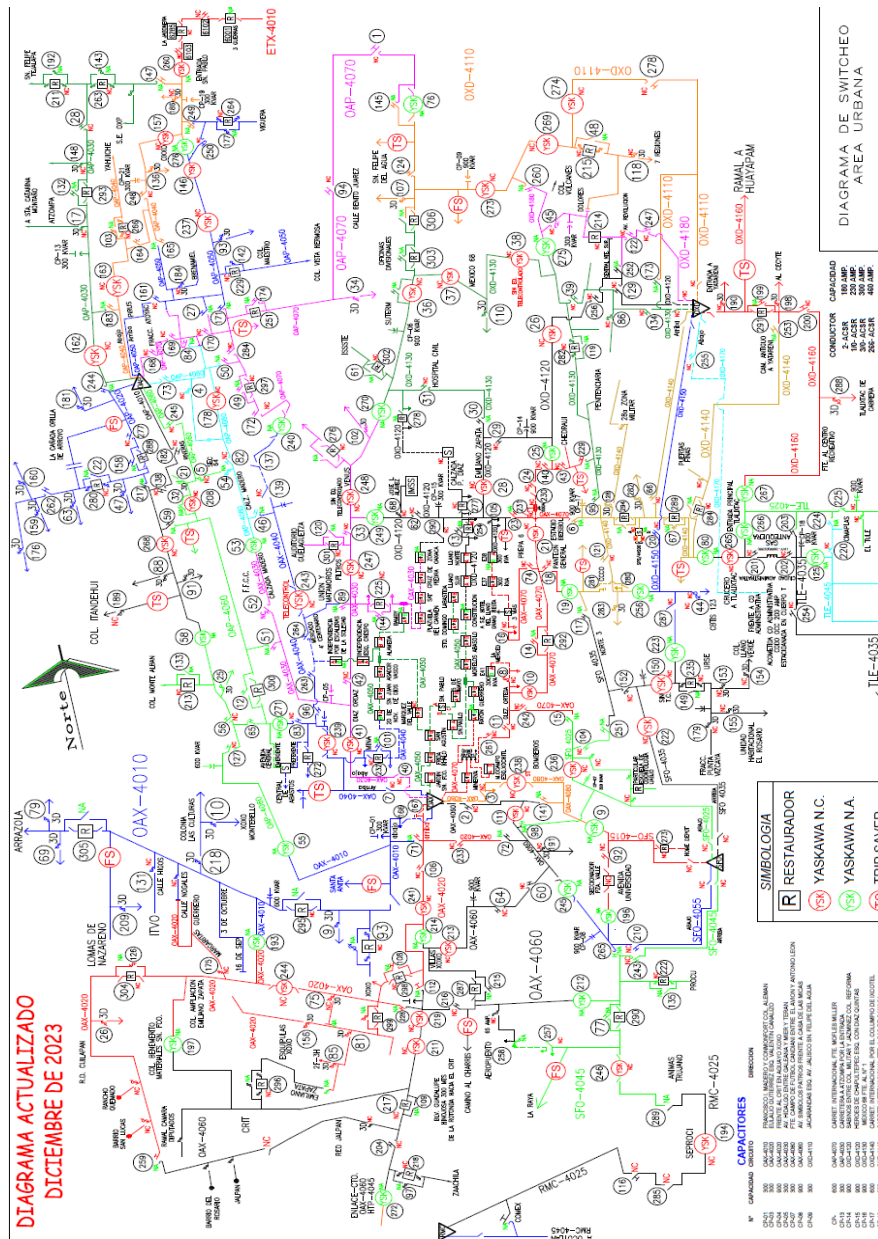


Figura 8 Diagrama de switcheo red urbana [captura de pantalla].

Estas deficiencias coinciden con lo señalado en revisiones internacionales sobre SCADA: las interfaces estáticas limitan la supervisión y reducen la capacidad de respuesta en situaciones críticas [5]. De ahí la necesidad de migrar a una plataforma como **SurvalentONE**, que incorpora herramientas gráficas dinámicas, consistentes y vinculadas en tiempo real con la base de datos SCADA [10].

2.3 Inventario y clasificación de dispositivos telecontrolados

El sistema SCADA SENSE en la **Zona Oaxaca** concentra la supervisión y control de los dispositivos de campo mediante **Unidades Terminales Remotas (UTR)** distribuidas en subestaciones y en la red aérea de media tensión. Estos dispositivos constituyen el eje operativo de la automatización, al permitir la ejecución de maniobras remotas, la adquisición de datos en tiempo real y la gestión de contingencias sin necesidad de intervención directa en sitio.

a) UTR en subestaciones

Se identificaron **22 Unidades Terminales Remotas (UTR) de subestación**. Estas UTR actúan como nodos estratégicos para la supervisión y el control de equipos de media y alta tensión. En total, dentro de estas subestaciones se contabilizan **99 interruptores automatizados**, cuya operación se encuentra centralizada en el sistema SCADA SENSE. El rol de estas UTR es esencial, ya que concentran la información de transformadores, medidores, sistemas de protección e interruptores, habilitando la posibilidad de ejecutar maniobras de apertura y cierre a distancia. Gracias a ello, se reduce el tiempo de respuesta ante fallas y se facilita la implementación de esquemas de protección selectiva [28].

La comunicación con estas UTR se realiza principalmente mediante el protocolo **DNP3**, recomendado por la **IEEE Power & Energy Society** para la automatización de redes de distribución por su capacidad de manejar eventos críticos, redundancia de enlaces y sincronización horaria [7]. Originalmente operaban sobre servidores físicos dedicados, pero posteriormente fueron migradas a un entorno **Linux virtualizado**, lo cual permitió prolongar su vida útil, aunque con limitaciones de escalabilidad y redundancia [6].

b) UTR tipo poste

En la red aérea de media tensión se identificaron **146 UTR tipo poste**, distribuidas estratégicamente en alimentadores y ramales⁵⁷ primarios. Estas unidades permiten ejecutar maniobras automáticas y mantener la continuidad del suministro sin necesidad de intervención manual. Se clasifican en:

- **96 seccionadores telecontrolados**, empleados para aislar fallas, realizar transferencias de carga y facilitar mantenimientos preventivos.
- **50 restauradores automáticos**, configurados para detectar fallas transitorias y reconectar el servicio de manera autónoma, reduciendo significativamente el impacto en los índices de continuidad del servicio (SAIDI y SAIFI) [31].

La CFE y la literatura técnica han señalado que la instalación de este tipo de dispositivos es un paso fundamental en la evolución hacia **redes inteligentes (Smart Grids)**, ya que incrementa la resiliencia operativa y la capacidad de respuesta frente a contingencias [28].

c) Diagnóstico general

En conjunto, el sistema SCADA SENSEA en la Zona Oaxaca opera actualmente con **245 dispositivos críticos**, desglosados en:

- **99 interruptores automatizados** en 22 subestaciones.
- **146 UTR tipo poste** (96 seccionadores y 50 restauradores).

Estos equipos constituyen la base de la automatización en la región, al permitir la supervisión y control remoto de la red de distribución. Sin embargo, también representan un desafío de modernización, ya que muchos de ellos enfrentan problemas de interoperabilidad, latencia en la comunicación y limitaciones de soporte técnico, condiciones que justifican la migración hacia una plataforma moderna como **SurvalentONE** [10].

2.4 Unidad de control maestra actual

La UCM (Unidad/Centro Maestro de Control) es el eje central del sistema SCADA SENSE en la Zona Oaxaca. En este punto convergen las comunicaciones de las subestaciones y de las UTR tipo poste, permitiendo consolidar la información de campo, ejecutar maniobras remotas y administrar la base de datos en tiempo real. Funciona como servidor principal DNP3, coordinando a los dispositivos remotos que operan como nodos subordinados.

2.4.1 Arquitectura actual

La UCM funciona sobre un esquema **monolítico**⁵⁸, desplegado en un entorno virtualizado de **Linux**. En un mismo servidor se concentran las funciones críticas: motor de tiempo real, registro de eventos, histórico y la interfaz de operación. Esta simplicidad favoreció la estabilidad en sus primeros años de operación, pero representa hoy un **riesgo de punto único de falla**, ya que la caída del servidor implica la pérdida total de supervisión y control. Según las especificaciones de la **CFE (LAPEM G0100-27)**, un sistema SCADA debe contar con redundancia⁵⁹ activa y tolerancia a fallos, condiciones que en SENSE no se cumplen [1].

2.4.2 Interfaz gráfica y operación

La interfaz gráfica de **SENSE** constituye el medio principal de interacción entre el operador y el sistema SCADA. Diseñada en los primeros años 2000, refleja una filosofía de supervisión basada en **tablas de comunicación y diagramas eléctricos fijos**, muy distinta a los entornos gráficos dinámicos que hoy ofrecen las plataformas modernas, la figura 9 muestra el menú principal de la UCM SENSE y el área de trabajo.

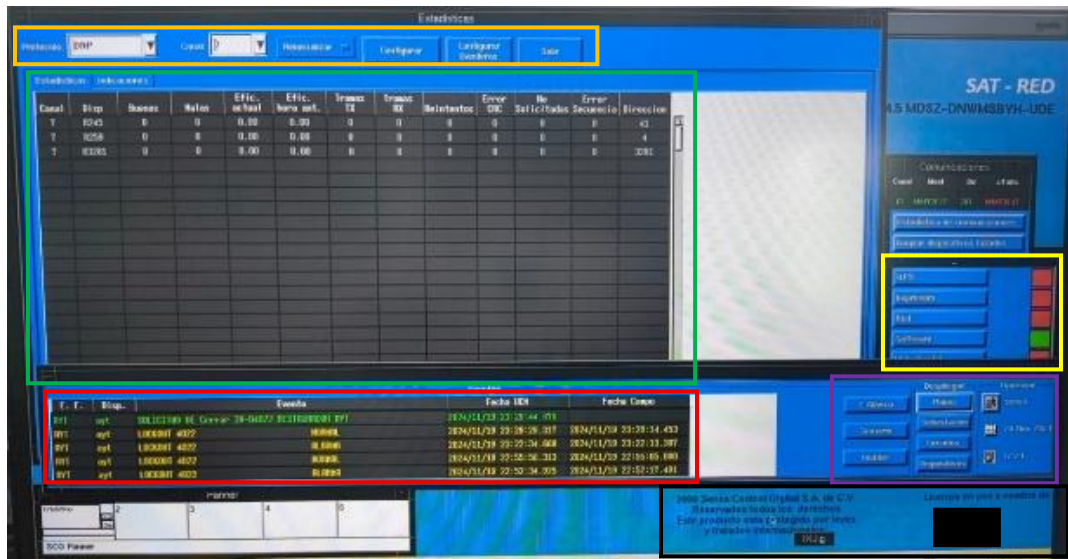


Figura 9 Menú principal de UCM SENSEA [captura de pantalla]

El menú principal de la UCM SENSEA (Figura 8) se divide en las siguientes secciones:

- Barra superior de configuración (recuadro naranja)

Ubicada en la parte superior, permite seleccionar el protocolo (ejemplo: DNP3), definir el canal de comunicación y acceder a funciones básicas como configuración, envío de comandos o cierre de sesión.

- Tabla central de comunicaciones (recuadro verde).

Ocupa la mayor parte de la pantalla. Muestra los parámetros técnicos por canal: mensajes transmitidos/recibidos, porcentajes de eficiencia, errores acumulados, eventos no solicitados y dirección lógica de cada estación. Esta tabla es esencial para validar la calidad de los enlaces, pero exige revisión manual fila por fila.

- Panel lateral derecho (recuadro amarillo).

Conjunto de indicadores de estado que cambian de color según la condición de los canales (activo, en falla o reconectando). Incluye botones de acción rápida para reiniciar módulos y consultar registros.

- Registro cronológico de eventos (recuadro rojo).

Sección inferior con la lista continua de sucesos, codificados en colores básicos: verde

(operaciones exitosas), rojo (alarmas críticas) y amarillo (advertencias o reconexiones). Aquí se listan aperturas de interruptores, disparos de restauradores y reconexiones de enlaces.

- Panel de filtros inferiores (recuadro morado).

Permite limitar la información a estaciones o canales seleccionados. Aunque funcional, es muy limitado en comparación con filtros automáticos modernos.

- Pie de ventana (recuadro negro).

Barra inferior con datos de la versión del software, derechos reservados y logotipos institucionales (Sensa Control Digital y la empresa que lo utiliza).

2.4.3 Estructura tabular de comunicaciones

En la pantalla principal (Figura 8), la interfaz despliega una **tabla por canales de comunicación**. En cada fila se registran parámetros técnicos esenciales para evaluar el desempeño de los enlaces entre la UCM y los dispositivos de campo. Entre los indicadores mostrados destacan:

- **Mensajes transmitidos y recibidos:** números absolutos que permiten validar si existe flujo de información.
- **Eficiencia en la comunicación (%):** indicador derivado de la relación entre mensajes enviados y recibidos, que muestra posibles pérdidas.
- **Errores acumulados:** fallas en la transmisión (time-out, checksum incorrecto, datos corruptos).
- **Eventos no solicitados:** reportes generados por los dispositivos cuando ocurre un cambio de estado relevante (apertura de interruptor, activación de protección, etc.).
- **Dirección lógica:** identificador único asignado a cada UTR o dispositivo.

El operador debe recorrer manualmente estas filas y comparar los valores en busca de anomalías. No existen **barras de progreso gráficas, filtros automáticos ni resúmenes inteligentes**; toda la interpretación recae en la lectura de números y en la experiencia del personal.

2.4.4 Gestión de eventos y alarmas

En la parte inferior de la interfaz que podemos observar de la Figura 8, SENSA mostraba un **listado cronológico de eventos**, codificados por colores básicos:

- Verde para operaciones exitosas.
- Rojo para alarmas críticas.
- Amarillo para advertencias o reconexiones.

En esta sección aparecían eventos como la apertura de interruptores, activaciones de relevadores, reconexiones de restauradores, o cambios de modo operativo. El problema principal radicaba en que **no existía una leyenda contextual** ni un mecanismo para agrupar alarmas por subestación, zona o criticidad. Cuando ocurrían contingencias mayores —como tormentas o fallas en cascada—, el operador recibía **decenas de registros en segundos**, todos en la misma lista, sin jerarquización ni consolidación automática. Esto obligaba a depender exclusivamente del conocimiento previo del operador para discernir qué eventos atender primero.

2.4.5 Diagramas unifilares estáticos

La figura 10 y 11 muestran los **diagramas unifilares de la red supervisada**. Estos planos reflejan la estructura de alimentadores, subestaciones y dispositivos como interruptores, seccionadores y transformadores.

Sin embargo, su diseño era **estático y rígido**:

- Los valores analógicos (voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia) aparecían como simples números colocados sobre el diagrama.
- No era posible hacer **zoom ni navegación jerárquica**: toda la red debía visualizarse en una sola pantalla, lo que generaba saturación visual.
- No existía la opción de **pantallas secundarias dedicadas por dispositivo**. Por ejemplo, si un restaurador reportaba múltiples disparos, el operador no podía abrir un visor detallado para revisar sus tendencias.
- Los datos se actualizaban en tiempo real, pero **sin capacidad gráfica de tendencias o**

históricos sobre el mismo plano. Cualquier análisis debía realizarse externamente en tablas o reportes separados.

En la parte inferior del diagrama, SENSA desplegaba **listados de seccionadores** con sus estados (abierto/cerrado), pero sin iconografía dinámica o indicadores visuales de carga. Esto dificultaba correlacionar rápidamente el estado operativo de la red.

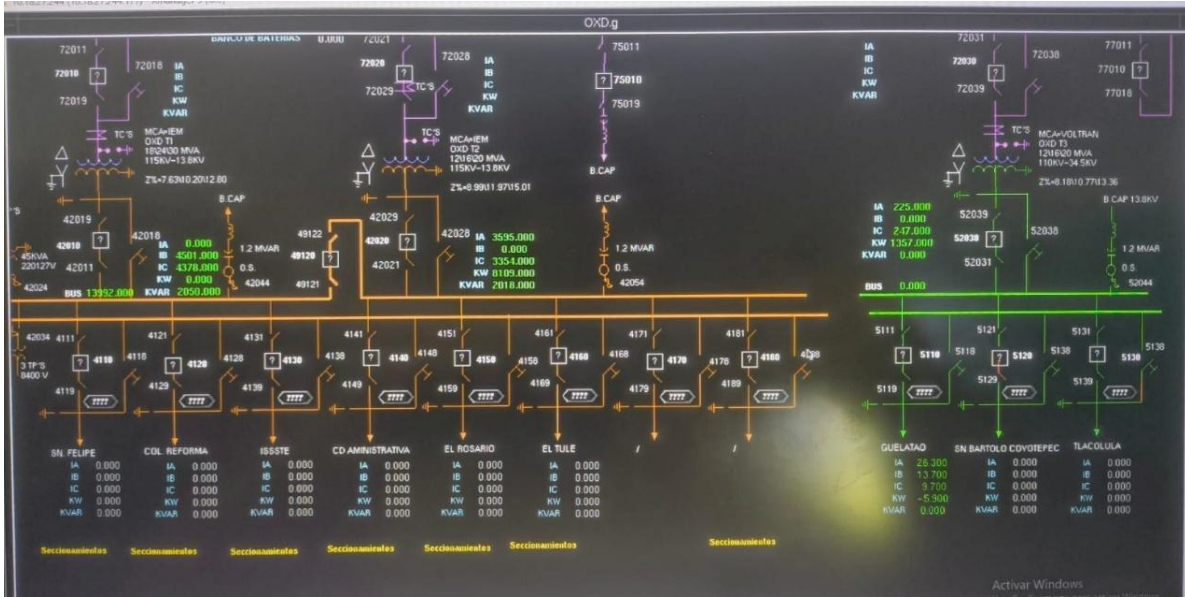


Figura 10 Diagrama unifilar de Subestación [captura de pantalla]

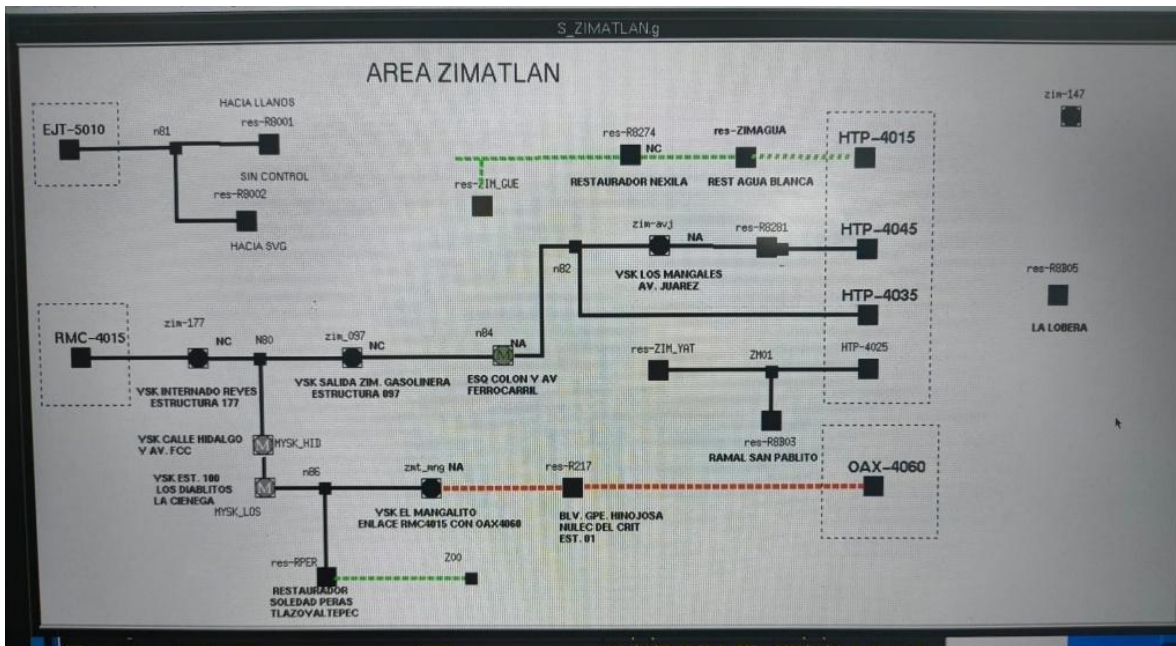


Figura 11 Circuito de Red Aérea en UCM SENS [captura de pantalla]

2.4.6 Limitaciones operativas identificadas

1. **Rigidez en la operación:** los diagramas eran planos eléctricos sin interactividad.
2. **Dependencia de reinicios:** cualquier cambio en la base de datos (ejemplo: añadir un nuevo punto de medición) exigía reiniciar el servidor, interrumpiendo la operación.
3. **Ausencia de herramientas de análisis:** la interfaz no permitía visualizar curvas, tendencias ni comparativas de variables en el mismo entorno gráfico.
4. **Sobrecarga en emergencias:** en eventos climáticos con múltiples fallas, el sistema inundaba la pantalla de registros sin consolidación.
5. **Sin integración geográfica:** carecía de vínculo con mapas GIS o coordenadas de campo, lo que hoy es un estándar en plataformas ADMS modernas [5].

2.4.7 Comparación con sistemas modernos

En contraste, las plataformas actuales como **SurvalentONE**, **Siemens Spectrum Power**, **Schneider EcoStruxure DMS** y **ABB MicroSCADA** integran interfaces gráficas con las siguientes capacidades:

- **Diagramas dinámicos y jerárquicos:** con posibilidad de hacer zoom desde la vista general hasta el detalle de cada dispositivo.
- **Paneles de alarmas inteligentes:** que agrupan eventos por zona, criticidad o tipo de dispositivo, reduciendo la carga cognitiva del operador.
- **Integración con GIS:** visualización geográfica de alimentadores, líneas y clientes afectados.
- **Dashboards personalizables:** cada operador puede configurar visores a su medida.
- **Análisis de tendencias en línea:** gráficos de voltaje, corriente, frecuencia o energía directamente en la pantalla del dispositivo supervisado.

Estas diferencias refuerzan la necesidad de migrar a un sistema con una HMI moderna y flexible, que elimine la dependencia de interpretaciones manuales y garantice una operación confiable y eficiente en tiempo real.

