



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Consideraciones técnicas para la implementación de un
SCADA en empresa de distribución eléctrica**

Trabajo de Suficiencia Profesional para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Walter Román Pasache Juárez

Revisor(es):
Mgtr. Ing. Juan Junior Valdiviezo Espinoza

Piura, abril de 2023

NOMBRE DEL TRABAJO

TFG abril23 WPJ.pdf

RECUENTO DE PALABRAS

12169 Words

RECUENTO DE PÁGINAS

65 Pages

FECHA DE ENTREGA

Aug 8, 2023 2:29 PM GMT-5

RECUENTO DE CARACTERES

69782 Characters

TAMAÑO DEL ARCHIVO

3.8MB

FECHA DEL INFORME

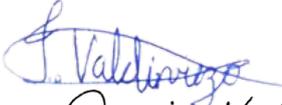
Aug 8, 2023 2:30 PM GMT-5**● 15% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 12% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 10% Base de datos de trabajos entregados
- 4% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Fuentes excluidas manualmente


Mgtr. Ing. Juan Junior Valdiviezo Espinoza



A mis padres Teodora y Wilfredo, quienes fueron el sólido apoyo para llegar a la meta prevista; para ellos, mi eterno y profundo agradecimiento.



Resumen

El presente trabajo trata de cubrir las consideraciones técnicas que deben tomarse en cuenta, cuando se implementa un SCADA en una empresa eléctrica; el aporte técnico realizado se enmarca dentro del proyecto de implementación de un nuevo sistema SCADA ADMS para las empresas del grupo Distriluz, que engloba cuatro empresas de distribución eléctrica en los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad y Junín, cuyo periodo de ejecución se realizó en el año 2015. La ejecución del proyecto estuvo a cargo de los Consorcios SEP-TELVENT y SURVALENT-PROCETRADI. En el indicado proyecto, las funciones desempeñadas fueron como líder funcional técnico por parte del grupo Distriluz y con designación a la empresa del norte del país. Las labores específicas se basaron en la supervisión y aprobación de las etapas de ingeniería, pruebas de fábrica y pruebas en sitio que permita el inicio de operación del nuevo SCADA ADMS.

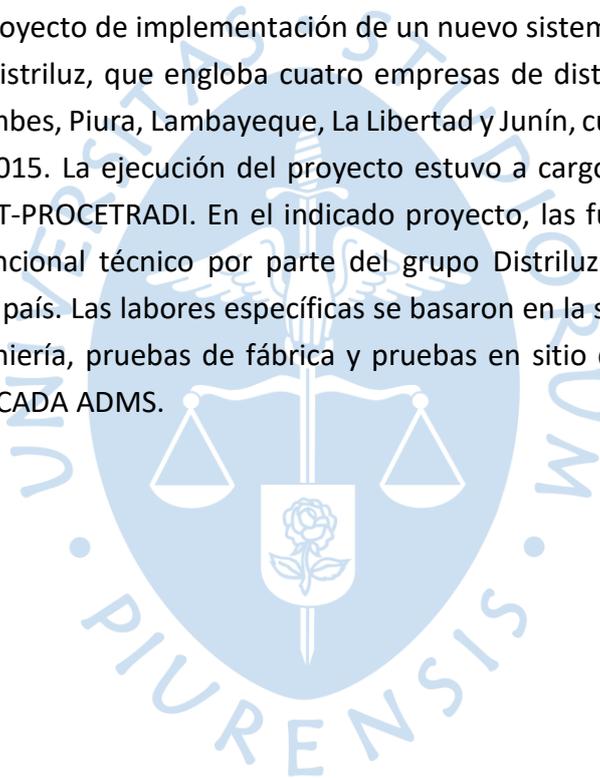




Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| Introducción | 13 |
| Capítulo 1 Marco teórico..... | 15 |
| 1.1 Características generales de las subestaciones eléctricas o subestaciones de potencia .. | 15 |
| 1.2 Partes de una subestación eléctrica..... | 16 |
| 1.2.1 Transformador de potencia | 16 |
| 1.2.2 Aparataje eléctrica..... | 17 |
| 1.3 Sistema de control, protección y telecontrol..... | 20 |
| 1.4 Protocolos de comunicaciones | 22 |
| 1.5 OMS (Sistema de gestión de interrupciones) | 25 |
| 1.6 DMS (Sistema de gestión de distribución) | 26 |
| 1.7 Marco normativo..... | 26 |
| Capítulo 2 Descripción del proyecto | 29 |
| 2.1 Alcance del trabajo realizado | 29 |
| 2.2 Lineamientos establecidos en el proyecto..... | 34 |
| 2.2.1 Niveles de control de una subestación de potencia | 34 |
| 2.2.2 Arquitectura de comunicación en subestación de potencia | 39 |
| Esta arquitectura incluye..... | 39 |
| 2.2.3 Arquitectura de comunicaciones a nivel de red de área ampliada (WAN) desde las subestaciones de potencia a centro de gestión..... | 41 |
| 2.3 Sistema SCADA con mejoras funcionales (sistema de gestión de distribución avanzado) | 43 |
| 2.4 Equipamiento del centro de gestión con la arquitectura de comunicación empleada..... | 45 |
| Capítulo 3 Desarrollo del proyecto implementado..... | 47 |