2.5 Comunicaciones

La infraestructura de comunicaciones del sistema SCADA SENSE en la Zona Oaxaca es el elemento que hace posible la interacción continua entre la Unidad de Control Maestro (UCM) y los dispositivos de campo, como las UTR en subestaciones, seccionadores y restauradores instalados en postes. Esta red se diseñó considerando las condiciones geográficas complejas del estado, predominando el uso de **radiofrecuencia (RF)** como medio principal de transmisión de datos.

a) Arquitectura general y topología

El sistema se organiza bajo un esquema centralizado, en el cual existe una única estación maestra ubicada en la UCM. Desde este punto se concentran todas las funciones de supervisión y control, estableciendo los enlaces hacia los nodos remotos distribuidos en la red de distribución. La estación maestra se conecta a una serie de convertidores de protocolos (Ethernet–Serial, principalmente RS-232 y RS-485) que permiten la compatibilidad con equipos de campo que no cuentan con interfaces Ethernet nativas. A partir de estos convertidores, la comunicación se ramifica en diversos canales de comunicación, cada uno asociado a grupos específicos de UTR en subestaciones o UTR tipo poste.

Todos los enlaces de comunicación entre la UCM y los dispositivos remotos se encuentran registrados ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT), lo que asegura el uso autorizado de frecuencias de operación y evita interferencias con otras redes [7].

b) Repetidores de señal

Debido a las condiciones topográficas de Oaxaca, con regiones montañosas y áreas sin línea de vista directa, fue necesario implementar **repetidores de señal** en varios canales de comunicación, en la siguiente figura observamos los diversos radios industriales, clasificados por canal de comunicación.



Figura 12 Infraestructura de repetidor para red eléctrica [autoría propia]

Estos repetidores, configurados con radios industriales de las mismas familias que los equipos principales (Orbit MCR, GE MDS, Ripex), permiten:

- Extender la cobertura de los enlaces hacia zonas remotas.
- Superar obstáculos naturales como cerros o valles.
- Mantener la continuidad operativa de la red en trayectorias de gran distancia.

Gracias a estos repetidores, la red de radiofrecuencia (RF) logra llegar a zonas que de otra manera quedarían incomunicadas. Sin embargo, cada repetidor que se instala también hace que la infraestructura sea más compleja y aumente el número de posibles fallas, como se muestra en la **Figura 12**.



Figura 13 Torres repetidoras de telecomunicaciones utilizadas para ampliar la cobertura de la red RF. [autoría propia]

c) Equipos de comunicación.

La transmisión de datos se soporta en radios industriales de diferentes marcas, entre las que destacan:

- Orbit MCR.
- GE MDS series 4710 y 9710.
- Ripex 2 y 4 (Racom).

Estos equipos permiten operar en bandas licenciadas y no licenciadas, en los rangos de 400–600 MHz y 900–1200 MHz, frecuencias reconocidas por la IEEE Power & Energy Society como óptimas para aplicaciones SCADA en distribución eléctrica [7].

- En zonas rurales, predomina el rango de 400–600 MHz, con mejor alcance y penetración de señal en terrenos accidentados.
- En zonas urbanas y suburbanas, se utiliza 900–1200 MHz para lograr un balance entre cobertura, capacidad de transmisión y resistencia a interferencias.

El diseño contempla el uso de antenas direccionales (tipo yagi, parabólicas o paneles) instaladas a alturas entre 5 y 40 metros, con el fin de mejorar la propagación de la señal y garantizar enlaces estables.

d) Conversión de señales

Para la comunicación con equipos de campo que carecen de interfaz IP, se utilizan **gateways industriales**. Los más comunes en la zona son:

- **Moxa**, reconocidos por su robustez y compatibilidad.
- **MiniGateway**, empleados en sitios con restricciones de espacio o consumo energético.

Estos dispositivos permiten la conversión entre Ethernet y protocolos seriales (RS-232/RS-485), habilitando la comunicación con UTR más antiguas. No obstante, esta conversión introduce **latencia adicional** y se ha identificado como un posible **cuello de botella** durante la transmisión en eventos de alta carga [6].

e) Limitaciones del sistema actual

A pesar de haber sido una plataforma funcional y confiable durante más de dos décadas, el sistema SCADA SENSE presenta actualmente una serie de **limitaciones técnicas, operativas y de compatibilidad** que motivan la necesidad de migración hacia una nueva plataforma. Estas restricciones impactan directamente en la confiabilidad de la operación, la seguridad de la infraestructura y la capacidad de adaptación frente a los retos tecnológicos del sector eléctrico [1].

f) Latencia operativa y desempeño en tiempo real

Uno de los problemas más notorios es la latencia en la recepción y procesamiento de eventos críticos, especialmente en dispositivos remotos localizados en áreas con enlaces degradados. Estos retrasos se traducen en maniobras lentas, alarmas tardías y estados desactualizados en la interfaz HMI, afectando la capacidad de respuesta ante fallas. Se han registrado pérdidas de comunicación intermitentes derivadas de fallos en radios industriales, atenuación excesiva en RF o cuellos de botella en *gateways* Ethernet–Serial [7]. Aun con un seguimiento constante y trabajos de mantenimiento mensual, en enero apenas se alcanzó un **96% de PDI⁶⁰**, lo que refleja que la disponibilidad de los equipos sigue estando por debajo de un nivel óptimo frente a las exigencias de operación en tiempo real (Figura 14).

PDI EPROSEC ENERO 2025		
ZONA	PDI	META
Tuxtla	98.01	90
Tehuantepec	99.70	90
San Cristobal	99.35	90
Los Rios	90.88	90
Oaxaca	96.30	90
Villahermosa	90.80	90
Chontalpa	85.55	90
Divisional	94.44	90
Huatulco	92.94	90
Huajuapán	97.21	90
Tapachula	93.63	90

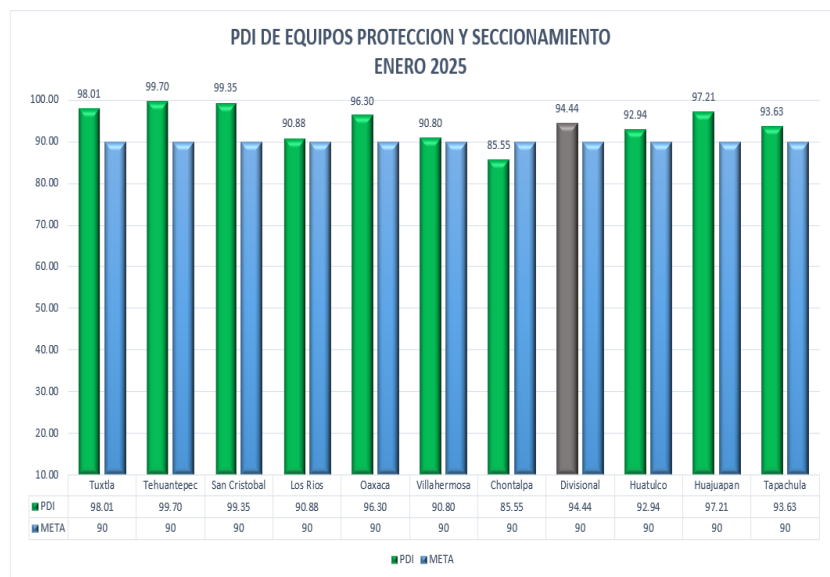


Figura 14 Indicador PDI de equipos de EPROSEC en distintas zonas de operación en la División Sureste. [Autoría propia]

g) Incompatibilidad con nuevas tecnologías

El sistema, basado en una arquitectura cerrada sobre Linux, presenta dificultades para integrar dispositivos modernos con comunicación nativa TCP/IP, IEC 61850 o funcionalidades digitales avanzadas. La falta de drivers⁶¹ compatibles y la necesidad de realizar conversiones adicionales incrementan tiempos de implementación, costos de mantenimiento y dependencia de terceros [9]. Un ejemplo de ello es el gabinete de un restaurador marca Wasion (Figura 15), el cual opera con un protocolo DNP3 actualizado, mientras que la plataforma SENSE únicamente soporta una versión obsoleta del mismo, lo que limita la compatibilidad y el aprovechamiento de sus funciones.



Figura 15 Gabinete de control marca Wasion [autoría propia]

Esto limita la interoperabilidad de la plataforma frente a las recomendaciones de organismos internacionales como la IEC, que promueven estándares de comunicación abiertos para favorecer la integración en entornos de *Smart Grids* [7].

h) Fin del soporte técnico

Actualmente, SENSE ya no recibe **mantenimiento oficial ni desarrollo correctivo**, ya que se fundamenta en versiones obsoletas de Linux sin parches de seguridad ni actualizaciones. Esto compromete la estabilidad del sistema y genera un alto riesgo de fallos mayores, al no existir

soporte formal ni posibilidad de mejoras graduales [22]. De acuerdo con lo señalado por la **IEEE Standards Association**, la ausencia de actualizaciones periódicas en plataformas críticas incrementa el riesgo de vulnerabilidades y fallas catastróficas [5].

i) Escalabilidad limitada

Aunque la plataforma fue migrada a entornos virtuales, su **estructura monolítica** impide aprovechar arquitecturas distribuidas, respaldos automáticos o monitoreo unificado en múltiples zonas geográficas. Además, carece de integración con herramientas corporativas modernas como software de analítica de datos, mantenimiento predictivo o dashboards⁶² empresariales [18]. Este rezago contrasta con plataformas modernas (ej. **SurvalentONE**, **Schneider EcoStruxure**) que ya integran módulos ADMS y compatibilidad con sistemas de gestión corporativos [2].

j) Riesgos de obsolescencia

Varios de los dispositivos asociados (radios industriales, convertidores de protocolos, módulos de visualización) carecen actualmente de garantía de fábrica y disponibilidad en el mercado, lo que dificulta su reemplazo [31]. Asimismo, SENSEA no cumple con **estándares modernos de ciberseguridad**, ni con los lineamientos de **NERC-CIP** promovidos por IEEE y adoptados en nuevas plataformas SCADA, los cuales establecen mecanismos de cifrado, autenticación avanzada y trazabilidad de eventos [5]. Esto expone la integridad de los datos críticos y compromete la capacidad de recuperación ante incidentes mayores.

k) Desempeño y limitaciones del sistema de comunicaciones

El sistema de comunicaciones constituye el núcleo que hace posible la interacción entre la estación maestra de la **UCM** y los dispositivos de campo en la red de distribución de Oaxaca. Las pruebas realizadas muestran que, en condiciones normales, los parámetros técnicos se mantienen dentro de lo aceptable, con una **atenuación en línea de 0.02 a 0.09 dB/m**, una **atenuación total del sistema de entre 1.4 y 2 dB** considerando conectores y elementos pasivos, y **alturas de antenas entre 5 y 40 metros** dependiendo de la topografía del sitio [7]. Estos valores han permitido sostener la

operación del sistema durante más de dos décadas. No obstante, en la práctica, el rendimiento real se ha visto comprometido en escenarios de contingencia. Cuando ocurren múltiples eventos simultáneamente o fallan los repetidores intermedios, se han registrado **latencias considerables en la transmisión de datos**, lo que genera retrasos en la ejecución de maniobras remotas y en la visualización de alarmas en la HMI. Este comportamiento reduce la capacidad de respuesta en tiempo real, la cual, de acuerdo con la **IEEE Power & Energy Society**, es un requisito indispensable para la resiliencia de los sistemas eléctricos críticos [9]. El diagnóstico confirma además que la arquitectura centralizada, la dependencia de repetidores y la presencia de radios y gateways con firmware desactualizado generan un **desempeño desigual entre distintos sectores de la red**. Aunque algunos enlaces mantienen condiciones estables, otros presentan retardos significativos que limitan la confiabilidad de las operaciones. La falta de cifrado avanzado y autenticación robusta en los enlaces también constituye una debilidad, pues expone a la infraestructura a vulnerabilidades de seguridad [5].

2.6 Diagnóstico de compatibilidad y requisitos de migración

Con base en el análisis técnico de los dispositivos actualmente operativos bajo la plataforma SCADA SENSE en la Zona Oaxaca, se realizó un diagnóstico preliminar de compatibilidad con la plataforma destino **SurvalentONE**, la cual opera sobre **Microsoft Windows Server**. El propósito de este diagnóstico es identificar qué elementos de hardware y software pueden integrarse sin modificaciones mayores, cuáles requieren adaptaciones específicas y cuáles deben reemplazarse para asegurar una migración **eficiente, segura y funcional** [8].

2.6.1 Compatibilidad de dispositivos de campo

Una de las principales ventajas de SurvalentONE es su compatibilidad nativa con protocolos estándar del sector, incluyendo DNP3, Modbus RTU/TCP, IEC 60870-5-101/104 e IEC 61850 [10]. Este aspecto representa un beneficio directo para Oaxaca, ya que la mayoría de las UTR instaladas en subestaciones y postes operan actualmente bajo DNP3, lo que garantiza una alta interoperabilidad sin necesidad de reemplazo inmediato de equipos. No obstante, se han identificado casos puntuales de UTR tipo poste de la línea EPROSEC que utilizan variantes

personalizadas de DNP3, lo que puede requerir actualizaciones de firmware o ajustes en la configuración de puertos seriales con adaptadores compatibles. Estas acciones resultan necesarias para asegurar la integración plena con los controladores de SurvalentONE y evitar incompatibilidades funcionales.

2.6.2 Radios industriales y enlaces de comunicación

Los radios industriales empleados en la zona —Orbit MCR, GE MDS 4710/9710, Ripex 2 y 4— son compatibles con la topología actual de SurvalentONE, siempre que se mantenga la arquitectura maestro-esclavo [28]. Su operación en bandas de 400 a 1200 MHz permite conservar la infraestructura de RF existente, la cual ha sido registrada y validada ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT). Las pasarelas de comunicación, como Moxa y MiniGateway, podrán continuar utilizándose, aunque se requiere su correcta configuración con drivers compatibles en entorno Windows. No se anticipa la sustitución total de la infraestructura de RF, pero sí es recomendable realizar una actualización de firmware en radios para garantizar estabilidad y seguridad a largo plazo [31].

2.6.3 Servidores y entorno virtualizado

El sistema SENSE opera actualmente en un **Linux virtualizado**. Para la migración será necesario un entorno **Windows Server 2019 o superior**, con licenciamiento adecuado para la operación de SurvalentONE [5]. El diagnóstico técnico confirma que el hardware del servidor virtualizado (CPU, RAM, almacenamiento) cumple los **requisitos mínimos de despliegue inicial**, aunque se recomienda implementar una **arquitectura redundante** con almacenamiento distribuido y respaldos automáticos para alinear la infraestructura con los estándares modernos de resiliencia [5].

2.6.4 Interfaz gráfica y diagramas unifilares

Los diagramas unifilares utilizados en SENSE no pueden ser migrados directamente a SurvalentONE debido a diferencias en las plataformas gráficas. La herramienta STC Explorer

requiere que los diagramas sean rediseñados o exportados manualmente, empleando los existentes únicamente como referencia [6]. En la **Figura 16** se observa un ejemplo de esta estandarización aplicada a la telemetría en SurvalentONE, donde las variables analógicas y estados asociados a cada estación se organizan bajo una nomenclatura uniforme, facilitando su integración en los diagramas y garantizando consistencia en la operación.

The screenshot shows the STC Explorador interface. On the left, a tree view displays a hierarchy: Estaciones > Líneas de Comunicación > UTR's > Master IEDs > D3009 > Estados > Analógicos. The main window displays a table with the following data:

Estación	Nombre	Descripción	A.B.C.D	ID
D3009	EA_YSK009_0000	VFA	0.30.0.0	306456
D3009	EA_YSK009_0001	VFB	1.30.0.0	309607
D3009	EA_YSK009_0002	VFC	2.30.0.0	309608
D3009	EA_YSK009_0003	IA	3.30.0.0	309609
D3009	EA_YSK009_0004	IB	4.30.0.0	309610
D3009	EA_YSK009_0005	IC	5.30.0.0	309611
D3009	EA_YSK009_0006	KWA	6.30.0.0	309612
D3009	EA_YSK009_0007	KWB	7.30.0.0	309613
D3009	EA_YSK009_0008	KWC	8.30.0.0	309614
D3009	EA_YSK009_0009	KVARA	9.30.0.0	309615
D3009	EA_YSK009_0010	KVARB	10.30.0.0	309616
D3009	EA_YSK009_0011	KVARC	11.30.0.0	309617
D3009	EA_YSK009_0015	FRECUENCIA	15.30.0.0	309618

Figura 16 Vista en STC Explorador de la estandarización de datos de telemetría en SurvalentONE. [captura de pantalla]

2.6.5 Recursos humanos y capacitación

Un aspecto crítico identificado es la curva de adaptación del personal técnico. SENSA operaba en Linux y requería conocimientos específicos de consola y configuración manual. La transición hacia un entorno Windows con SurvalentONE exige una capacitación progresiva en las siguientes áreas:

- Administración de servidores Windows Server.
- Manejo de interfaces gráficas en STC Explorador.
- Configuración de estaciones y objetos lógicos.
- Monitoreo en tiempo real y gestión de alarmas en entorno Microsoft [10].

El diagnóstico operativo sugiere que el personal de la CFE en Oaxaca posee experiencia suficiente en operación SCADA, pero será necesario reforzar la capacitación para reducir la dependencia de personal externo y garantizar la autonomía operativa.

2.7 Comparativa de software SCADA internacionales

Con el fin de fundamentar la decisión de migración hacia una nueva plataforma de control, se realizó un análisis comparativo de distintos **sistemas SCADA de referencia internacional**. El objetivo de este ejercicio es identificar las características, ventajas y limitaciones de cada plataforma, contrastando su aplicabilidad con el contexto operativo de la **Zona Oaxaca**. El análisis se enfocó en cinco plataformas principales: **SurvalentONE**, **Siemens Spectrum Power**, **GE Digital Energy (Grid SCADA)**, **Schneider EcoStruxure DMS/ADMS** y **ABB MicroSCADA X**, plasmadas en la tabla 1.

Tabla 1 Características de las diversas plataformas propuestas [Autoría propia].

Plataforma	Arquitectura	Compatibilidad protocolos	Interfaz HMI	Redundancia/Ciberseguridad	Costo/Viabilidad
<i>SENSA</i>	Monolítica, 1 maestro	DNP3 básico	Tabular, estática	Sin redundancia ni parches	Bajo costo inicial, obsoleto
<i>SurvalentONE</i>	Distribuida, redundante	DNP3, Modbus, IEC 101/104, 61850	Dinámica, STC Explorer	Redundancia, RBAC, NERC-CIP	Balance costo/flexibilidad
<i>Siemens Spectrum</i>	Robusta, ADMS	IEC 61850 completo	Avanzada, GIS	Redundancia alta, ciberseguridad	Muy alto costo
<i>GE Digital</i>	Modular, ADMS	IEC, optimizado para GE	Moderna, flexible	Buena, dependiente del ecosistema	Limitada integración 3ros
<i>Schneider DMS</i>	Enfocada en ADMS	EC + DNP3	Muy intuitiva, GIS	Ciberseguridad sólida	Costosa, propietaria
<i>ABB MicroSCADA X</i>	Escalable, redundante	IEC amplio, transmisión+distrib.	Avanzada, mapas dinámicos	Muy alta confiabilidad	Costosa, curva de aprendizaje

Análisis comparativo

- **SurvalentONE** se presenta como la opción más **equilibrada** para la red de electricidad, al combinar compatibilidad con protocolos estándar del sector (DNP3, Modbus, IEC 60870, IEC 61850), arquitectura distribuida con redundancia, HMI flexible en STC Explorer y costos de implementación más accesibles que plataformas europeas [10].
- **Siemens Spectrum Power** destaca por su **robustez y capacidades ADMS**, con soporte completo para IEC 61850 y fuerte integración con sistemas GIS. Sin embargo, su alto costo de licenciamiento y complejidad de personalización lo hacen poco viable para redes regionales como Oaxaca.
- **GE Digital Energy (Grid SCADA)** ofrece modularidad y buena integración con equipos propios, pero su dependencia del ecosistema GE limita la flexibilidad cuando se busca integrar infraestructura heterogénea.
- **Schneider EcoStruxure DMS/ADMS** es reconocida por su **usabilidad y visualización avanzada**, integrando dashboards y analítica predictiva. No obstante, implica una inversión inicial alta y un modelo de licenciamiento propietario que incrementa los costos de sostenimiento.
- **ABB MicroSCADA X** es altamente confiable y escalable, con soporte integral a transmisión y distribución. Sin embargo, su curva de aprendizaje y costos elevados lo hacen menos competitivo frente a opciones como SurvalentONE.

El análisis evidencia que, aunque las plataformas de Siemens, GE, Schneider y ABB ofrecen funcionalidades avanzadas y alto nivel tecnológico, sus costos de implementación, licenciamiento y soporte limitan su adopción en contextos como Oaxaca.

Por el contrario, SurvalentONE equilibra interoperabilidad, escalabilidad y viabilidad económica, alineándose con los estándares internacionales de la IEEE y la IEC, así como con los lineamientos de la CFE en materia de modernización de sistemas SCADA.

2.8 Planificación de migración por etapas

La migración del sistema SCADA SENSEA hacia la plataforma **SurvalentONE** en la Zona Oaxaca no se ejecutó de forma abrupta, sino que se diseñó bajo un enfoque **escalonado, controlado y con supervisión dual**. Este método permitió validar progresivamente cada módulo del sistema, minimizar riesgos y asegurar que la operación eléctrica no se viera comprometida durante el proceso. La planificación estuvo sustentada en tres pilares:

1. **Continuidad operativa:** asegurar que, en todo momento, existiera al menos un sistema (SENSEA o SurvalentONE) en condiciones de operar la red.
2. **Validación incremental:** migrar por fases, priorizando nodos de menor criticidad antes de los dispositivos estratégicos.
3. **Estandarización:** documentar cada etapa con registros técnicos, configuraciones de base de datos y protocolos de operación revisados por la CFE [6].

Etapas 1: Diagnóstico de infraestructura y compatibilidad

En esta primera fase se realizó un levantamiento integral de la infraestructura actual, con el fin de conocer el **punto de partida real**.

- **Inventario de dispositivos activos:** se verificó la operatividad de las 22 UTR en subestaciones y los 146 equipos de red aérea (96 seccionadores y 50 restauradores).
- **Estado operativo de subestaciones virtualizadas:** se revisó la compatibilidad del hardware existente con el entorno SurvalentONE.
- **Compatibilidad de protocolos:** se evaluó la correcta operación con DNP3, identificando equipos que requerían actualización de firmware [9].
- **Hardware de virtualización:** análisis de los servidores físicos y virtuales disponibles, asegurando que cumplieran con los requisitos de Microsoft Windows Server 2019 en adelante [8].
- **Evaluación del rendimiento SENSEA:** identificación de los principales cuellos de botella (latencia, fallas en radios, diagramas desactualizados).

Gracias a Google Earth se pudo identificar de mejor manera los dispositivos que engloban toda la infraestructura de las redes de distribución eléctrica, como se muestra en la siguiente figura.



Figura 17 Ubicación real de la infraestructura de distribución [captura de pantalla].

Etapa 2: Configuración inicial del entorno Survalent

A partir de los hallazgos obtenidos en el diagnóstico, se llevó a cabo la preparación del entorno inicial en **SurvalentONE**, contemplando las siguientes acciones:

- Instalación del servidor virtualizado sobre **Windows Server 2019**.
- Configuración base de SurvalentONE, habilitando los módulos **STC Explorer** y **SmartVIEWS**.
- Carga de los primeros puntos SCADA con direccionamiento **DNP3** verificado.
- Validación de la comunicación con dispositivos de prueba (UTR en laboratorio).
- Capacitación inicial al personal operativo y técnico, enfocada en la navegación básica del entorno gráfico y en la interpretación de ventanas secundarias.

En la **Figura 18** se muestra la interfaz inicial del módulo **STC Explorer**, la cual constituye el punto de partida para la organización de estaciones, líneas de comunicación, UTRs e IEDs dentro de la base de datos de SurvalentONE. Desde este entorno vacío se planificó la incorporación progresiva de los puntos SCADA y la posterior integración de variables y diagramas unifilares.

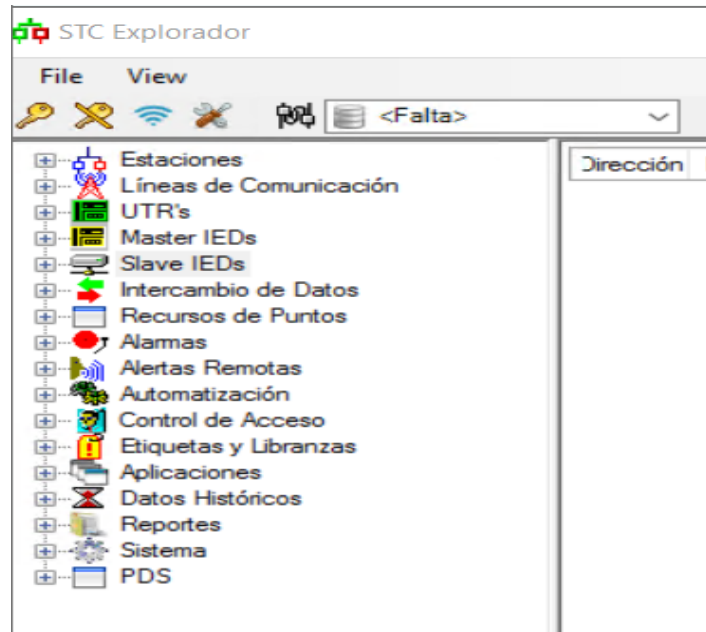


Figura 18 Interfaz inicial en STC Explorer utilizada para la configuración del entorno SurvalentONE. [captura de pantalla].

Etapa 3: Migración piloto de subestaciones

Para la primera migración controlada se seleccionó la **Subestación Etna**, considerada como **prueba piloto** debido a que cumple con las condiciones necesarias para validar el desempeño de la plataforma en un entorno real de operación. Esta elección permitió reducir riesgos y obtener resultados representativos sin comprometer la operación de zonas críticas.

Las actividades desarrolladas incluyeron:

- Construcción de **diagramas unifilares dinámicos** en SmartVIEWS.
- Vinculación de **variables analógicas y digitales** provenientes de la UTR instalada en la subestación.
- Ejecución de **pruebas en tiempo real**, como la supervisión de estados de interruptores, disparos de protecciones y energización de circuitos.
- Validación conjunta con técnicos de protecciones y control, revisando alarmas, registros de eventos y consistencia de maniobras.

En la **Figura 19** muestra el diagrama unifilar dinámico correspondiente a la **Subestación Etna**, donde es posible visualizar en tiempo real los estados de interruptores, transformadores, variables de corriente y tensión, así como las alarmas activas. Este escenario permitió comprobar la correcta integración de la base de datos y el comportamiento de la interfaz gráfica SmartVIEWS.

- **Verificar la consistencia topológica**, de modo que cada dispositivo coincida con la red registrada en SCADAWEB y en planos actualizados.

La **Tabla 2** muestra un extracto de la planeación, donde se observa la relación de dispositivos tipo poste organizados por **canal de comunicación**.

Tabla 2 Planeación de dispositivos tipo poste organizados por canal de comunicación y banda de frecuencia. [autoría propia].

No.	Subestación	Circuito	Dispositivo	Nombre	Canal	Banda
10	El Tule	TLE4025	YSK267	RAYSK267 ENTRADA TLALIXTAC FTE CAMPO	5	900MHz
19	El Tule	TLE4025	YSK266	RAYSK266 ENTRADA A TLALIXTAC	5	900MHz
35	Oaxaca Dos	TLE-4035	YSK265	RAYSK265 CRUCERO A TLALIXTAC	5	900MHz
41	Oaxaca Poniente	OAP4040	YSK163	RAYSK163 SAN JACINTO AMILPAS 20 NOV	5	400MHz
43	Oaxaca Poniente	OAP4010	YSK268	RAYSK268 AV MONTOYA FTE CASETA POLICIA	5	900MHz
49	Oaxaca Dos	OXD4120	YSK249	RAYSK249 HEROES DE CHAPULTE PEC	5	900MHz

Etapas 5: Transición operativa y retiro progresivo de SENSA

Finalmente, se inició la fase de transición plena:

- **Asignación operativa formal** de los dispositivos migrados al entorno SurvalentONE.
- **Operación dual SENSA–Survalent** durante un periodo de prueba, comparando eventos y alarmas.
- **Desconexión escalonada** de dispositivos de SENSA, priorizando los que ya habían sido verificados en Survalent.
- **Actualización de protocolos internos de operación** y documentación técnica.
- **Retiro progresivo de SENSA** como plataforma activa, quedando únicamente como respaldo pasivo de contingencia.

En síntesis, la estrategia de migración por etapas permitió garantizar la continuidad operativa de la red de distribución, evitando interrupciones en el suministro eléctrico gracias al mantenimiento de SENSA como respaldo activo durante todo el proceso. Este enfoque también redujo de manera significativa los riesgos técnicos y operativos, al validar de forma progresiva cada grupo de dispositivos antes de incorporarlos definitivamente al nuevo sistema.

Asimismo, la implementación gradual favoreció la adaptación del personal operativo y técnico, brindándoles una curva de aprendizaje en condiciones controladas y sin comprometer la estabilidad de la infraestructura. Finalmente, la documentación exhaustiva de cada fase fortaleció la trazabilidad del proyecto y proporcionó una metodología replicable para futuras migraciones en otras divisiones de la CFE, consolidando así una transición ordenada, segura y alineada con los estándares modernos de gestión de sistemas SCADA.

2.9 Gestión de riesgos y contingencias

Dada la naturaleza crítica de un sistema SCADA en la operación de redes de distribución eléctrica, la migración de SENSA a **SurvalentONE** implicó la necesidad de identificar, analizar y mitigar riesgos que pudieran comprometer la continuidad del servicio o la confiabilidad de la supervisión. Para ello, se elaboró un **plan integral de gestión de riesgos y contingencias**, orientado a anticipar posibles incidentes técnicos, operativos y humanos, así como a definir protocolos de respuesta en caso de fallas. Este plan se basó en las recomendaciones de la **IEEE Power & Energy Society** para proyectos de modernización de SCADA [5], en los lineamientos de la **CFE – LAPEM G0100-27** [1], y en experiencias documentadas de migraciones previas a plataformas como SurvalentONE [9].

2.9.1 Identificación de riesgos

Los riesgos detectados fueron clasificados en cinco categorías principales:

1. Riesgos técnicos.

- Fallas de comunicación entre dispositivos y el servidor Survalent.
- Incompatibilidades en direcciones DNP3 o mapeo de puntos SCADA.
- Pseudopuntos de diagnóstico incompletos o no reportados.
- Mal desempeño de radios antiguos (ej. MDS 4710) en condiciones de interferencia [31].

2. Riesgos operativos

- Maniobras ejecutadas desde diagramas no verificados.
- Alarmas mal configuradas que pudieran generar falsas interpretaciones.
- Errores en la actualización de la base de datos lógica durante la migración.

3. Riesgos humanos

- Resistencia al cambio del personal operativo, acostumbrado a SENSEA.
- Errores en la introducción de parámetros por falta de capacitación.
- Ejecución de acciones no autorizadas durante la etapa de transición

4. Riesgos de continuidad de servicio

- Interrupciones temporales en el monitoreo durante la migración.
- Acceso limitado a información crítica en periodos de pruebas.
- Retrasos en la atención de fallas debido a confusión entre interfaces (SENSEA vs. Survalent).

5. Riesgos de ciberseguridad

- Vulnerabilidades por uso de puertos abiertos en servidores.
- Riesgos de intrusión ante falta de autenticación robusta.
- Radios y gateways antiguos sin soporte de cifrado o autenticación [7].

2.9.2 Estrategias de mitigación

Para cada categoría de riesgo, se diseñaron medidas preventivas y correctivas:

- **Validación previa de compatibilidad:** pruebas de comunicación punto a punto en laboratorio antes de habilitar cada canal
- **Operación dual (SENSEA–Survalent):** supervisión paralela durante la migración, lo que permitió comparar alarmas y eventos en ambas plataformas.
- **Capacitación progresiva:** talleres prácticos para operadores y técnicos en el uso de STC Explorer y SmartVIEWS.
- **Control de accesos y roles (RBAC):** asignación jerárquica de permisos en SurvalentONE para evitar maniobras no autorizadas [5].
- **Respaldos automáticos:** snapshots de máquinas virtuales y bases de datos antes de cada etapa crítica.
- **Políticas de seguridad reforzadas:** cierre de puertos no utilizados, autenticación de usuarios, auditorías de acceso y segmentación VLAN para tráfico SCADA [7].

2.9.3 Plan de contingencia

En caso de que se presentara una falla crítica durante la migración, se estableció un protocolo de contingencia con los siguientes pasos:

1. **Reversión inmediata a SENSA**, el cual se mantuvo activo en paralelo hasta el final del proceso.
2. **Restauración de configuraciones previas** mediante snapshots⁷⁰ de máquina virtual.
3. **Notificación al personal de campo y centros de control**, con instrucciones de operación manual si fuera necesario.
4. **Registro y análisis forense** de la falla, documentando su causa, los equipos involucrados y la acción correctiva implementada antes de retomar la migración.

Este plan se alineó con los principios de continuidad de negocio definidos por la IEEE y los criterios de confiabilidad del suministro eléctrico [1].

*Capítulo 3 Diseño de configuración de red y
protocolos de comunicación.*

3. Diseño de configuración de red y protocolos de comunicación

3.1 Arquitectura propuesta para la red de comunicación SCADA

La arquitectura de comunicaciones que se plantea para la migración hacia la plataforma **SurvalentONE** en la zona Oaxaca no pretende reinventar la lógica de operación que durante más de dos décadas sostuvo SENSEA, sino ordenarla, estandarizarla y fortalecerla. Se mantiene el principio maestro–esclavo, probado como un esquema confiable para redes de distribución eléctrica, pero se introducen mejoras en documentación, organización de canales, medios de respaldo y monitoreo continuo.

Con este enfoque, el sistema no parte de cero: aprovecha los activos ya existentes —radios industriales, convertidores, UTR de subestación y tipo poste—, pero se integra a un entorno SCADA moderno, donde cada enlace está debidamente registrado, supervisado en tiempo real y soportado por configuraciones estandarizadas bajo los lineamientos de la **CFE (LAPEM G0100-27)** y las mejores prácticas de la **IEEE/IEC** en sistemas de automatización y telecomunicaciones

3.1.1 Red aérea de media tensión (UTR tipo poste)

La red aérea de Oaxaca está compuesta seccionadores telecontrolados y restauradores automáticos. La comunicación en esta capa de la red se mantiene **únicamente por radiofrecuencia (RF)**, ya que se trata de equipos distribuidos en zonas rurales y suburbanas donde no existe infraestructura de fibra óptica y donde la cobertura celular no garantiza estabilidad.

- **Esquema maestro–esclavo punto–multipunto:** desde la estación maestra ubicada en la **UCM Oaxaca**, el radio principal atiende a varios repetidores multipunto y estos, a su vez, abastecen a grupos de UTR tipo poste. Esta lógica permite cubrir amplias áreas geográficas con un único canal jerárquico.

- **Bandas de operación:** los radios Orbit, Ripex y MDS trabajan en **400–600 MHz** para zonas rurales (por su capacidad de penetración y alcance) y en **900–1200 MHz** en áreas suburbanas y urbanas, con menor interferencia y mayor densidad de dispositivos.
- **Repetidores estratégicos:** debido a la orografía de Oaxaca, caracterizada por serranías y valles, se instalan repetidores intermedios para asegurar la propagación de señal en tramos sin línea de vista.

El cambio clave respecto a SENSEA no está en la forma, sino en la **organización del sistema:**

- Cada canal RF queda **registrado ante el IFT** con su frecuencia, potencia EIRP⁶⁴, coordenadas de repetidores y nodos finales.
- Todos los dispositivos conectados a ese canal se documentan con dirección lógica única y nomenclatura estandarizada.
- La supervisión en tiempo real se habilita en **Survallent SmartVU**, que muestra la salud del enlace (latencia, errores, tasa de éxito) y alerta sobre degradaciones antes de que se conviertan en fallas críticas.

3.1.2 Subestaciones Eléctricas (UTR computarizada)

En las subestaciones eléctricas de la región se plantea un esquema mixto de comunicaciones, donde la fibra óptica opera como medio primario y la radiofrecuencia como respaldo.

- **Fibra óptica (enlace primario):** se emplea en nodos críticos y en los puntos donde existe infraestructura disponible, por su **alta capacidad de transmisión, baja latencia (<10 ms)** y **total inmunidad a interferencias electromagnéticas**.
- **Radiofrecuencia (enlace secundario):** se mantiene como canal de contingencia. Ante una falla en la fibra (corte accidental, daño en un switch, pérdida de energía en un nodo intermedio), la UTR conmuta automáticamente hacia su canal RF registrado, asegurando que la supervisión y el control remoto se mantengan disponibles.

El beneficio de este modelo es que cada UTR queda doblemente direccionada, lo cual permite que el sistema identifique de manera inequívoca si la comunicación proviene de fibra o de RF. En

términos prácticos, la operación únicamente cambia el puerto de entrada de la señal en el switch o servidor maestro:

- Cuando la comunicación llega por fibra, el puerto óptico del switch está activo.
- Cuando la comunicación proviene de radiofrecuencia, se activa el puerto Ethernet asociado al gateway RF.

De esta manera, no se modifica la lógica de supervisión ni la configuración de la UTR; únicamente se alterna el medio físico de transporte de la información. Este mecanismo, junto con la estandarización de direcciones y la documentación de enlaces, garantiza que cada subestación disponga de un plan de continuidad definido, eliminando la improvisación en contingencias y alineándose con las prácticas de redundancia recomendadas por CFE y IEEE [5]. En conclusión, la arquitectura de comunicaciones para SurvalentONE en Oaxaca se basa en los mismos principios de SENSEA, pero bajo un esquema **más robusto y estandarizado**:

3.2 Selección y análisis de protocolos (DNP3 versión actualizada)

El proceso de migración del sistema SCADA SENSEA a la plataforma SurvalentONE en la zona Oaxaca considera como prioridad mantener la compatibilidad con los dispositivos de campo existentes y, al mismo tiempo, fortalecer la confiabilidad de las comunicaciones. En este contexto, se confirmó la adopción del DNP3 (Distributed Network Protocol, IEEE 1815) como estándar de comunicación, dado que este protocolo ya está presente en la infraestructura operativa actual y es soportado de manera nativa por SurvalentONE.

a) Justificación de la elección de DNP3

El **DNP3** ha sido históricamente implementado en SENSEA y en los dispositivos de campo desplegados en Oaxaca: UTR en subestaciones, restauradores y seccionadores tipo poste, así como radios industriales. Esto garantiza que la transición hacia SurvalentONE pueda realizarse sin necesidad de reprocesar datos ni rediseñar la lógica de control. Además, SurvalentONE ofrece **capacidades avanzadas de soporte a DNP3**, como:

- Mapas de puntos personalizables, que permiten estructurar la información de acuerdo con las necesidades de operación.
- Jerarquización de eventos por prioridad (críticos, advertencias, informativos).
- Control maestro–esclavo tradicional, con múltiples esclavos por canal.
- Registro de eventos con **marcas de tiempo de alta precisión**, sincronizadas mediante NTP/GPS.
- Integración simultánea de canales seriales y TCP/IP dentro de una misma estación lógica, lo que favorece la coexistencia de equipos legados con equipos modernos.

La elección de DNP3 responde también a su **robustez y estandarización internacional**. Según la **IEEE Power & Energy Society**, el DNP3 es uno de los protocolos más confiables en redes eléctricas debido a su capacidad de operar bajo condiciones adversas, transmitir datos críticos por excepción y manejar clases de eventos con prioridad [7].

b) Implementación en campo

El modelo operativo mantiene la estructura **maestro–esclavo** con un maestro por canal y múltiples esclavos distribuidos en la red. En la práctica, esto significa:

- **UTR de subestación y de poste antiguas:** operan con puertos **RS-232/485**, por lo que requieren gateways serial–Ethernet (Moxa, MiniGateway).
- **Equipos modernos:** integran interfaz Ethernet y operan DNP3 directamente sobre **TCP/IP**.
- **Topología híbrida:** en algunos casos coexisten dispositivos seriales y TCP dentro del mismo canal lógico, todos administrados por la estación maestra de SurvalentONE.

Este modelo asegura que no sea necesario modificar el protocolo en los dispositivos existentes, lo que reduce riesgos y costos de migración.

c) Direccionamiento y migración de canales

Cada dispositivo en campo conserva una **dirección lógica DNP única**. Durante la transición:

- Se sustituyen los canales antiguos dedicados a SENSA por nuevos canales dedicados a SurvalentONE.
- Las direcciones existentes se mantienen, evitando conflictos y preservando la lógica operativa.
- En caso de migración paralela (dual running), las direcciones permiten identificar claramente qué canal pertenece a SENSA y cuál a SurvalentONE, garantizando continuidad en pruebas y operación.

Este esquema facilita también la **trazabilidad histórica**, ya que se conserva la correlación de puntos entre ambas plataformas.

d) Parámetros técnicos aplicados

Tabla 3 Características de puerto de Serie [autoría propia].

<i>Parámetro</i>	Valor aplicado
<i>Velocidad de puerto</i>	9600 / 19200 bps, según enlace y equipo
<i>Formato de datos</i>	8 bits, sin paridad, 1 bit de parada
<i>Tipo de comunicación</i>	Maestro–esclavo (tradicional)
<i>Codificación</i>	Binaria (IEEE 1815)
<i>Reporte de excepción (RBE)</i>	Habilitado para eventos críticos
<i>Protocolo en capa física</i>	Serial o TCP/IP, según dispositivo
<i>Conversión de serial a ethernet</i>	A través de dispositivos Moxa y MiniGateway

Estos parámetros garantizan la compatibilidad con equipos instalados desde hace más de una década, así como con dispositivos más recientes que ya soportan **DNP3/TCP nativo**.

e) Observaciones y limitaciones operativas

Durante las pruebas piloto se detectaron particularidades relevantes:

- Radios industriales antiguos (ej. GE MDS 4710) tienden a presentar bloqueos tras descargas atmosféricas, lo que interrumpe la transmisión de paquetes DNP3. Para mitigarlo, se recomienda actualizar firmware o reemplazarlos por modelos recientes (Ripex/Orbit).
- En SENSEA, el manejo de reportes por excepción (RBE) no era uniforme. En SurvalentONE se requiere mapear con precisión las banderas de calidad, alarmas y eventos digitales, para asegurar que los operadores reciban información confiable.
- Se identificó que algunos dispositivos legados requieren ajustes en tiempos de respuesta y configuraciones de timeout, a fin de evitar falsos positivos de desconexión.

A pesar de estas limitaciones, el diagnóstico general confirma que no existen conflictos mayores de compatibilidad. La migración es viable, siempre que las configuraciones sean previamente validadas en laboratorio y documentadas para cada canal.

3.3 Diseño de red para integración Survalent

El diseño de la red de comunicaciones bajo SurvalentONE en la Zona Oaxaca no plantea un cambio radical en los medios físicos de transmisión ya utilizados, sino una reorganización y estandarización de la infraestructura existente. El principio maestro–esclavo se mantiene como lógica fundamental, pero la nueva plataforma introduce mejoras en la gestión de canales, el diagnóstico de la calidad de los enlaces y la trazabilidad de los datos transmitidos.

La novedad está en que cada enlace queda formalmente documentado y supervisado en tiempo real, lo que permite que la red se gestione de manera proactiva y no reactiva, como ocurría en el sistema SENSEA.

3.3.1 Latencia y desempeño esperado

Las pruebas piloto realizadas durante la migración indican valores promedio de latencia entre **120 y 400 ms**, con una tolerancia máxima de **500 ms** en maniobras críticas, siempre que la tasa de respuesta supere el **98 %**.

La diferencia frente a SENSE es que ahora la **latencia se mide, registra y audita en tiempo real**, de forma que el operador puede anticipar la degradación de un canal antes de que provoque pérdida de comunicación. Radios antiguos, como los MDS 4710, mostraron bloqueos recurrentes bajo condiciones de tormenta, lo que evidenció la necesidad de actualizar firmware o sustituirlos por equipos más recientes.

3.3.2 Monitoreo en SurvalentONE

La mayor innovación del diseño de red no está en los medios físicos, sino en el **sistema de monitoreo integrado**. A través de la interfaz de diagnóstico y de herramientas como **SmartVU**, se pueden visualizar:

- El porcentaje de mensajes enviados y recibidos.
- El número de errores detectados en cada canal.
- La latencia individual de cada dispositivo.
- Alarmas específicas por caídas de enlace o timeouts.

Este nivel de visibilidad nunca existió en SENSE y constituye una diferencia crítica: la red ya no se trata como un “canal opaco”, sino como un sistema medible y auditable en todo momento.

3.4 Especificaciones para asegurar interoperabilidad entre dispositivos

Uno de los principales retos en la migración del sistema SCADA SENSEA hacia **SurvalentONE** es garantizar la **interoperabilidad plena entre los dispositivos de campo** ya instalados y la nueva plataforma.

La diversidad de marcas, generaciones tecnológicas y configuraciones instaladas en campo hace necesario implementar un **diseño de integración sólido**, que no solo **preserve la lógica operativa existente**, sino que también **establezca criterios técnicos uniformes y bien documentados**. De esta forma, se garantiza que todos los dispositivos, independientemente de sus diferencias, puedan comunicarse e interactuar de manera coherente y confiable con la nueva plataforma.

El objetivo es que cada **UTR de subestación, seccionador y restaurador en red aérea, radio industrial y gateway** mantenga comunicación confiable con la estación maestra, sin importar diferencias de hardware o firmware.

a) Validación de compatibilidad funcional

Durante la etapa de pruebas de integración se detectaron ciertos dispositivos que no respondían de forma consistente a los comandos de SurvalentONE. Particularmente, algunas **UTR heredadas de la línea EPROSEC⁷¹** mostraban bloqueos al generar eventos analógicos. La solución aplicada fue **restaurar los parámetros de fábrica** de esas unidades y reconfigurarlas desde cero, eliminando conflictos internos y asegurando su comunicación con SurvalentONE. Estas validaciones se realizaron directamente en **STC Explorer**, la herramienta gráfica de configuración, lo que permitió:

- Verificar la lectura de señales digitales y analógicas.
- Medir tiempos de respuesta del dispositivo.
- Confirmar la sincronización horaria de eventos.
- Validar que las alarmas se registraran correctamente en el canal correspondiente.

b) Asignación lógica y direccionamiento de puntos

Uno de los problemas más frecuentes en SENSA fue la **falta de un esquema estandarizado de numeración y nomenclatura**. Cada UTR presentaba una estructura propia de índices y puntos de medición, lo que generaba confusión y aumentaba la carga administrativa.

En SurvalentONE se definió un mapa lógico de asignación de puntos, que se realiza de forma individual y documentada por dispositivo como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4 Esquema lógico de SurvalentONE [autoría propia]

Tipo de punto	Descripción / Uso	Ejemplo de aplicación
Entradas digitales	Estados de interruptores, seccionadores, relevadores., protecciones y alarmas	Detección de apertura/cierre de un seccionador.
Entradas analógicas	Variables medidas con precisión: voltaje, corriente y frecuencia.	Monitoreo de 13.2 kV en tiempo real.
Salidas digitales	Solo asignadas a equipos con control remoto habilitado.	Ordenes de apertura de un interruptor tele controlado.

Con este esquema, cada punto tiene una **referencia única, clara y trazable**, lo que facilita la explotación de la información y elimina inconsistencias que en SENSA solo podían resolverse manualmente.

c) Pseudopuntos de diagnóstico y calidad de comunicación

Una de las mejoras introducidas es el uso de **pseudopuntos de diagnóstico** para cada canal y dispositivo, visibles en SurvalentONE. Estos puntos no son señales eléctricas del sistema, sino indicadores de la **salud de la comunicación**, tales como se muestra en la tabla 5:

Tabla 5 Pseudopuntos de diagnóstico SCADA [autoría propia]

Indicador	Descripción	Ejemplo de aplicación
<i>Mensajes transmitidos/recibidos</i>	Conteo total de paquetes enviados y recibidos por canal/dispositivo.	Verificar volumen de tráfico entre una UTR y la UCM.
<i>Porcentaje de éxito</i>	Relación entre mensajes recibidos correctamente y mensajes totales.	Identificar si un canal presenta pérdidas de más del 5%.
<i>Errores y paquetes descartados</i>	Número de tramas inválidas o rechazadas.	Detección de ruido o interferencia en radiofrecuencia.
<i>Desconexiones o timeouts</i>	Conteo de interrupciones en la sesión de comunicación.	Registrar caídas frecuentes en un repetidor de RF.
<i>Estado del canal</i>	Estado global: activo, degradado o en falla.	Confirmar que un enlace IP está degradado antes de que se pierda por completo.

Esto permite que el operador no solo vea si un seccionador está abierto o cerrado, sino también **con qué calidad está llegando esa información al SCADA**. En SENSEA, este nivel de detalle no estaba disponible.

d) Autonomía operativa y control supervisado

Al igual que en SENSEA, las **UTR y equipos de campo mantienen su lógica local** de operación en caso de pérdida de enlace con el SCADA. Esto asegura que un restaurador pueda reconectar automáticamente el servicio tras una falla transitoria, aun cuando la comunicación con la UCM esté caída.

La diferencia con SurvalentONE es que ahora estos estados se reflejan con **banderas de calidad y alarmas inteligentes**, de manera que el operador sabe si la maniobra fue ejecutada localmente, si hubo pérdida de enlace y en qué momento se recuperó la comunicación.

3.5 Evaluación de seguridad en la red SCADA

La ciberseguridad en sistemas SCADA ha pasado de ser un tema secundario para convertirse en un requisito estratégico. Durante más de dos décadas, SENSE operó sin incidentes mayores; sin embargo, su diseño se basa en versiones de Linux obsoletas, sin soporte de fabricante ni actualizaciones de seguridad [12]. Esto dejó expuesta la red a riesgos potenciales: accesos no autorizados, fallas en la trazabilidad de eventos y enlaces de comunicación no cifrados. La migración a **SurvalentONE** representa una oportunidad para **modernizar y robustecer la seguridad de la red SCADA**, integrando mecanismos de protección que cumplen con lineamientos internacionales como **NERC-CIP** y las recomendaciones de la **IEEE Standards Association** [9].

a) Vulnerabilidades del sistema SENSE

El diagnóstico del sistema anterior identificó las siguientes debilidades explicadas en la tabla 6

Tabla 6 Vulnerabilidades identificadas en SENSE [autoría propia]

Vulnerabilidad	Descripción	Ejemplo / Evidencia
Sistema operativo desactualizado	Linux sin soporte, sin parches ni actualizaciones.	Riesgo de explotación de vulnerabilidades conocidas.
Accesos sin diferenciación de roles	Operadores, administradores y soporte compartían credenciales genéricas.	Imposible determinar quién ejecutó una acción.
Conexiones sin cifrado	Comunicación entre estaciones y servidores en texto claro.	Susceptible a interceptación con herramientas básicas de red.
Radios industriales sin autenticación	Modelos antiguos transmitían sin seguridad en capa de enlace.	Exposición a interferencias y accesos indebidos.
Ausencia de trazabilidad	No se almacenaban bitácoras ni auditorías completas.	Dificultad para análisis forense o detección de malas prácticas.

Estas vulnerabilidades no generaron incidentes críticos documentados, pero constituyen un **riesgo latente** que debe eliminarse en la transición hacia la nueva plataforma.

b) Mejoras de seguridad con SurvalentONE

La nueva plataforma ofrece una serie de funcionalidades que permiten cerrar estas brechas como se muestra en la tabla 7

Tabla 7 Mejoras en seguridad con Survalent [autoría propia]

Área	Funcionalidad	Detalle	Beneficio
Control de accesos y privilegios (RBAC)	Roles diferenciados	Perfiles de operador, administrador y mantenimiento.	Evita uso de credenciales genéricas y asegura trazabilidad.
	Autenticación centralizada	Integración con políticas de contraseñas seguras.	Refuerza la seguridad de ingreso al sistema.
Auditoría y registro de eventos	Bitácoras completas	Accesos, maniobras, fallas y alarmas.	Registro histórico confiable.
	Exportación de registros	Compatible con análisis forense y normativas.	Cumplimiento regulatorio y transparencia.
Compatibilidad con DNP3 Secure	Soporte IEEE 1815-2012	Permite comunicación cifrada mediante TLS.	Migración gradual hacia enlaces seguros sin rediseño.
Segmentación de red y firewalls industriales	VLAN dedicadas	Separación de tráfico SCADA.	Aislamiento y control de flujos críticos.
	ACL y firewalls	Restricción de accesos no autorizados.	Seguridad perimetral fortalecida.
	DMZ	Servicios auxiliares como NTP, syslog y SIEM.	Minimiza riesgos de exposición externa.
Soporte y actualizaciones periódicas	Parches de seguridad	Actualizaciones continuas de Survalent.	Reducción de vulnerabilidades.
	Plan de mantenimiento	Actualización programada de firmware en radios y gateways.	Garantiza disponibilidad y estabilidad.

c) Seguridad en dispositivos de comunicación

Los radios industriales antiguos son uno de los puntos más vulnerables del sistema. El diagnóstico reveló que algunos modelos, como los **MDS 4710**, no poseen mecanismos nativos de cifrado ni autenticación.

Las medidas aplicadas incluyen:

- Sustitución progresiva por radios modernos (Orbit, Ripex) con soporte de cifrado y recuperación automática tras fallas electromagnéticas.
- Configuración de autenticación por **MAC⁶⁵/IP⁶⁶** en los equipos conectados vía Ethernet.
- Segmentación de canales de prueba e integración, evitando que fallos experimentales afecten a la red principal.

d) Proyecciones de seguridad futura

La arquitectura de SurvalentONE permite escalar la seguridad conforme evolucionen los requerimientos regulatorios y corporativos. Entre las acciones proyectadas se encuentran:

- Implementación gradual de **DNP3 Secure/TLS⁶⁷** en los canales más críticos.
- Integración con plataformas **SIEM (Security Information and Event Management)** corporativas, para correlacionar eventos SCADA con seguridad informática global.
- Evaluación periódica de vulnerabilidades en los dispositivos de campo y la red de comunicaciones.
- Adopción de esquemas de **ciberseguridad predictiva**, basados en inteligencia artificial para anticipar anomalías de comunicación.

El sistema SENSEA presentaba limitaciones críticas en materia de ciberseguridad derivadas de la desaparición de la empresa desarrolladora, lo que impidió la liberación de parches, actualizaciones y mejoras en sus mecanismos de protección. Esta condición imposibilitaba la implementación de controles básicos como la diferenciación de accesos o el cifrado de enlaces de comunicación, generando vulnerabilidades que comprometían la confiabilidad del sistema. Dichos factores constituyeron razones suficientes para optar por la migración hacia una plataforma más segura y con soporte vigente. En este sentido, SurvalentONE ofrece un entorno con mayores garantías al incorporar:

- **Seguridad en capas** (red, servidor, aplicación y usuario).
- **Compatibilidad con estándares internacionales** como NERC-CIP e IEEE 1815.

- **Escalabilidad futura** hacia canales cifrados y esquemas de monitoreo centralizado con SIEM.

De esta forma, la nueva plataforma no solo asegura la continuidad operativa de la red, sino también la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la información crítica, aspectos indispensables para consolidar la seguridad de la infraestructura de distribución eléctrica.

3.6 Riesgos técnicos detectados y medidas correctivas

Durante la fase de migración del sistema SCADA SENSA hacia la plataforma **SurvalentONE**, se identificaron diversos **riesgos técnicos** que podían comprometer la continuidad operativa, la integridad de los datos o la confiabilidad de las comunicaciones. Estos hallazgos resultan fundamentales, ya que permiten **anticipar problemas, documentarlos y aplicar medidas correctivas**, asegurando que la transición se realice sin pérdida de supervisión ni control.

a) Fallas en el enlace de comunicación

Se detectaron casos en los que algunas **UTR no se enlazaban correctamente** al canal configurado en SurvalentONE. El problema se debía a **configuraciones internas defectuosas**, en particular en la programación de eventos analógicos, que impedían la correcta transmisión de señales.

- **Medida correctiva aplicada:** se restauraron los parámetros de fábrica en las UTR afectadas y se reprogramaron los eventos críticos. Posteriormente se verificó la compatibilidad mediante pruebas en **STC Explorer**, garantizando comunicación estable.

b) Inestabilidad en radios industriales antiguos

Modelos de radios como los **GE MDS 4710**, instalados desde la operación con SENSA, presentaban **bloqueos recurrentes** tras descargas atmosféricas o picos de interferencia electromagnética. Esta condición generaba interrupciones temporales en la comunicación SCADA, especialmente en canales con repetidores encadenados.

- **Medida correctiva aplicada:** se sustituyeron radios obsoletos por modelos más recientes (Orbit, Ripex) con mayor capacidad de filtrado y recuperación automática. En radios que se mantuvieron operativos, se documentaron procedimientos de programación de **watchdogs**⁶⁸, para forzar su reinicio en caso de bloqueo.

c) Incompatibilidad de parámetros en dispositivos

Algunos dispositivos, en especial **UTR de diferentes generaciones y fabricantes**, presentaban discrepancias en el mapeo de señales analógicas y digitales, debido a **lógicas internas distintas o firmware propietario**.

- **Medida correctiva aplicada:** se creó una **base de datos personalizada de puntos por dispositivo**, verificando manualmente cada entrada, salida y alarma en campo. Con esta estrategia se evitó depender de plantillas genéricas y se aseguró que cada equipo respondiera de manera confiable.

d) Problemas con direccionamiento y pseudo puntos

En ciertos equipos, los **pseudo puntos de diagnóstico** (latencia, mensajes recibidos, errores de transmisión, timpos fuera) no reportaban todos los valores requeridos por SurvalentONE. Esto generaba alarmas falsas de comunicación o la ausencia de alertas en fallas reales.

- **Medida correctiva aplicada:** se ajustaron las reglas de lectura en STC Explorer y se actualizaron los firmwares de los equipos afectados, lo que permitió recuperar la lectura completa de los pseudo puntos y asegurar el monitoreo en tiempo real de la calidad de comunicación.

e) Latencias superiores a lo esperado

En algunas rutas de comunicación, especialmente en aquellas con radios encadenados o múltiples saltos intermedios, se registraron **latencias superiores a 500 ms**, superando el límite aceptado para maniobras críticas.

- **Medida correctiva aplicada:** se reconfiguraron rutas de comunicación, se reubicaron antenas en sitios críticos y se estableció priorización de paquetes DNP3 en canales congestionados. Con ello, la latencia promedio se redujo a valores entre 120 y 400 ms, dentro de los márgenes aceptados.

El análisis de riesgos técnicos permitió evidenciar que gran parte de los problemas estaban relacionados con **equipos ligados y configuraciones heredadas de SENSA**. Al aplicar medidas correctivas inmediatas —restauraciones, reprogramaciones, sustitución selectiva de equipos y ajustes en configuraciones— se logró estabilizar la operación y garantizar la confiabilidad de la red bajo SurvalentONE.

Capítulo 4 Implementación de la migración.

4. Implementación de la migración

La implementación de la migración del sistema SCADA SENSEA hacia la plataforma SurvalentONE representó un proceso de transición tecnológica y operativa que va más allá de sustituir un software: buscó optimizar la supervisión, el control y la gestión integral de la red eléctrica en la Zona Oaxaca. Este proyecto adquiere especial relevancia dentro de la CFE, ya que posiciona a la región como una de las primeras en modernizar su UCM hacia un entorno Microsoft, generando un modelo replicable para otras zonas que aún operan con plataformas heredadas o con limitaciones de actualización, latencia y mantenimiento. La ejecución requirió una coordinación directa con el jefe de oficina y el técnico de la Especialidad de Control, responsables de administrar las licencias, validar modificaciones y garantizar la integridad operativa de la UCM. Control actúa como el eje que integra comunicaciones, alarmas, protecciones y comportamiento de dispositivos, por lo que toda implementación debe realizarse bajo su supervisión para asegurar continuidad, seguridad y coherencia técnica.

4.1 Adaptación de dispositivos telecontrolados

En SurvalentONE, en cambio, cada dispositivo se incorpora al sistema mediante tres capas complementarias:

1. **Representación gráfica estandarizada**

Se emplean los símbolos eléctricos normalizados de la biblioteca de Survalent y los lineamientos internos de la distribución eléctrica para asegurar uniformidad y claridad [26].

2. **Vinculación con la base de datos SCADA**

Cada símbolo se enlaza con su respectivo objeto DNP3 o IEC en la base de datos. Esto permite que los diagramas no solo “ilustren” un equipo, sino que reflejen en tiempo real su condición operativa: abierto/cerrado, normal/falla, energizado/des energizado [9].

3. **Visualización dinámica y detallada**

Cada dispositivo cuenta con **ventanas secundarias** que despliegan información analógica y digital en tiempo real: voltajes, corrientes, frecuencia, potencias activa y reactiva, eventos de apertura y cierre, disparos de protección, alarmas y diagnósticos de comunicación [6].

4.2 Etapas del proceso de adaptación

El proceso de adaptación de los **168 dispositivos** de la zona Oaxaca se realizó de manera sistemática y controlada en varias fases, asegurando que cada paso estuviera documentado y verificado:

1. Diagnóstico y validación de información existente

Se revisaron todos los diagramas SENSA, comparándolos con los registros de SCADAWEB, reportes de construcción y levantamientos de campo. Este ejercicio permitió identificar equipos duplicados, dispositivos obsoletos y elementos que no estaban representados gráficamente.

2. Estandarización gráfica y simbología

Se definieron convenciones gráficas basadas en la biblioteca de símbolos eléctricos de Survalent y en las guías de la CFE [28]. Por ejemplo:

- Transformadores representados con íconos diferenciados por nivel de tensión.
- Restauradores asignados con símbolos propios (no genéricos como en SENSA).
- Seccionadores graficados con cuchillas estandarizadas para uniformidad.

3. Mapeo de puntos SCADA y asignación DNP3

Cada elemento gráfico se vinculó con un objeto lógico en la base SCADA. Esto incluyó:

- Variables analógicas: tensión, corriente, potencia activa/reactiva, frecuencia.
- Variables digitales: estados de interruptores, alarmas, disparos.
- Pseudopuntos de diagnóstico: calidad de comunicación, mensajes recibidos, timeouts.

El mapeo se realizó bajo la norma **IEEE 1815 (DNP3)**, garantizando consistencia en la lectura y escritura de datos [5].

4. Construcción gráfica en SmartVIEWS

Se diseñaron diagramas en el entorno gráfico SmartVIEWS, con **navegación jerárquica** (visión general → subestación → circuito → dispositivo individual). Este esquema modular permite que el operador pueda pasar de un plano macro a un punto crítico en segundos.

5. Verificación funcional y pruebas de simulación

Cada esquema se sometió a pruebas en laboratorio y posteriormente en condiciones reales. Se validó que los eventos ocurridos en campo, por ejemplo, apertura de un seccionador, coincidieran con lo representado en el diagrama. Además, se probaron las alarmas de comunicación y las maniobras remotas.

4.3 Pruebas funcionales: apertura/ cierre de interruptores, monitoreo de alarmas y lectura de variables

Las pruebas funcionales fueron el primer paso de la implementación y tuvieron como propósito contrastar la operación en campo entre SENSA y SurvalentONE bajo maniobras reales. Se evaluaron tres aspectos clave: maniobras de apertura y cierre de interruptores, monitoreo de alarmas y lectura de variables en tiempo real.

4.3.1 Apertura y cierre de interruptores

- En **SENSA**, las maniobras telecontroladas eran operativas, pero con **latencias inestables**. El retardo de hasta 10 segundos entre la ejecución en campo y la actualización en pantalla generaba incertidumbre en el operador, obligando a confirmaciones adicionales o al uso de redundancias manuales.
- En **SurvalentONE**, los cambios de estado se reflejan en menos de **3 segundos**, con confirmación visual inmediata mediante **colores dinámicos y animaciones gráficas como se muestra en la figura 20**. El registro automático de cada maniobra en la bitácora SCADA con timestamp permite trazabilidad y reduce la probabilidad de errores de interpretación [5].

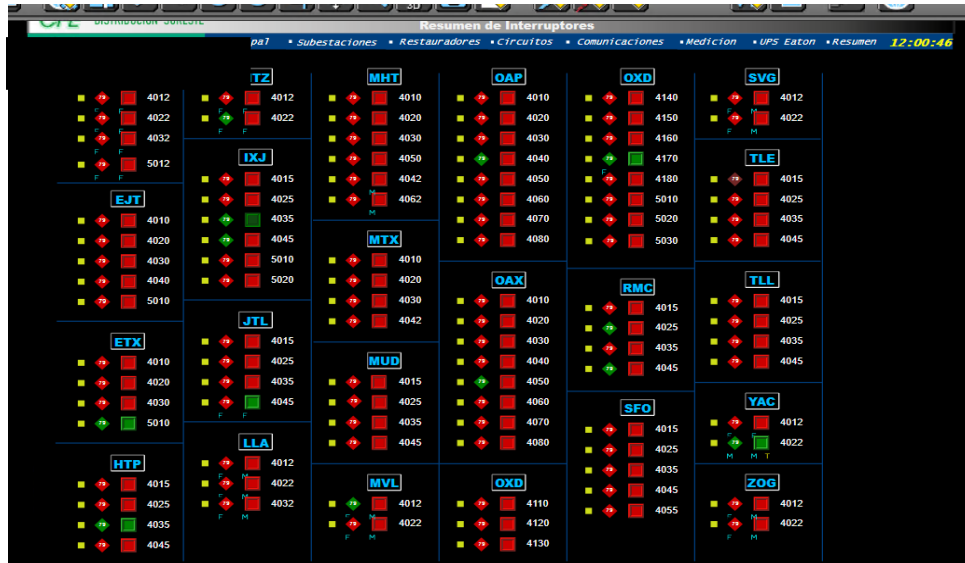


Figura 20 Menú principal de Survalent Oaxaca [captura de pantalla]

4.3.2 Monitoreo de alarmas

Como resultado de la migración, la **gestión de alarmas** se fortaleció mediante la incorporación de un **panel interactivo** que organiza los eventos con filtros avanzados por **tipo, severidad, zona geográfica y marca temporal (timestamp)**. Esta estructura permite al operador priorizar incidentes de acuerdo con su criticidad y disminuir de forma considerable el riesgo de omitir fallas relevantes durante escenarios de contingencia. El nuevo entorno integra además **ventanas emergentes** para alarmas de alta prioridad, acompañadas de **alertas sonoras configurables** que aseguran la detección inmediata incluso cuando el operador se encuentra atendiendo otras funciones. Adicionalmente, se habilitó el **envío de notificaciones automáticas por correo electrónico** al personal responsable, lo que garantiza continuidad en la atención aun fuera del centro de control o durante los relevos de turno.

Este enfoque responde a las recomendaciones de la **IEEE Power & Energy Society**, que subraya la necesidad de **jerarquizar, agrupar y clasificar alarmas** en sistemas de infraestructura crítica. Tales lineamientos buscan evitar la saturación de los operadores frente a cascadas de eventos y promueven un entorno operativo más seguro, reduciendo la carga cognitiva en condiciones de presión. En conjunto, estas capacidades representan una mejora significativa respecto al sistema anterior, donde la información se desplegaba únicamente en listados planos y cronológicos sin

mecanismos de priorización. Con la migración, la operación se beneficia de un esquema de alarmas más confiable, estructurado e intuitivo, que incrementa la seguridad y la eficiencia en la supervisión de la red de distribución.

4.3.3 Lectura de variables

La implementación del nuevo sistema permitió habilitar **ventanas secundarias de monitoreo individual por dispositivo**, donde se concentran en tiempo real tanto variables analógicas como digitales. En estas interfaces, el operador puede observar valores de corriente, voltaje, potencia activa y reactiva, frecuencia y factor de potencia, además de indicadores asociados a fallas, disparos o bloqueos de interruptores. Asimismo, se incluyen contadores de eventos y estados de operación que facilitan el diagnóstico inmediato de la condición del equipo. En la Figura 21 se muestra la pantalla de supervisión de un restaurador en operación, donde se despliega la totalidad de parámetros eléctricos junto con su simbología asociada. Este entorno permite un análisis más preciso del comportamiento de los dispositivos y constituye un avance respecto a los diagramas estáticos tradicionales, al integrar información dinámica y configurable que respalda la toma de decisiones en campo y en el centro de control.



Figura 21 Interfaz de Diagrama único de dispositivo EPROSEC en Survalent para mayor comprensión visitar anexo E [captura de pantalla]

4.4 Medición de tiempos de respuesta y confiabilidad operativa.

Uno de los aspectos más relevantes al comparar plataformas SCADA es su capacidad de respuesta frente a eventos de red y su confiabilidad operativa a largo plazo. En el caso de la migración desde SENSE a Survalent, se realizaron pruebas controladas y análisis de desempeño que permitieron cuantificar las mejoras alcanzadas.

4.4.1 Tiempos de respuesta

Los tiempos de respuesta fueron medidos considerando el intervalo entre la ejecución de un evento en campo y su reflejo en la interfaz SCADA. Las pruebas incluyeron:

- Activación de alarmas digitales (fallas, disparos, reconexiones).
- Cambios de estado en interruptores y seccionadores.
- Variaciones en variables analógicas críticas como voltaje y temperatura.

Resultados observados muestra en la tabla 8:

Tabla 8 Tiempos de respuesta [Autoría propia]

Prueba	SENSE	Survalent
Alarma digital reflejada	5 - 12 s	1 - 2.5 s
Cambio de estado de interruptor	7 - 10 s	2 - 3 s
Lectura de variable analógica	6 - 15 s	< 3 s

En SENSE, las variaciones de tiempo estaban asociadas al rendimiento del servidor y a la carga del canal de comunicación. En cambio, Survalent demostró **una latencia más estable y baja**, debido a su arquitectura optimizada, uso eficiente del protocolo DNP3 y procesamiento en entorno virtualizado. Para reforzar los resultados obtenidos, se realizaron pruebas de conectividad directa hacia la UCM de Survalent mediante comandos de diagnóstico *ping*. En la **Figura 22** se observa la respuesta promedio de la comunicación, con tiempos mínimos de 166 ms, máximos de 272 ms y un promedio de 215 ms, sin pérdidas de paquetes. Estos resultados confirman la estabilidad del canal de comunicación y la capacidad de Survalent para mantener una latencia reducida y

constante, condición indispensable para la actualización en tiempo real de eventos y variables críticas en la red de distribución.

```

C:\Users\Administrador.WIN-TB507NIVDKD>ping 10.244.83.13
Haciendo ping a 10.244.83.13 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.244.83.13: bytes=32 tiempo=514ms TTL=56
Tiempo de espera agotado para esta solicitud.
Tiempo de espera agotado para esta solicitud.
Respuesta desde 10.244.83.13: bytes=32 tiempo=170ms TTL=56

Estadísticas de ping para 10.244.83.13:
Paquetes: enviados = 4, recibidos = 2, perdidos = 2
(50% perdidos),
Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
Mínimo = 170ms, Máximo = 514ms, Media = 342ms

C:\Users\Administrador.WIN-TB507NIVDKD>ping 10.244.83.16
Haciendo ping a 10.244.83.16 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.244.83.16: bytes=32 tiempo=254ms TTL=56
Respuesta desde 10.244.83.16: bytes=32 tiempo=169ms TTL=56
Respuesta desde 10.244.83.16: bytes=32 tiempo=272ms TTL=56
Respuesta desde 10.244.83.16: bytes=32 tiempo=166ms TTL=56

Estadísticas de ping para 10.244.83.16:
Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
(0% perdidos),
Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
Mínimo = 166ms, Máximo = 272ms, Media = 215ms

C:\Users\Administrador.WIN-TB507NIVDKD>s_

```

Figura 22 Evidencia de conectividad y latencia de comunicación con la UCM de Survalent (prueba de ping). [captura de pantalla]

4.4.2 Confiabilidad operativa

Más allá de los tiempos de respuesta, otro factor crítico en un SCADA es la confiabilidad a largo plazo. Durante los últimos años de SENSA se registraron eventos recurrentes de:

- Bloqueo del sistema por sobrecarga de registros históricos.
- Necesidad de reinicios manuales cada vez que se agregaba un dispositivo nuevo.
- Interrupciones en el monitoreo al entrar en “modo suspensión” del servidor.
- Visualización parcial de alarmas cuando ocurrían múltiples eventos simultáneos.

En contraste, SurvalentONE ha demostrado:

- Operación continua 24/7, sin bloqueos del servidor.
- Respaldos automáticos y balanceo de carga, que evitan saturación de procesos.
- Gestión distribuida de estaciones, lo que permite segmentar la base de datos y reducir riesgos.
- Mayor tolerancia a alarmas simultáneas, con capacidad de registrar y mostrar en tiempo real eventos concurrentes de distinta naturaleza.

4.5 Usabilidad e interfaz gráfica

El nivel de usabilidad y la calidad de la interfaz gráfica son factores determinantes en la eficiencia operativa de cualquier sistema SCADA. Una plataforma que facilite la navegación, visualización y ejecución de acciones críticas puede reducir errores humanos, acortar los tiempos de reacción y mejorar el rendimiento del personal operativo.

4.5.1 Interfaz de Survalent

La migración permitió incorporar una **interfaz gráfica moderna, altamente personalizable y construida bajo el entorno SmartVIEWS**, que posibilita la creación de representaciones visuales interactivas de la red eléctrica como se muestra en las siguientes figuras. A diferencia de la rigidez que caracterizaba al sistema anterior, ahora es posible disponer de pantallas dinámicas que se adaptan a las necesidades operativas del centro de control.

Las principales mejoras observadas incluyen:

- **Ventanas independientes por estación:** cada subestación o dispositivo telecontrolado puede visualizarse en un entorno gráfico propio, con sus variables asociadas, alarmas específicas y un control directo de sus elementos principales.

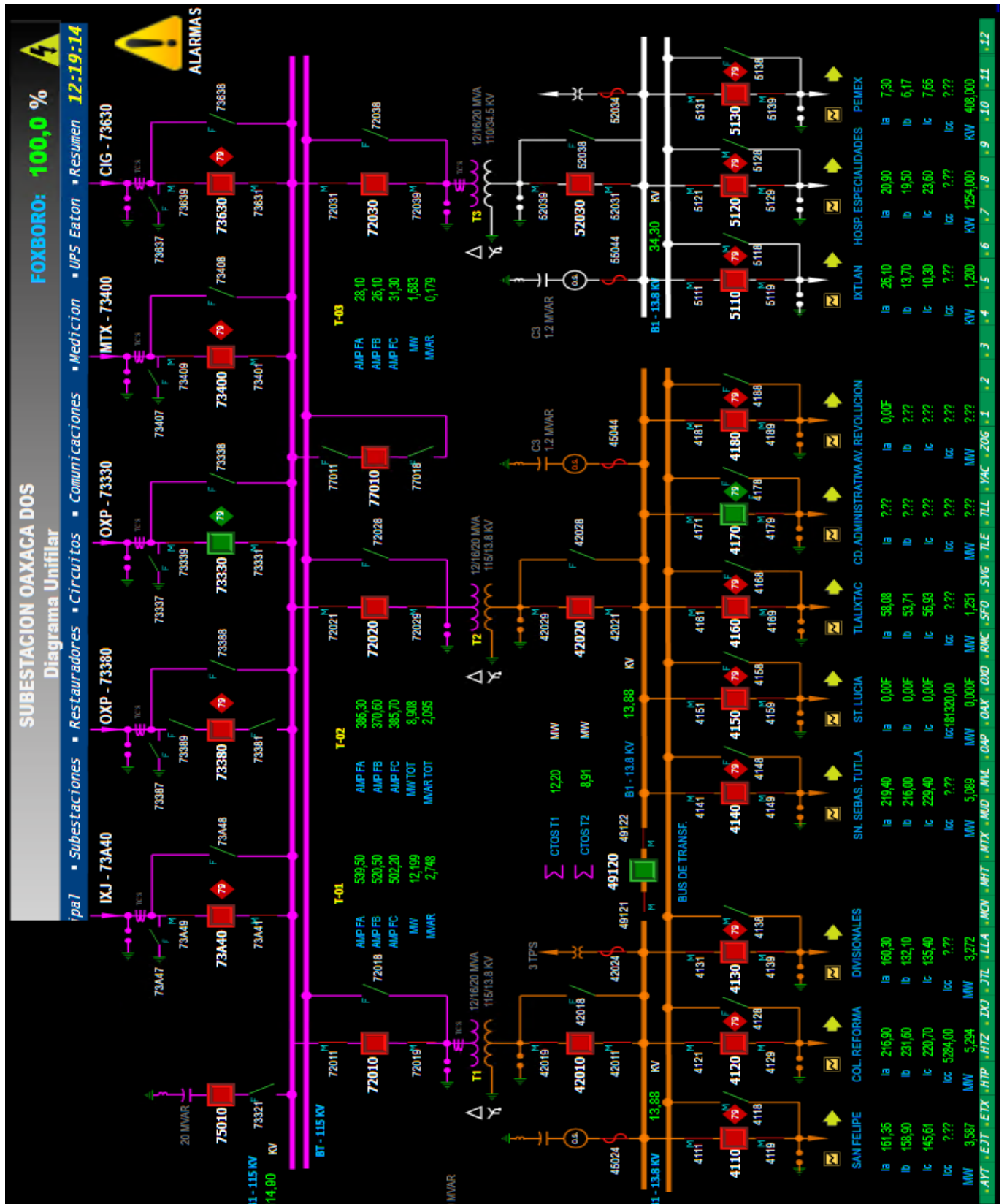


Figura 23 Diagrama Unifilar de subestación UCM Survalent, para mayor comprensión visitar anexo A [captura de pantalla]

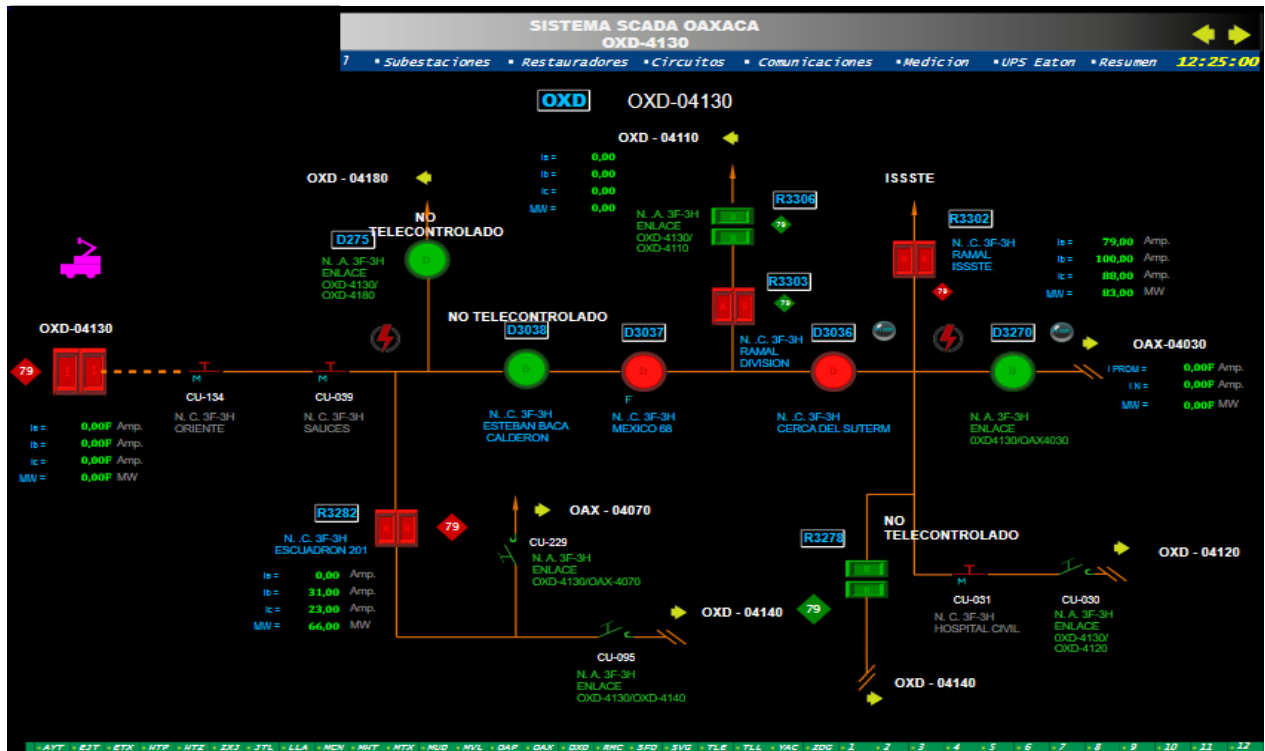


Figura 24 Circuito de distribución para mayor comprensión visitar anexo B [captura de pantalla]

- Elementos dinámicos e intuitivos: interruptores, restauradores y seccionadores cambian de color y forma en función de su estado (abierto/cerrado, normal/falla), lo que permite al operador identificar condiciones críticas con una lectura rápida.
- **Zoom interactivo y navegación fluida en diagramas unifilares:** se puede recorrer toda la red desde una vista general hasta el detalle de un solo dispositivo sin necesidad de cambiar de menú o abrir ventanas adicionales
- **Paneles de alarmas con filtros configurables:** permiten clasificar los eventos por zona, tipo, prioridad y timestamp, lo que facilita una atención más ordenada y reduce la saturación de información en escenarios de contingencia.
- **Compatibilidad con visualización de tendencias:** la interfaz ofrece curvas gráficas de voltaje, corriente, frecuencia o temperatura, tanto en tiempo real como en históricos, lo que contribuye a un análisis preventivo y a la toma de decisiones fundamentadas.

Estas mejoras dotan al operador de un entorno más claro, flexible y eficiente, reduciendo el cansancio visual y aumentando la **velocidad de respuesta** frente a incidentes. En conjunto, la nueva interfaz fortalece la confiabilidad operativa de la red de distribución al integrar supervisión, análisis y control en un mismo entorno gráfico.

4.5.2 Comparación general

Con el fin de contrastar las diferencias más relevantes entre las plataformas SENSEA y SurvalentONE, se elaboró la tabla 9 que reúne los aspectos principales de sus interfaces gráficas. Esta comparación se centra en el diseño, la gestión de alarmas, la navegación, la personalización, la representación de dispositivos y la curva de aprendizaje observada en ambas plataformas.

Tabla 9 Comparativa de interfaces [Autoría propia]

Características	SENSEA	Survalent
Diseño de interfaz	Estático, basado en listas	Dinámico, basado en gráficos
Alarmas	Lista básica sin filtros	Panel interactivo con filtros
Navegación entre dispositivos	Por canal, poco intuitiva	Por estación lógica o circuito
Personalización de ventanas	Limitada	Alta, con asignación de widgets
Representación de dispositivos	Iconos simples, no animados	Símbolos dinámicos con respuesta
Curva de aprendizaje	Lenta	Rápida con interfaz intuitiva

4.6 Seguridad, mantenimiento y soporte técnico

La estabilidad de un sistema SCADA no depende únicamente de su funcionalidad en operación, sino también de su robustez en materia de seguridad informática, su facilidad de mantenimiento y el acceso a soporte técnico especializado. Este apartado evalúa dichas capacidades comparando el

sistema SENSA con la plataforma Survalent actualmente implementada. La plataforma SurvalentONE funciona sobre entornos Windows Server modernos, lo que permite implementar:

- Autenticación por niveles de usuario, con permisos definidos para lectura, operación y configuración.
- Protocolos de comunicación cifrada (TLS, VPN corporativas), protegiendo los datos en tránsito entre el servidor SCADA y los dispositivos.
- Integración con antivirus corporativo y políticas de dominio en redes de CFE, fortaleciendo la defensa ante amenazas externas.

Estas medidas permiten cumplir con estándares actuales de ciberseguridad aplicados a infraestructuras críticas.

4.6.1 Mantenimiento

Survalent ofrece un esquema de mantenimiento más robusto:

- Backups programados con snapshots del sistema.
- Registro automático de logs de errores, eventos y fallos de comunicación.
- Posibilidad de actualizar variables y esquemas sin reiniciar la plataforma.
- Herramientas de diagnóstico y monitoreo de salud del servidor en tiempo real.

Esto ha permitido reducir significativamente el tiempo de inactividad y la dependencia del área de soporte en intervenciones menores.

4.6.2 Soporte técnico

En el caso de SENSA, al tratarse de una plataforma en desuso y sin actualizaciones comerciales, la atención a fallas se resolvía exclusivamente con personal interno o mediante soluciones empíricas. Esto dificultaba la resolución de problemas complejos o la integración de nuevas tecnologías. Survalent cuenta con soporte oficial, manuales actualizados, y una red de integradores autorizados. Además, CFE ha desarrollado capacitación interna con base en esta plataforma, lo que reduce la curva de dependencia externa y fortalece el conocimiento técnico interno.

Capítulo 5 Discusión de resultados

5 Discusión de resultados

5.1 Evaluación bajo condiciones reales de operación

La validación final de la plataforma SurvalentONE en la Zona Oaxaca se realizó en condiciones reales de operación, con el sistema en uso continuo por el personal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El periodo de evaluación comprendió tres meses de operación ininterrumpida, durante los cuales no se recurrió a simulaciones ni escenarios de laboratorio, sino a la operación diaria de la red eléctrica de distribución.

El propósito de esta fase fue determinar si la plataforma implementada era capaz de responder con estabilidad, eficiencia y confiabilidad frente a la dinámica real del servicio eléctrico, y si las mejoras prometidas en diseño e implementación se materializaban en métricas tangibles y en una mejor experiencia operativa en comparación con el sistema anterior (SENSA).

El sistema fue utilizado en los turnos regulares del personal de operación y monitoreo. Las pruebas incluyeron la supervisión de las siguientes tareas críticas:

- Actualización en tiempo real de eventos digitales y analógicos.
- Navegación jerárquica entre estaciones y dispositivos, visualizando diagramas unifilares dinámicos.
- Gestión de alarmas, con priorización y confirmación automática.
- Ejecución de maniobras planificadas de apertura, cierre y transferencia de carga.
- Análisis de tendencias de variables clave (tensión, corriente, frecuencia) a través de visores inteligentes.

Durante este periodo, SurvalentONE no presentó bloqueos ni caídas de sistema, mantuvo un comportamiento fluido y estable y ofreció una navegación gráfica clara para la localización de eventos. En contraste, SENSA solía mostrar ventanas congeladas, latencias variables y limitaciones en la identificación precisa del origen de las fallas.

Este resultado evidenció que SurvalentONE reduce la carga cognitiva sobre los operadores, lo que se traduce en una menor probabilidad de error humano durante maniobras críticas, algo señalado por la literatura como un factor clave en la operación segura de infraestructuras críticas. Una muestra clara de esta mejora se refleja en el **índice PDI de la Zona Oaxaca**, donde se observó un incremento de 95.43 en junio de 2025 a 100.00 en septiembre de 2025, superando consistentemente la meta establecida de 90.

Las **Figuras 25 y 26** ilustran esta evolución, evidenciando que la implementación de SurvalentONE no solo mejoró la confiabilidad de la operación, sino también la capacidad de mantener los equipos de protección y seccionamiento con un desempeño óptimo.



Figura 25 PDI equipos de protección y seccionamiento en el mes de junio [autoría propia].

Cabe destacar que los datos que alimentan y sustentan este recurso visual son expuestos a nivel divisional y provienen de la plataforma interna **SCADAWEB** de la Comisión Federal de Electricidad. Esta herramienta de uso restringido concentra la información operativa y de desempeño de los equipos de protección y seccionamiento, permitiendo que las métricas mostradas en las figuras representen una fuente oficial y confiable para evaluar la evolución de la Zona Oaxaca.

PDI EPROSEC SEPTIEMBRE 2025		
ZONA	PDI	META
Tuxtla	94.19	90
Tehuantepec	99.42	90
San Cristobal	99.78	90
Los Rios	93.57	90
Oaxaca	100.00	90
Villahermosa	89.36	90
Chontalpa	93.19	90
Divisional	94.49	90
Huatulco	90.58	90
Huajuapán	93.31	90
Tapachula	91.53	90

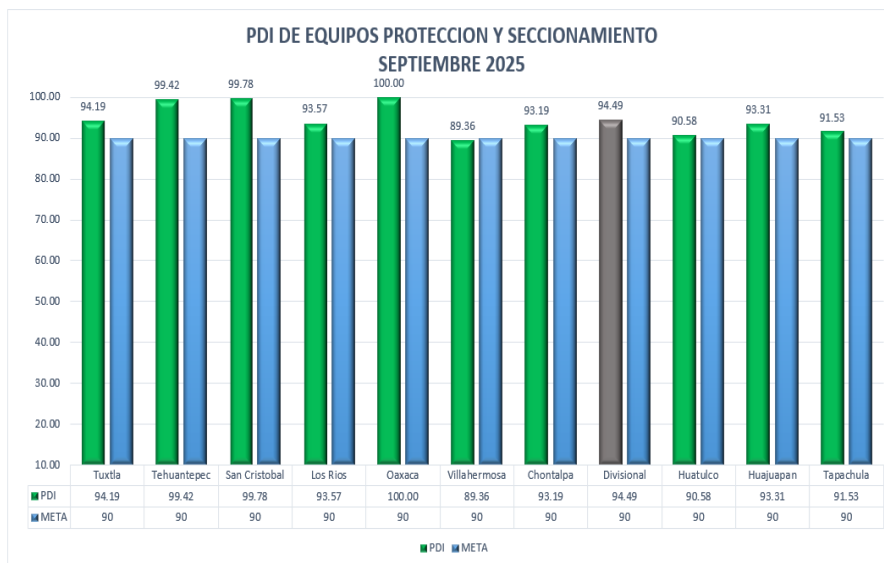


Figura 26 PDI equipos de protección y seccionamiento en el mes de septiembre [autoría propia].

5.2 Comportamiento ante eventos críticos y maniobras

Durante el periodo de validación operativa no se presentó una contingencia de gran escala; sin embargo, se vivieron condiciones de operación típicas de la red, especialmente durante la temporada de lluvias, donde el número de incidentes incrementa de forma notable. En esta época, algunos transformadores tienden a fallar o presentar anomalías por humedad, cortocircuitos⁴³ o degradación de aislamiento, lo que genera caídas parciales de suministro. Ante estos eventos, la plataforma Survalent ha demostrado una respuesta sólida. El sistema permitió a los operadores detectar con rapidez las interrupciones, visualizar el estado de los interruptores involucrados y ejecutar maniobras remotas directamente desde el centro de control, sin necesidad de esperar intervención física inmediata en campo. Esto ha sido especialmente útil en zonas de difícil acceso o con rutas bloqueadas por condiciones climáticas.

En los casos donde fue necesario operar la Unidad Terminal Remota (UTR) desde sitio, la coordinación con la plataforma fue eficiente: el operador en sala pudo seguir en tiempo real los cambios ejecutados en campo, validando el restablecimiento del servicio sin pérdida de visibilidad sobre el sistema.

Asimismo, se realizaron maniobras programadas de transferencia de carga y seccionamiento de

circuitos, las cuales se ejecutaron sin errores ni retrasos. La visualización dinámica de los diagramas y la confirmación del estado de cada dispositivo facilitó un control más preciso en comparación con la plataforma SENSA, que solía tener retardo en la actualización gráfica y limitada interacción con los dispositivos.

Aunque no se vivieron amenazas mayores, los escenarios operativos reales dejaron claro que la nueva plataforma permite una atención más ágil, segura y coordinada ante fallas locales, optimizando los tiempos de respuesta y reduciendo la necesidad de intervención urgente en sitio durante condiciones adversas.

5.3 Indicadores de estabilidad, integridad de comunicación y eficiencia

Durante la operación continua de la plataforma Survalent, se monitorearon distintos indicadores clave para evaluar su desempeño técnico en comparación con el sistema anterior. Estos indicadores se enfocaron en tres áreas críticas: estabilidad general del sistema, calidad de la comunicación con dispositivos remotos y eficiencia operativa.

5.3.1 Estabilidad del sistema

A lo largo del periodo de observación, la plataforma se mantuvo estable, sin caídas del servicio ni bloqueos del entorno gráfico. Las sesiones de monitoreo y control se ejecutaron con normalidad, y no fue necesario reiniciar el sistema por fallos internos, algo que sí ocurría con regularidad en SENSA, especialmente al agregar nuevos dispositivos o modificar configuraciones.

5.3.2 Integridad de la comunicación

Se observó una mejora significativa en la eficiencia de los enlaces de comunicación. La tasa de aciertos en la transmisión y recepción de datos, medida en porcentaje de mensajes correctos, superó el 98 %, mientras que en SENSA, debido a su antigüedad y limitaciones del sistema operativo, solía mantenerse entre el 90 % y 92 %. Además, Survalent permitió un monitoreo más claro de los errores de enlace, lo cual facilitó la corrección de fallas de campo.

5.3.3 Eficiencia operativa

Gracias a la estructura gráfica y la velocidad de actualización de eventos, los tiempos de reacción ante interrupciones y maniobras fueron notoriamente menores. El personal técnico pudo ejecutar comandos remotos con mayor confianza y visualizar con rapidez el estado de la red, sin necesidad de navegación extensa o validación en múltiples canales.

5.3.4 Comparativo general

A continuación, se presenta un resumen comparativo de los indicadores observados:

Tabla 10 Indicadores Generales [autoría propia].

Indicador	SENSA (histórico estimado)	Survalent (observado en campo)
Estabilidad del sistema (operación 24/7)	Moderada (bloqueos esporádicos)	Alta (sin reinicios por falla)
Eficiencia de comunicación (mensajes válidos)	90–92 %	98–99 %
Tiempo medio de reacción del operador	~20–25 segundos	~10–12 segundos
Claridad gráfica para maniobras	Limitada, canales separados	Unificada, con diagramas dinámicos
Registro de eventos	Manual complementario	Automático y ordenado por prioridad

5.4 Comparación con registros históricos de SENSEA

Para dimensionar el impacto de la migración a la plataforma Survalent, se realizó una revisión comparativa con base en el historial operativo del sistema SENSEA durante los últimos años. Esta comparación incluyó aspectos técnicos, funcionales y de respuesta operativa, observados tanto en la documentación del sistema como en la experiencia en campo.

5.4.1 Desempeño general

SENSA operó durante más de una década como plataforma base para el monitoreo y control de la red de distribución. Aunque cumplió su función de forma aceptable durante muchos años, con el tiempo comenzaron a evidenciarse limitaciones estructurales. Entre los principales problemas detectados se encuentran:

- Congelamiento de canales al modificar datos o cargar nuevos eventos.
- Caídas esporádicas del sistema al momento de reiniciar dispositivos.
- Falta de respuesta inmediata ante cambios en campo, especialmente en señales digitales.
- Visualización rígida y poco intuitiva, con menús por canal que dificultaban el seguimiento.

Estos registros fueron constantes en bitácoras de operación, correos internos y reportes técnicos elaborados por personal de control y mantenimiento. La necesidad de reinicios manuales ante bloqueos o fallas en la carga de alarmas era una práctica común, lo que afectaba directamente la continuidad del monitoreo.

5.4.2 Contraste con Survalent

Con la implementación del nuevo sistema, estas deficiencias se vieron ampliamente superadas. Survalent ofrece:

- **Mayor tolerancia a cambios en tiempo real** (agregado o edición de señales sin reiniciar el sistema).
- **Visualización centralizada** e intuitiva con diagramas unifilares dinámicos.
- Registro automatizado y cronológico de eventos, alarmas y maniobras.
- Integración fluida con bases de datos de monitoreo y herramientas de análisis como SCADAWEB.

En cuanto al seguimiento de eventos, el nuevo sistema permitió eliminar la fragmentación por

canales y estaciones, unificando toda la red en una estructura lógica clara, lo cual ha facilitado tanto el análisis histórico como la respuesta inmediata.

5.4.3 Comparación operativa histórica

Con el fin de evaluar las diferencias en el desempeño histórico de ambas plataformas, se elaboró una comparativa que considera aspectos críticos como la reacción ante fallas, el tiempo de reinicio, la edición de señales, el registro de eventos y la interfaz de usuario. Los resultados se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11 Comparativa de operatividad [autoría propia].

Elemento	SENSA	Survalent
Reacción ante fallas menores	15–30 s con navegación manual	<10 s con alerta prioritaria
Tiempo promedio de reinicio por bloqueo	~3 min	No se han registrado bloqueos
Edición de señales (alarma/analógica)	Requiere reinicio completo	Permite modificación en línea
Registro de eventos	Parcial, dependiente de respaldo manual	Completo, automático, con prioridad
Interfaz	Estática, por canal	Gráfica, centralizada y dinámica

5.4.4 Análisis cualitativo

Más allá de las métricas técnicas, la migración a SurvalentONE implicó un cambio en la **filosofía de operación**.

- De un sistema que exigía supervisión constante y validación manual, se pasó a una plataforma que **automatiza procesos críticos, reduce la intervención manual y empodera al operador**.

- Los operadores reportaron una **curva de aprendizaje más corta**, gracias a la interfaz gráfica intuitiva y a las confirmaciones visuales inmediatas.
- La **coordinación entre sala de control y campo** mejoró sustancialmente, ya que los cambios locales en UTR se reflejaron al instante en la interfaz central.
- La **carga de trabajo del personal** disminuyó, al no tener que navegar entre múltiples menús ni reiniciar el sistema por fallas de comunicación.

Este cambio cualitativo se traduce en una operación **más ágil, segura y resiliente**, alineada con los principios de confiabilidad definidos por la **IEEE Power & Energy Society** [5] y las normas de interoperabilidad de la **CFE** [28].

Conclusiones

La migración del sistema SCADA de SENSEA, basado en Linux, hacia la plataforma Survalent en entorno Microsoft representó un cambio significativo en la forma en que se supervisa y controla la red de distribución eléctrica en la Zona Oaxaca. A través del análisis técnico, la planificación detallada y la implementación por etapas, se logró una transición exitosa que responde a las necesidades actuales de operación, eficiencia y seguridad.

El cumplimiento de los objetivos específicos permitió validar la compatibilidad del sistema Survalent con los dispositivos existentes, su adecuada configuración en entornos virtualizados y la integración de diagramas unifilares dinámicos. Además, se comprobó la mejora en los tiempos de respuesta, la estabilidad operativa, la integridad en la comunicación y la facilidad de acceso para el personal técnico.

Durante la fase de operación bajo condiciones reales, se observó un desempeño estable, sin bloqueos ni caídas del sistema. La visualización gráfica clara, el monitoreo en tiempo real y la capacidad para ejecutar maniobras remotas facilitaron la toma de decisiones en campo y mejoraron la coordinación entre áreas técnicas. Particularmente, en temporada de lluvias —cuando los eventos en transformadores aumentan— la nueva plataforma permitió reaccionar con mayor agilidad, minimizando tiempos de interrupción y evitando desplazamientos innecesarios.

En comparación con el sistema anterior, las mejoras fueron notorias. SENSEA, aunque funcional en su momento, presentaba deficiencias estructurales como bloqueos frecuentes, latencia en eventos y una interfaz rígida. Survalent resolvió estas limitaciones mediante herramientas modernas, estructura centralizada y una interfaz amigable que permite gestionar de forma unificada tanto las subestaciones como la red aérea.

Asimismo, la metodología aplicada en este proyecto demuestra un carácter altamente replicable y escalable. Su estructura basada en diagnóstico, diseño, implementación piloto y evaluación operativa permite utilizarla en otras zonas de distribución eléctrica del país o adaptarla a diferentes procesos de supervisión dentro de CFE. Esta misma lógica puede emplearse para modernizar

sistemas de medición, automatizar la detección de fallas mediante el registro sistemático de medidores de servicio, desarrollar rutinas de programación en la UCM para automatizar seccionadores con base en condiciones de falla, o integrar enlaces de comunicación en fibra óptica que mejoren la calidad y estabilidad de la red.

De igual forma, la metodología abre la puerta a incorporar herramientas emergentes, como inteligencia artificial para diagnóstico predictivo o automatización del reporte operativo, permitiendo que el sistema evolucione conforme a las nuevas necesidades tecnológicas del sector eléctrico. En términos generales, el proyecto evidencia un amplio potencial de crecimiento y diversificación, pues la orientación futura determinará la magnitud y el rumbo de su aplicación.

Finalmente, la experiencia obtenida en este proceso no solo confirma los beneficios tecnológicos de la migración, sino que sienta las bases para implementaciones similares en otras regiones del país. Este caso demuestra que es posible modernizar sistemas SCADA sin comprometer la continuidad operativa, optimizando los recursos disponibles y elevando la calidad del servicio eléctrico.

Trabajos a futuro

Con base en la experiencia obtenida durante la migración e implementación del sistema SCADA Survalent, se proponen las siguientes actividades para asegurar la continuidad del buen desempeño y facilitar futuras mejoras:

1. **Actualización periódica de bases de datos y planos operativos**

Se recomienda establecer un protocolo de mantenimiento de información que contemple la actualización continua de dispositivos integrados, planos de red aérea y diagramas unifilares. Esto permitirá mantener una representación fiel del sistema en el entorno gráfico y evitar omisiones críticas en la supervisión.

2. **Capacitación técnica continua para operadores y personal de campo**

Dado que la nueva plataforma ofrece funcionalidades más avanzadas, es esencial reforzar

la formación del personal en el uso de herramientas como los visores inteligentes, SCADAWEB y las funciones remotas de maniobra. La capacitación constante asegurará un uso más eficiente del sistema.

3. Monitoreo de indicadores clave de desempeño (KPI)

Se sugiere implementar un tablero de indicadores técnicos, que incluya eficiencia de comunicación, tiempo de respuesta, errores de enlace y frecuencia de alarmas. Este control permitirá evaluar objetivamente la evolución del sistema y detectar áreas de mejora.

4. Revisión de la infraestructura de comunicaciones

Aunque el sistema Survalent mostró buena adaptación a la red existente, es recomendable revisar periódicamente el estado de radios, repetidores y antenas, especialmente en zonas con alta incidencia de fallas climáticas, para evitar degradación progresiva del rendimiento.

5. Escalabilidad hacia otras zonas operativas

La experiencia positiva en la zona Oaxaca puede servir como modelo para replicar esta migración en otras regiones donde aún se opera bajo plataformas SCADA obsoletas. Se recomienda documentar los pasos, tiempos y lecciones aprendidas, con el fin de estandarizar un protocolo de implementación nacional.

6. Refuerzo en políticas de ciberseguridad y respaldos automatizados

Con el paso a plataformas modernas y conectividad ampliada, es indispensable fortalecer las medidas de seguridad digital: establecer contraseñas robustas, accesos restringidos por perfil y respaldos automatizados diarios que garanticen la integridad de los datos críticos.

Glosario

1. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema de control que permite supervisar, adquirir y procesar datos en tiempo real de instalaciones industriales o de energía, facilitando la operación remota de dispositivos distribuidos.
2. Interoperabilidad: Capacidad de distintos sistemas o dispositivos para comunicarse, intercambiar información y operar de forma conjunta sin restricciones técnicas.
3. Escalabilidad: Propiedad de un sistema para incrementar su capacidad o funcionalidad de manera proporcional a las necesidades, sin comprometer rendimiento o estabilidad.
4. Automatización: Uso de tecnologías y sistemas de control para ejecutar procesos sin intervención humana directa, con el fin de mejorar eficiencia, calidad y seguridad.
5. Ciberprotección: Conjunto de medidas y prácticas destinadas a resguardar sistemas digitales y redes de comunicación frente a ataques o accesos no autorizados.
6. Infraestructura: Conjunto de elementos físicos y tecnológicos que soportan la operación de un sistema eléctrico, de comunicaciones o de control.
7. Amenazas cibernéticas: Riesgos provenientes de ataques digitales que buscan alterar, dañar o interrumpir el funcionamiento de sistemas críticos.
8. Smart Grids: Redes eléctricas inteligentes que integran tecnologías de información y comunicación para mejorar eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad en la distribución de energía.
9. Latencia: Tiempo de retraso entre el envío y la recepción de una señal o dato en un sistema de comunicación.

10. Contingencias: Situaciones imprevistas que pueden afectar la continuidad de operación de un sistema eléctrico o de control.
11. Integración: Proceso de unir diversos componentes, plataformas o sistemas en un entorno común para su funcionamiento coordinado.
12. Transición: Etapa de cambio gradual de un sistema, proceso o tecnología hacia otro más avanzado o actualizado.
13. Proposición: Planteamiento de una solución, estrategia o acción para resolver un problema identificado.
14. Incidencia: Evento que interrumpe la operación normal de un sistema y que requiere atención o corrección.
15. Protocolos industriales: Conjuntos de reglas de comunicación que permiten la interacción entre dispositivos en entornos de automatización y control.
16. Compatibilidad: Capacidad de un sistema o dispositivo de funcionar con otros equipos sin requerir modificaciones significativas.
17. Topología: Forma en que se organiza y conecta una red de comunicación o un sistema eléctrico.
18. Delimitaciones: Restricciones técnicas, físicas o normativas que definen el alcance de un sistema o proyecto.
19. DNP3 (Distributed Network Protocol 3.0): Protocolo de comunicación industrial diseñado para la automatización de sistemas eléctricos y de control.

20. Esquemas IEC: Estándares internacionales desarrollados por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) para la representación, comunicación y seguridad en sistemas eléctricos.
21. Insumo operativo: Recurso técnico o material necesario para garantizar la operación continua de un sistema.
22. ADMS (Advanced Distribution Management System): Plataforma avanzada para la gestión de redes de distribución eléctrica, que integra SCADA, análisis y control predictivo.
23. Estandarización: Proceso de establecer normas y criterios comunes que permitan la uniformidad y la interoperabilidad entre sistemas.
24. Virtualización: Tecnología que permite ejecutar múltiples sistemas o entornos virtuales sobre un mismo hardware físico.
25. Plataforma: Conjunto de tecnologías que sirven como base para la operación o desarrollo de aplicaciones y sistemas.
26. Potencia: Magnitud física que expresa la cantidad de energía transferida o transformada por unidad de tiempo.
27. Electrones: Partículas subatómicas con carga negativa responsables de la conducción eléctrica.
28. Inductancia: Propiedad de un conductor de oponerse a cambios en la corriente eléctrica mediante la generación de un campo magnético.
29. Capacitancia: Capacidad de un sistema para almacenar energía en forma de campo eléctrico.

30. Telecomunicaciones: Transmisión de información a distancia mediante medios electrónicos o electromagnéticos.
31. Señalización: Procesos de transmisión de información en sistemas de comunicación para coordinar funciones y establecer conexiones.
32. Modulación: Técnica que consiste en variar una señal portadora para transmitir información.
33. Multiplexación: Método que permite enviar varias señales a través de un mismo canal de comunicación.
34. Codificación: Conversión de datos en un formato específico para su transmisión, almacenamiento o seguridad.
35. Par trenzado: Tipo de cable formado por pares de hilos entrelazados que reduce interferencias electromagnéticas.
36. Cable coaxial: Medio de transmisión formado por un conductor central y una malla que lo recubre, utilizado para señales de alta frecuencia.
37. Atenuación: Pérdida de potencia de una señal durante su transmisión a través de un medio.
38. Interferencias: Alteraciones en una señal producidas por fuentes externas que degradan su calidad.
39. Ondas electromagnéticas: Formas de propagación de energía a través de campos eléctricos y magnéticos oscilantes.
40. Radiofrecuencia: Rango del espectro electromagnético utilizado para transmitir señales de

comunicación inalámbrica.

41. Microondas: Ondas electromagnéticas de alta frecuencia utilizadas en comunicaciones de largo alcance y enlaces de datos.
42. Nodos: Puntos de interconexión dentro de una red que permiten el flujo de datos o energía.
43. Cortocircuito: Conexión anómala en un sistema eléctrico que provoca un flujo de corriente excesivo.
44. Algoritmos: Conjuntos de pasos o instrucciones lógicas para resolver un problema o ejecutar una tarea.
45. Eficiencia: Relación entre la energía o recursos utilizados y el resultado obtenido en un proceso.
46. Visión holística: Enfoque que considera un sistema en su totalidad, integrando todas sus partes y relaciones.
47. Modelo OSI (Open Systems Interconnection): Marco de referencia que describe cómo interactúan los sistemas de comunicación en siete capas.
48. Trazabilidad: Capacidad de seguir el historial, aplicación o ubicación de un dato, equipo o proceso.
49. Código abierto: Software cuyo código fuente está disponible para ser utilizado, modificado y distribuido libremente.
50. Embebido industrial: Sistemas computacionales integrados en dispositivos de control industrial para funciones específicas.

51. Routers: Dispositivos que permiten interconectar redes y gestionar el tráfico de datos entre ellas.
52. Gateways: Equipos que actúan como puente entre diferentes redes o protocolos de comunicación.
53. Suites ofimáticas: Conjuntos de programas informáticos diseñados para la productividad en oficina (procesadores de texto, hojas de cálculo, presentaciones, etc.).
54. IoT (Internet of Things): Conjunto de dispositivos interconectados que recopilan y transmiten datos a través de internet.
55. Big Data: Conjunto de técnicas y tecnologías para el procesamiento y análisis de grandes volúmenes de datos.
56. Carga cognitiva: Nivel de esfuerzo mental requerido para procesar información o ejecutar una tarea.
57. Ramales: Derivaciones de una red eléctrica o de comunicación que conectan usuarios o dispositivos finales.
58. Monolítico: Sistema compuesto por un solo bloque indivisible de software o hardware, difícil de modificar o escalar.
59. Redundancia: Inclusión de elementos adicionales en un sistema para asegurar su operación continua en caso de fallo.
60. PDI (Plan de Desarrollo Individual / Profesional): Documento o estrategia para planificar el crecimiento académico y laboral de una persona.
61. Drivers: Programas que permiten que un sistema operativo controle dispositivos de

hardware.

62. Dashboards: Paneles de visualización que muestran información clave mediante indicadores gráficos.
63. Usabilidad: Facilidad con la que un usuario puede interactuar con un sistema o aplicación.
64. Potencia EIRP (Equivalent Isotropically Radiated Power): Medida de potencia radiada por una antena considerando ganancia y pérdidas en el sistema.
65. MAC (Media Access Control): Dirección única que identifica a una tarjeta de red dentro de un sistema de comunicaciones.
66. IP (Internet Protocol): Protocolo de comunicación que identifica dispositivos en una red y define cómo se envían y reciben los datos.
67. DNP3 Secure/TLS: Versión segura del protocolo DNP3 que incorpora cifrado mediante Transport Layer Security (TLS).
68. Programación de watchdogs: Técnica de programación que utiliza temporizadores de vigilancia para detectar y recuperar fallos en sistemas embebidos.
69. Redundancia de enlaces: Estrategia de diseño de redes que consiste en disponer de rutas o medios de comunicación alternos para mantener la conectividad y operación continua en caso de fallas en el enlace principal, incrementando la confiabilidad y disponibilidad del sistema.
70. Snapshots: Capturas instantáneas del estado operativo del sistema en un momento específico. Incluyen valores analógicos, digitales y topología de red, útiles para diagnóstico, comparación de eventos y respaldo histórico.

71. EPROSEC: Acrónimo de Equipos de Protección y Seccionamiento. Conjunto de dispositivos instalados en la red aérea de media tensión que permiten proteger, aislar y maniobrar tramos de la red eléctrica de forma local o remota.
72. SF₆ (Hexafluoruro de azufre): Gas dieléctrico usado en equipos de alta y media tensión por su gran capacidad aislante y de extinción de arco

Referencias

- [1] Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Norma de especificaciones generales para sistemas SCADA," LAPEM, G0100-27, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/s/G0100-27.pdf> [Accedido: 4-dic-2024].
- [2] Schneider Electric, "Sistema de Gestión de Distribución (DMS)," [En línea]. Disponible en: <https://www.se.com/mx/es/work/solutions/for-business/electric-utilities/distribution-management-system-dms/> [Accedido: 4-dic-2024].
- [3] Eaton, "Aspectos fundamentales de la automatización de la distribución," [En línea]. Disponible en: <https://www.eaton.com/mx/es-mx/products/utility-grid-solutions/grid-automation-system-solutions/distribution-automation-fundamentals.html> [Accedido: 4-dic-2024].
- [4] G. F. Franklin, J. D. Powell, and A. Emami-Naeini, *Feedback Control of Dynamic Systems*, 7th ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Pearson, 2014.
- [5] IEEE Standards Association, "NERC-CIP Compliance for Modern SCADA Systems," *IEEE Power & Energy Standards Reports*, vol. 27, no. 2, pp. 79-87, 2021.
- [6] J. Anderson, "Migration from Legacy SCADA Systems to Modern SurvalentONE," *Survalent Technical Reports*, vol. 11, no. 3, pp. 280-287, 2023.
- [7] IEEE Power & Energy Society, "Smart Grid SCADA Integration: A Review of Modernization Approaches," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 19, no. 5, pp. 675-689, 2022.
- [8] Survalent Technology, *SurvalentONE SCADA Product Overview*, Survalent, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.survalent.com>
- [9] A. Patel and R. Singh, "Migration Strategies for Legacy SCADA Systems," *IEEE Power Systems Conference Proceedings*, vol. 25, no. 1, pp. 55-63, 2021.
- [10] K. Yamamoto, "A Comparative Analysis of SCADA Platforms: Survalent, Siemens, and GE Digital," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 4, pp. 359-375, 2021.
- [11] Control Engineering, "Engineering a Windows-based SCADA Control System," [En línea]. Disponible en: <https://www.controleng.com/articles/engineering-a-windows-based-scada-control-system/> [Accedido: 4-dic-2024].
- [12] SourceForge, "Best SCADA Software for Linux - November 2024 Reviews & Comparison," [En línea]. Disponible en: <https://sourceforge.net/software/scada/linux/> [Accedido: 4-dic-2024].
- [13] Geekflare, "12 mejores softwares SCADA para automatizar sus operaciones," [En línea].

Disponible en: <https://geekflare.com/es/scada-software/> [Accedido: 4-dic-2024].

[14] Automatas.org, "Scadas," [En línea]. Disponible en: <https://www.automatas.org/redes/scadas.htm> [Accedido: 4-dic-2024].

[15] SCADA-LTS, "Scada LTS Linux installation tutorial," [En línea]. Disponible en: <https://github.com/SCADA-LTS/Scada-LTS/wiki/Scada-LTS-Linux-installation-tutorial> [Accedido: 4-dic-2024].

[16] Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, "TRABAJO DE DIPLOMA," [En línea]. Disponible en: <https://dspace.uclv.edu.cu/bitstream/handle/123456789/230/Ronald%20Linares%20Acosta.pdf?sequence=1> [Accedido: 4-dic-2024].

[17] YouTube, "Linux and SCADA - What You Need to Know," [En línea]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=0DaXxjPFD6Q> [Accedido: 4-dic-2024].

[18] Mytra, "Desarrollo de software: SCADA IoT con Microsoft Azure," [En línea]. Disponible en: <https://www.mytra.es/blog-post/azure-scada-iot> [Accedido: 4-dic-2024].

[19] Sothis, "WinCC SCADA: La herramienta clave para la automatización industrial," [En línea]. Disponible en: <https://www.sothis.tech/wincc-scada-la-herramienta-clave-para-la-automatizacion-industrial/> [Accedido: 4-dic-2024].

[20] Centro de Estudio Grl Mosconi, "Sistemas de control de software libre," [En línea]. Disponible en: <https://www.fie.undef.edu.ar/ceptm/?p=759> [Accedido: 4-dic-2024].

[21] Cursos Aula 21, "Domina la Automatización con el Curso de WinCC y SCADA," [En línea]. Disponible en: <https://www.cursosaula21.com/curso/wincc-y-sistemas-scada/> [Accedido: 4-dic-2024].

[22] ESA Automation, "Sistema operativo Linux en automatización y robótica," [En línea]. Disponible en: <https://www.infopl.net/blogs-automatizacion/item/109053-sistema-operativo-linux-en-automatizacion-y-robotica> [Accedido: 4-dic-2024].

[23] 1Library, "SIMATIC WINCC - SISTEMAS SCADA," [En línea]. Disponible en: <https://1library.co/article/simatic-wincc-sistemas-dise%C3%B1o-controlador-proceso-industrial-utilizando.z3dxvw9y> [Accedido: 4-dic-2024].

[24] Gurú de la Informática, "SEGURIDAD SCADA: Distribución Linux con herramientas para test de penetración en entornos SCADA," [En línea]. Disponible en: <https://gurudelainformatica.es/seguridad-scada-distribucion-linux-con-herramientas-para-test-de->

[penetracion-en-entornos-scada](#) [Accedido: 4-dic-2024].

[25] INCIBE-CERT, "Sistemas de control de software libre," [En línea]. Disponible en: <https://www.incibe.es/incibe-cert/blog/sistemas-control-software-libre> [Accedido: 4-dic-2024].

[26] Comisión Federal de Electricidad, *Diseño de Subestaciones Eléctricas de Distribución en Bajo Perfil y Encapsuladas en SF₆*, [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/construccion/pdfs/E/DCDSEBPE.pdf> [Accedido: 21-ene-2025].

[27] Comisión Federal de Electricidad, *Especificación de Construcción de Subestaciones Eléctricas de Transmisión*, [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/construccion/pdfs/1/DCCSET01.pdf> [Accedido: 21-ene-2025].

[28] Comisión Federal de Electricidad, *Construcción de Subestaciones de Distribución*, [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/construccion/pdfs/1/DCCSED01.pdf> [Accedido: 21-ene-2025].

[29] Comisión Federal de Electricidad, *Edificios y Casetas para Subestaciones Eléctricas*, [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/t/C0000-13.pdf> [Accedido: 21-ene-2025].

[30] Schneider Electric, "Interruptores automáticos inteligentes," [En línea]. Disponible en: <https://blogspanol.se.com/infraestructuras-y-redes-electricas/gestion-de-infraestructuras/2019/04/05/interruptores-automaticos-inteligentes/> [Accedido: 21-ene-2025].

[31] iTepeyac, "Seccionadores automáticos: telecontrolados y transferencia," [En línea]. Disponible en: <https://itepeyac.com/blog/f/seccionadores-autom%C3%A1ticos-telecontrolados-y-transferencias-atc> [Accedido: 21-ene-2025].

[32] Artech, "Restauradores y seccionadores," [En línea]. Disponible en: <https://www.artech.com/es/restauradores-y-seccionadores> [Accedido: 21-ene-2025].

[33] Asesores en Alta Tecnología, "Restauradores," [En línea]. Disponible en: <https://altatecnologia.com.mx/restauradores-2/> [Accedido: 21-ene-2025].

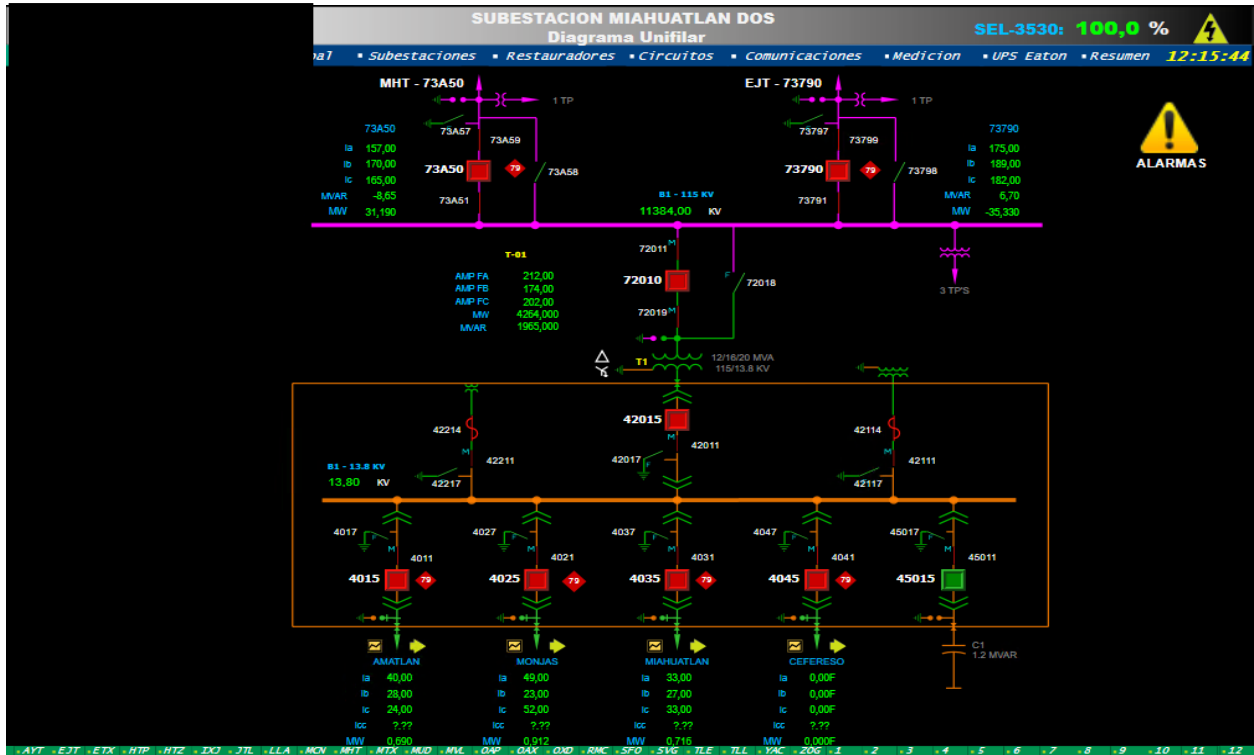
[34] Oncy PV Electrical Components, "Interruptores-seccionadores: definición, aplicaciones," [En línea]. Disponible en: <https://oncy.com/es/switch-disconnectors-definition-applications/> [Accedido: 21-ene-2025].

[35] Groupe Cahors, "Interruptor-seccionador aéreo de MT con corte bajo SF₆," [En línea]. Disponible en: <https://www.groupe-cahors.com/es-espana/interruptor-seccionador-aereo-de-mt-con-corte-bajo-sf6.html> [Accedido: 21-ene-2025].

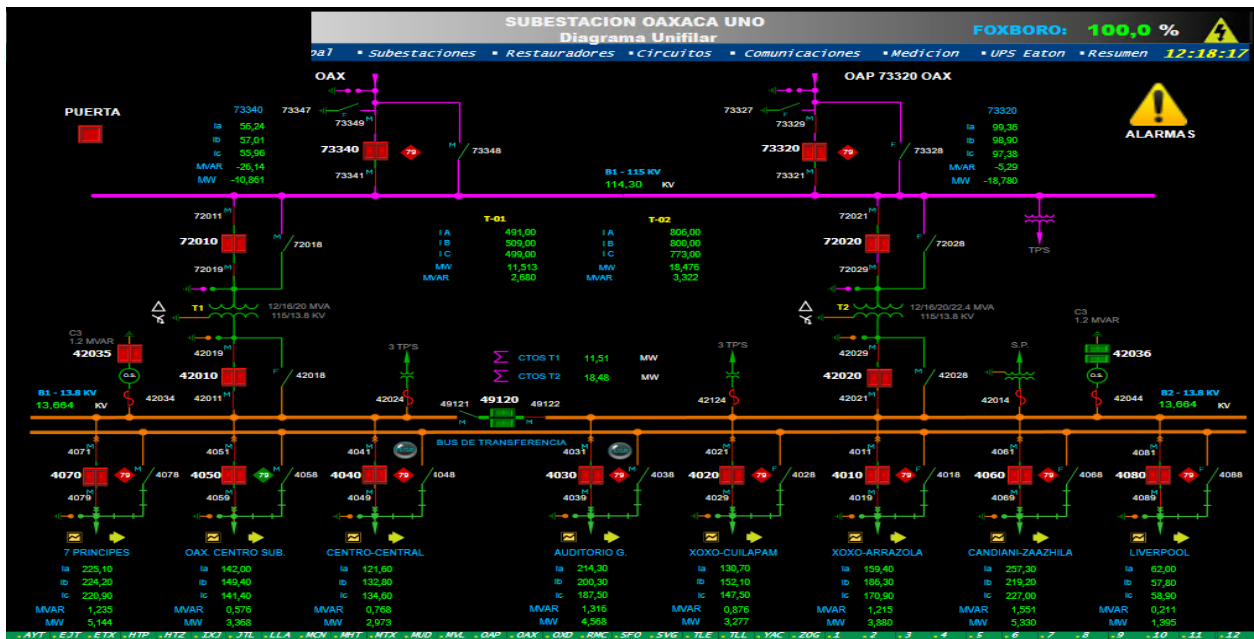
- [36] Asesores en Alta Tecnología, "Seccionadores y restauradores: elementos indispensables en subestaciones," [En línea]. Disponible en: <https://altatecnologia.com.mx/seccionadores-y-restauradores-elementos-indispensables-en-subestaciones/> [Accedido: 21-ene-2025].
- [37] Asesores en Alta Tecnología, "Funcionamiento y principios de los restauradores eléctricos," [En línea]. Disponible en: <https://altatecnologia.com.mx/funcionamiento-y-principios-de-los-restauradores-electricos/> [Accedido: 21-ene-2025].
- [38] IEEE Sección México, "Redes Eléctricas Inteligentes," [En línea]. Disponible en: <https://ieeee.org.mx/wp-content/uploads/2023/03/021-04-CONGRESO-GUADALAJARA.pdf> [Accedido: 21-ene-2025].
- [39] iTepeyac, *Restauradores Eléctricos: ¿Qué es un restaurador eléctrico en media tensión?*, iTepeyac – Power Restoration Systems. [En línea]. Disponible en: <https://itepeyac.com/restauradores/> [Accedido: 25-ago-2025].
- [40] R. L. Freeman, *Fundamentals of Telecommunications*, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2004.
- [41] G. Clarke, D. Reynders, and E. Wright, *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, IEC 60870-5 and Related Systems*. Oxford, UK: Newnes, 2004.
- [42] G. Clarke, D. Reynders, and E. Wright, "Fundamentals of SCADA communications," in *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, IEC 60870-5 and Related Systems*. Oxford, UK: Newnes, 2004, pp. 12–62.
- [43] IEC, *IEC 60870-5: Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2005.
- [44] DNP Users Group, *Overview of the DNP3 Protocol*. 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.dnp.org/About/Overview-of-DNP3-Protocol>
- [45] IEC, *IEC 61334: Distribution automation using distribution line carrier systems*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 1995.
- [46] Stackscale, "Modelo OSI: capas y ciberataques habituales," *Stackscale Blog*, 27-abr-2023. [En línea]. Disponible: <https://www.stackscale.com/es/blog/modelo-osi/> [Accedido: 10-sep-2025].

Anexos

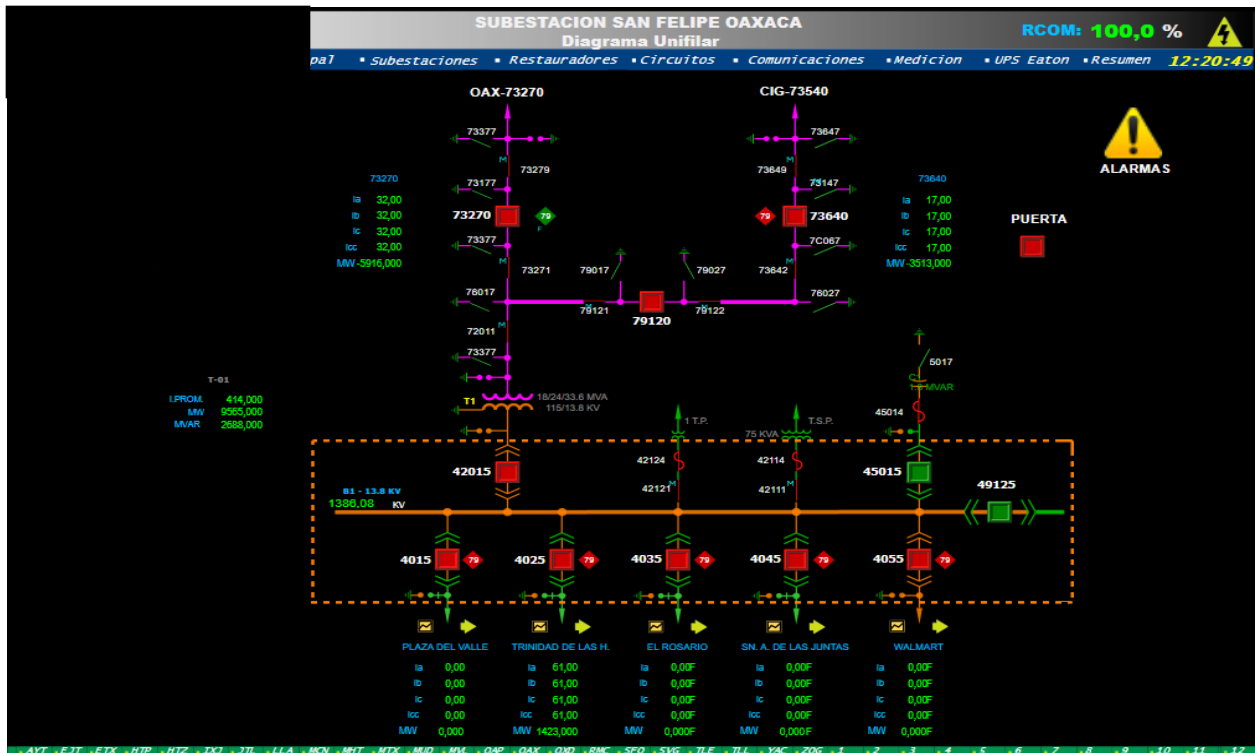
Anexo A: Migración de subestaciones en Survalent



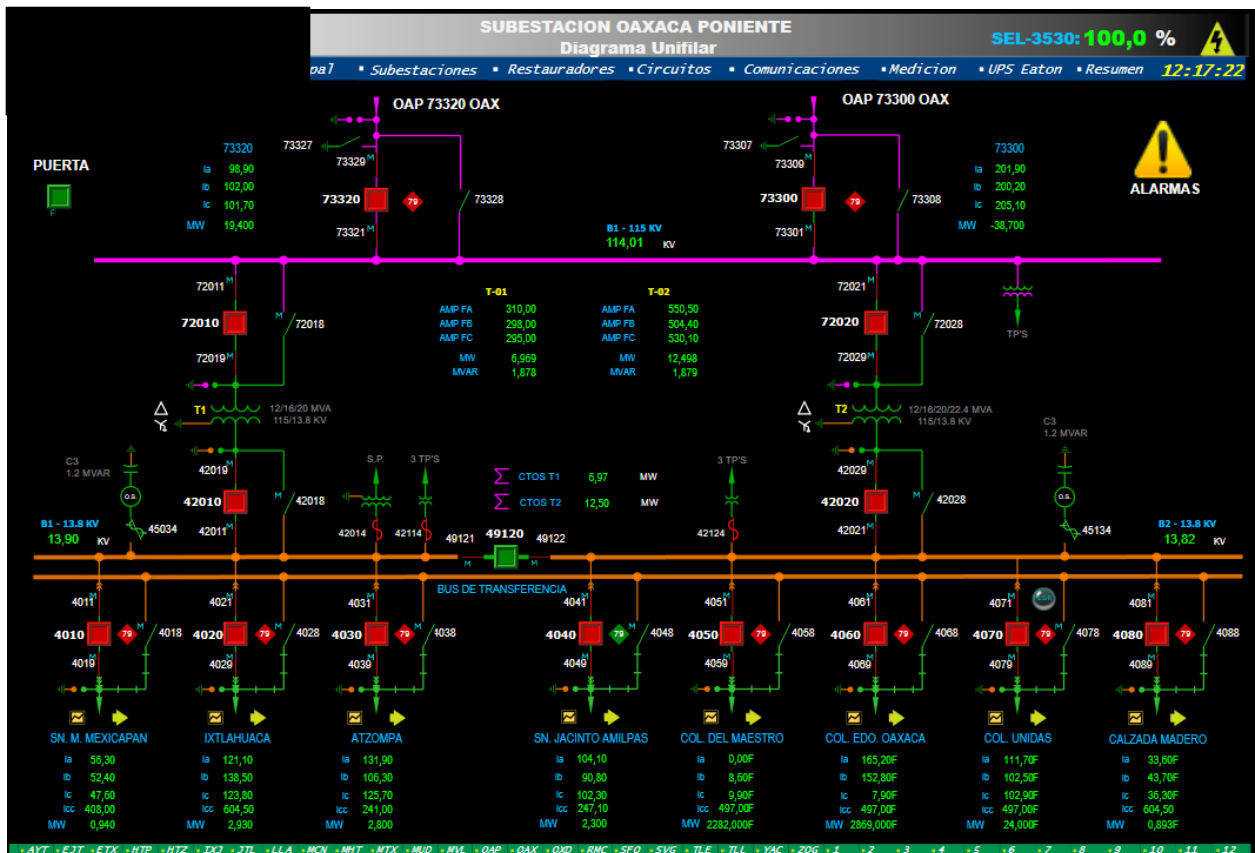
Subestación MUD (SCADA Survalent) [captura de pantalla]



Subestación OAX (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

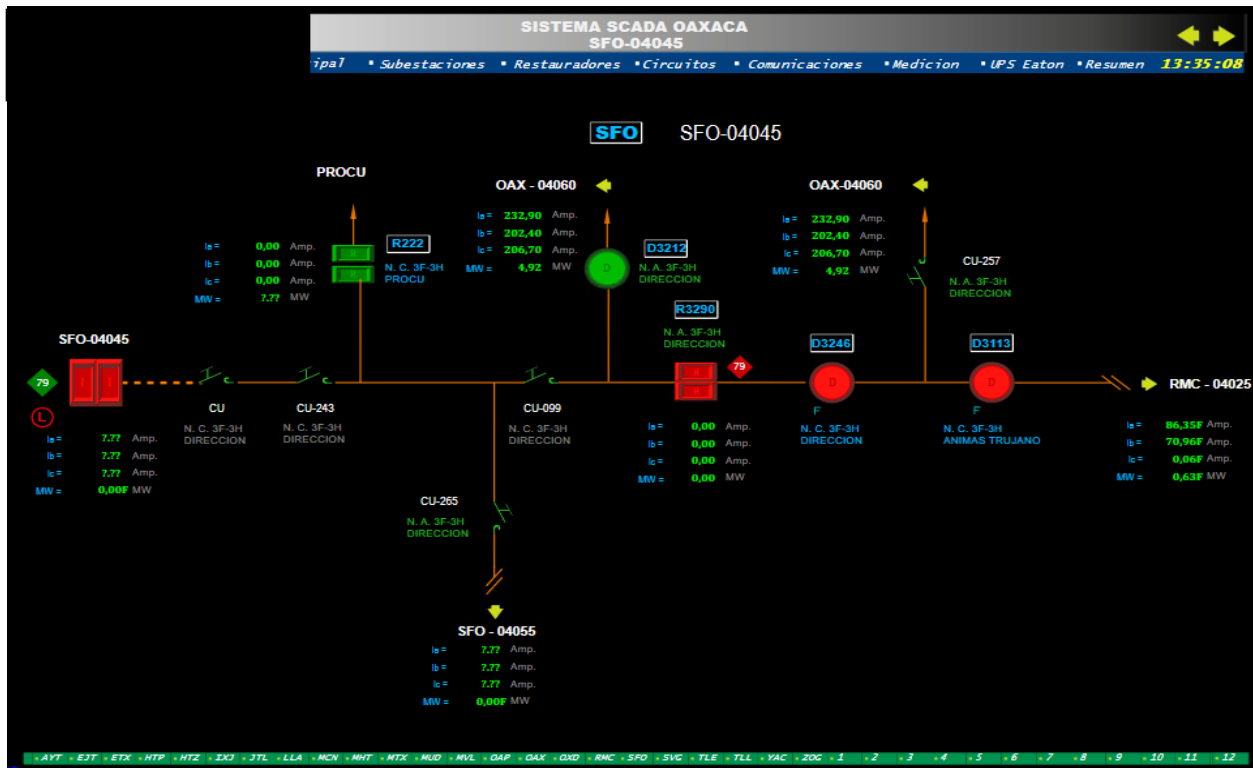


Subestación SFO (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

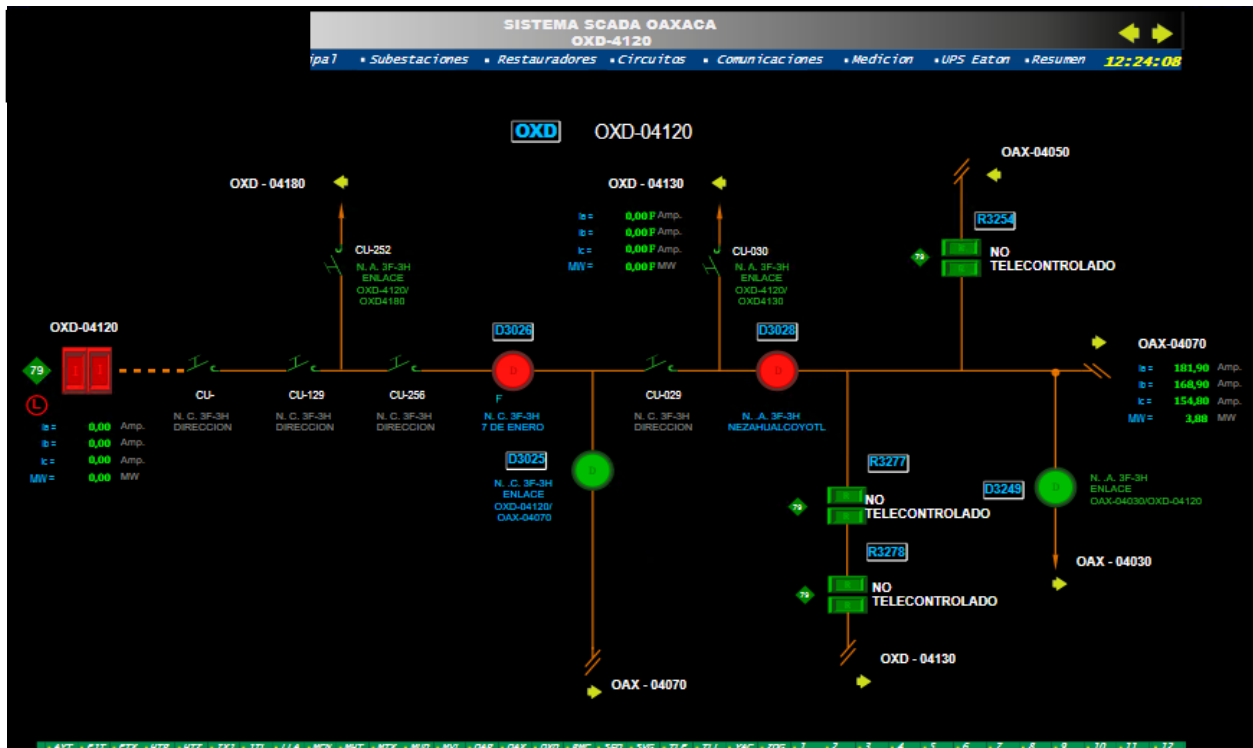


Subestación OAP (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

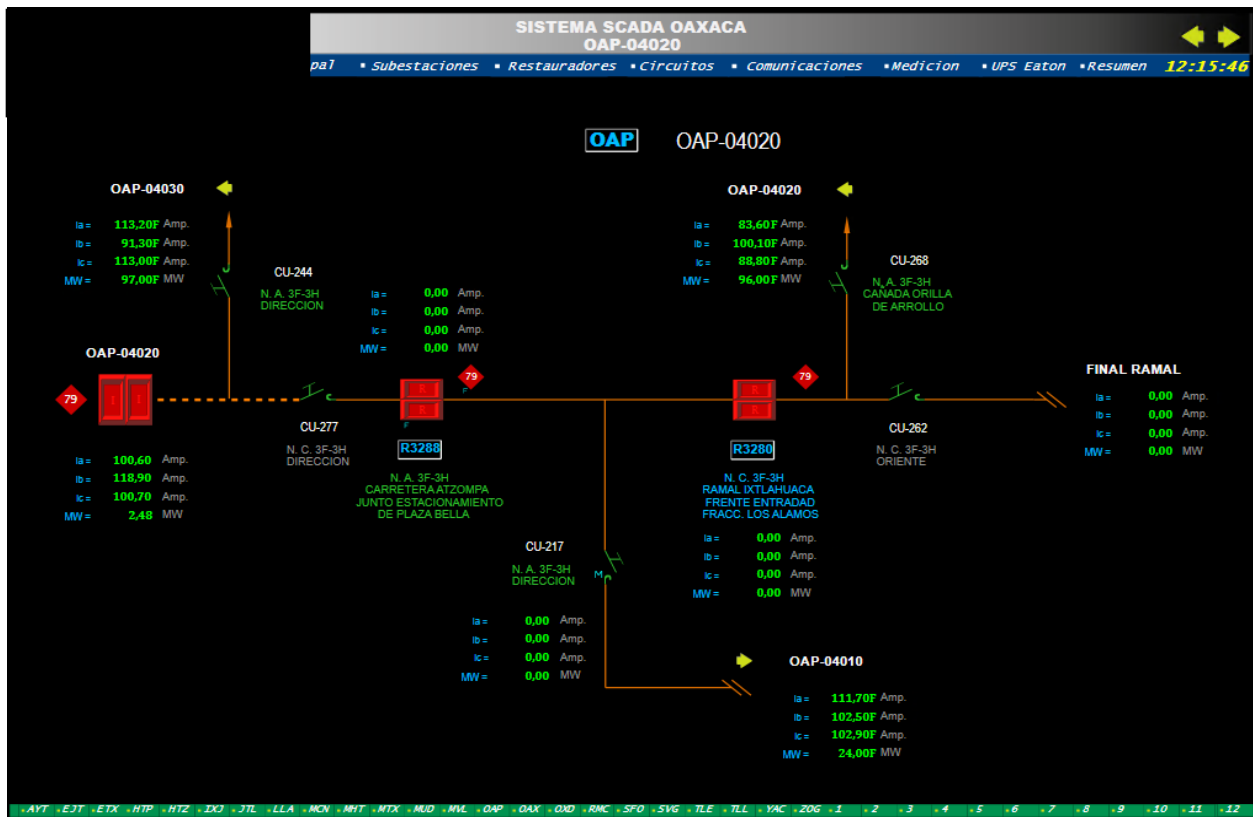
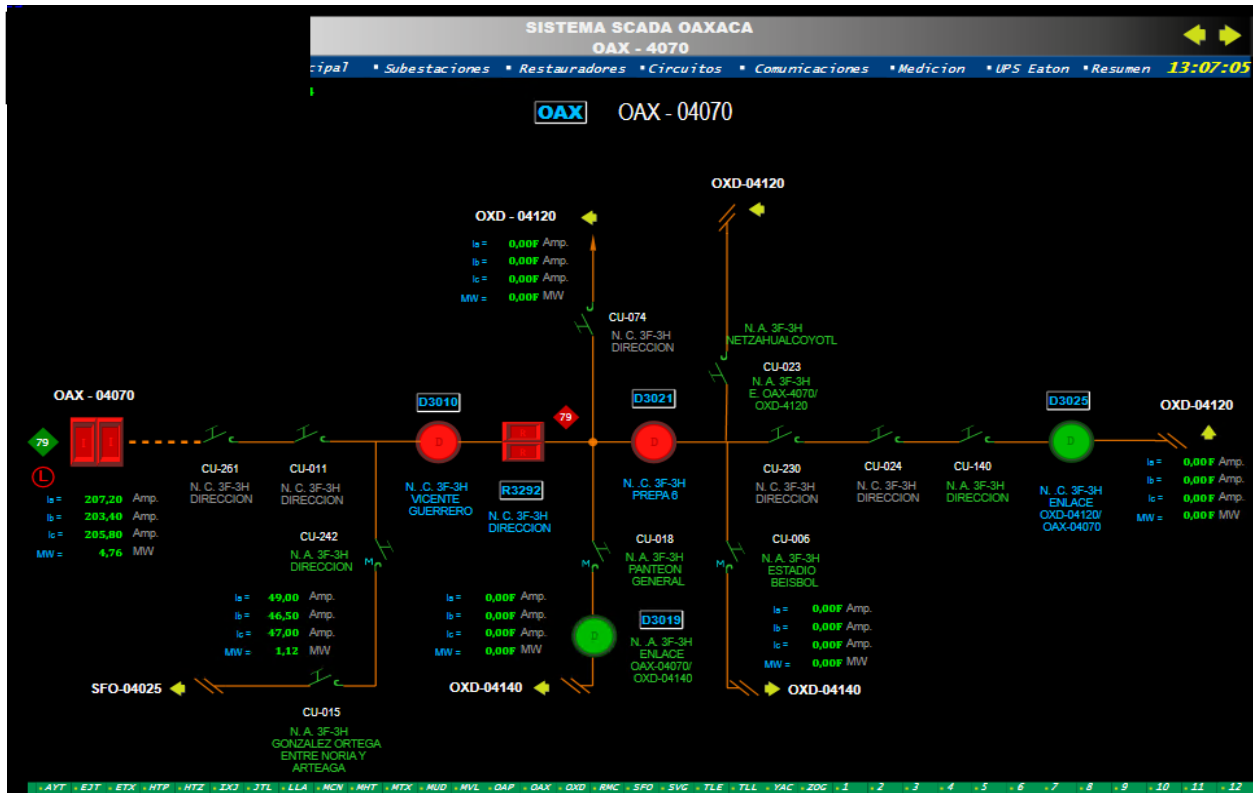
Anexo B: Migración de redes aéreas de distribución en UCM Survalent



Circuito San Felipe 4045 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]



Circuito Oaxaca Dos 4120 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]



Anexo C: Interfaz de comunicación en UCM Survalent

SISTEMA SCADA OAXACA ESTADISTICAS DE COMUNICACION										
CANAL - 05										
Reset	Comunicación	Dispositivo	Circuito	Trama TX	Buenas	Malas	Errores CRC	Eficiencia Actual	Eficiencia Anterior	DNP
		D3025	OXD-04120	9	0	0	9	0,00	0,00	44
		D3036	OXD-04130	28	28	0	0	100,00	99,38	901
		D3055	OAP-04060	9	0	0	9	0,00	0,00	55
		D3058	OAP-04060	64	27	1	9	82,85	98,26	50
		D3080	OXD-04140	54	27	0	0	100,00	100,00	12
		D3125	TLE-04035	55	27	0	1	99,34	91,78	11
		D3163	OAP-04040	56	28	0	0	100,00	99,82	79
		D3211	OAX-04060	59	28	0	31	51,10	98,74	211
		D3237	OAP-04050	54	27	0	0	100,00	99,91	15
		D3239	OAX-04040	58	28	0	1	96,91	98,86	52
		D3240	OAP-04070	28	28	0	0	100,00	99,82	300
		D3243	OAX-04040	29	29	0	0	100,00	100,00	30
		D3246	SFO-04045	69	27	1	0	100,00	99,53	23

Diagnóstico de comunicación del canal 5 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

SISTEMA SCADA OAXACA ESTADISTICAS DE COMUNICACION										
CANAL - 08										
Reset	Comunicación	Dispositivo	Circuito	Trama TX	Buenas	Malas	Errores CRC	Eficiencia Actual	Eficiencia Anterior	DNP
		SEAYT	AYT	24	21	0	0	100,00	100,00	179
		HTP_4022	HTP	0	0	0	0	0,00	0,00	NF
		SEHTZ	HTZ	42	42	0	0	100,00	99,84	202
		SELLA	LLA	52	40	0	0	100,00	100,00	153
		SEMHT	MHT	4231	2508	0	0	100,00	99,88	NF
		SEML	MVL	42	21	0	0	100,00	100,00	528
		SESVG	SVG	60	60	0	0	100,00	100,00	152
		T2MHT	MHT	66632	39741	18	512	100,00	100,00	3
		SEYAC	YAC	22	21	0	1	100,00	100,00	24
		SEZOG	ZOG	21	21	0	0	100,00	100,00	25
		D3019	OAX-04070	42	42	0	0	97,24	82,82	1907
		D3028	OXD-04120	21	21	0	0	72,54	64,70	505
		D3053	OAP-04080	21	21	0	0	72,54	64,26	927
		D3076	OAP-04070	21	21	0	0	72,54	64,16	935
		D3113	SFO-04045	20	20	0	0	70,57	65,46	932
		D3123	OXD-04170	0	0	0	0	0,00	0,00	29

Diagnóstico de comunicación del canal 8 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

SISTEMA SCADA OAXACA ESTADÍSTICAS DE COMUNICACION										
CANAL - 14										
Reset	Comunicación	Dispositivo	Circuito	Trama TX	Buenas	Malas	Errores CRC	Eficiencia Actual	Eficiencia Anterior	DNP
🔌	🟢	D3260	OAP-04040	1198327	1194069	0	9154	100,00	100,00	54
🔌	🟢	D3276	OAP-04040	284	284	0	0	100,00	97,21	1276
🔌	🟢	D6102	ETX-04010	284	284	0	0	100,00	97,23	168
🔌	🟢	R6103	ETX-04010	794006	782142	0	649	100,00	100,00	6410
🔌	🟢	R6285	ETX-04010	970115	930000	0	5145	100,00	100,00	6285
🔌	🔴	D3009	OAX-04080	6	0	0	6	0,00	0,00	1009
🔌	🟢	D3010	OAX-04070	32	28	0	0	83,84	73,98	43
🔌	🟢	D3021	OAX-04070	160	80	0	0	100,00	91,67	38
🔌	🔴	D3026	OXD-04120	5	0	0	5	0,00	0,00	48
🔌	🟢	D3195	OAP-04060	27	27	0	0	82,46	73,39	195
🔌	🟢	D3196	SFO-04055	27	27	0	0	82,46	73,41	971
🔌	🟢	D3197	OAX-04020	27	27	0	0	82,46	73,69	197
🔌	🔴	D3219	OAX-04060	5	0	0	5	0,00	0,00	219
🔌	🟢	D3223	OXD-04150	27	28	0	0	83,84	73,04	2303
🔌	🟢	D3272	OAX-04060	27	27	0	0	82,46	73,62	220
🔌	🟢	D3273	OXD-04110	29	29	0	0	85,15	74,95	1273

Diagnóstico de comunicación del canal 14 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

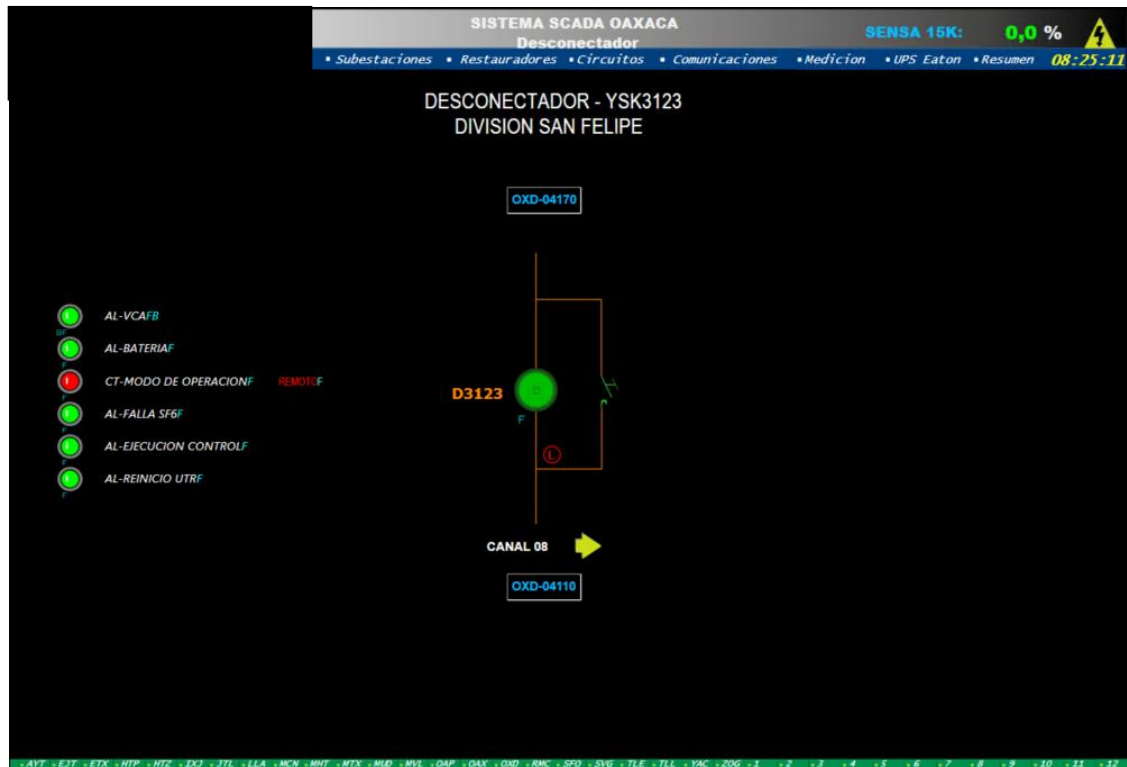
SISTEMA SCADA OAXACA ESTADÍSTICAS DE COMUNICACION										
CANAL - 14										
Reset	Comunicación	Dispositivo	Circuito	Trama TX	Buenas	Malas	Errores CRC	Eficiencia Actual	Eficiencia Anterior	DNP
🔌	🟢	R3214	OXD-04180	29	29	0	0	85,15	72,88	10002
🔌	🟢	R3217	OAX-04060	31	27	0	0	82,46	69,34	800
🔌	🟢	R3235	SFO-04035	28	28	0	0	83,84	73,87	103
🔌	🟢	R3267	OAX-04010	1722	0	0	1722	0,00	0,00	13267
🔌	🟢	R3276	OAX-04030	0	0	0	0	0,00	0,00	400
🔌	🟢	R3280	OAP-04020	29	29	0	0	85,15	85,15	13280
🔌	🟢	R3287	OAX-04060	67	23	0	39	42,38	52,30	3287
🔌	🟢	R3288	OAP-04020	105	20	0	85	25,09	41,28	3288
🔌	🟢	R3289	OXD-04140	38	28	0	0	83,84	74,43	3003
🔌	🟢	R3290	SFO-04045	28	28	0	0	83,84	74,25	3006
🔌	🟢	R3291	OXD-04160	55	55	0	0	100,00	86,42	3291
🔌	🟢	R3292	OAX-04070	42	28	0	0	83,84	73,56	3292
🔌	🟢	R3293	OAP-04030	32	28	0	0	83,84	73,45	3293
🔌	🟢	R3294	OXD-04140	29	28	0	0	83,84	73,34	3294
🔌	🟢	R3295	OAX-04010	7757	7554	0	420	100,00	100,00	13295
🔌	🟢	R3296	OAX-04060	29	29	0	0	85,15	72,76	13279

Diagnóstico de comunicación del canal 14 (SCADA Survalent) [captura de pantalla]

Anexo E Circuitos únicos de los dispositivos



Circuito único del restaurador (SCADA Survalent) [captura de pantalla]



Circuito único del seccionador (SCADA Survalent) [captura de pantalla]