| | |
|----------------------------------|----|
| 3.1 Etapa de campo..... | 47 |
| 3.2 Etapa SCADA..... | 52 |
| 3.3 Hardware..... | 60 |
| 3.4 Software | 62 |
| Conclusiones..... | 65 |
| Referencias bibliográficas | 67 |



Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Esquema de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica..... | 15 |
| Figura 2. Vista lateral de transformador de potencia de 30 MVA | 16 |
| Figura 3. Vista diagonal de interruptor de potencia, transformadores de corriente y tensión, 60 000 voltios..... | 17 |
| Figura 4. Vista diagonal de seccionador de barra, 60 000 voltios | 18 |
| Figura 5. Vista diagonal de seccionador de línea, 60 000 voltios | 19 |
| Figura 6. Diagrama unifilar de la aparamenta eléctrica y disposición de equipos | 20 |
| Figura 7. Niveles de control en una Subestación de Potencia hacia Centro de Control | 22 |
| Figura 8. Característica del protocolo DNP 3.0. Reporte espontáneo..... | 23 |
| Figura 9. Característica del protocolo Modbus RTU. Reporte ante requerimiento y maestro-esclavo: Comunicación serial..... | 24 |
| Figura 10. Característica del protocolo IEC 104. Reporte ante requerimiento, maestro-esclavo | 24 |
| Figura 11. Diseño de oficina del centro de control de operaciones | 30 |
| Figura 12. Celdas de radiales de media tensión, interruptor, relé de protección, medidor, selector local-remoto | 31 |
| Figura 13. Cableado de IEDs, incluye puertos de comunicación | 32 |
| Figura 14. Módulo de mando SM_DO16R | 33 |
| Figura 15. Gabinete de la Unidad Terminal Remota..... | 33 |
| Figura 16. Configuración del modo de operación en las Unidades Terminales Remotas | 34 |
| Figura 17. Distribución de equipos de protección y control ubicados en la red de media tensión | 35 |
| Figura 18. Esquema de mando desde el servidor SCADA a equipo de campo | 36 |

| | |
|--|----|
| Figura 19. Controladores de bahía y Unidad Terminal Remota..... | 37 |
| Figura 20. Configuración final del sistema cuádruple redundante de servidores SCADA | 38 |
| Figura 21. Configuración final del sistema de comunicación en subestación de potencia | 41 |
| Figura 22. Esquema de comunicación entre subestaciones de potencia y servidores SCADA bajo la red WAN | 42 |
| Figura 23. Esquema de comunicación entre subestaciones de potencia y servidores SCADA bajo la red WAN. Condición actual de operación | 43 |
| Figura 24. Esquema de conexión en centro de control del equipamiento SCADA..... | 45 |
| Figura 25. Equipamiento instalado en centro de control de Enosa SCADA..... | 46 |
| Figura 26. Esquema funcional de mando..... | 48 |
| Figura 27. Esquema funcional de medición | 48 |
| Figura 28. Esquema de conexión de Unidad Terminal Remota, incluyendo los módulos de entradas y salidas | 49 |
| Figura 29. Esquema de señal de alarma asociado a interruptor de potencia. | 49 |
| Figura 30. Esquema de señal de mando asociado a interruptor de potencia | 50 |
| Figura 31. Esquema de señal de mando asociado a interruptor de potencia | 50 |
| Figura 32. Diagrama unifilar de protecciones para falla externas al transformador..... | 52 |
| Figura 33. Esquema de integración de señales vía software SCADA | 53 |
| Figura 34. Esquema de integración de señales vía software SCADA | 54 |
| Figura 35. Interfaz de control y adquisición de datos de subestación de potencia | 55 |
| Figura 36. Esquema del proceso de aplicativo SCANMON para visualización de adquisición de datos en tiempo real | 56 |
| Figura 37. Visualización de intercambio de datos con aplicativo scanmon, bajo protocolo DNP3.0..... | 56 |
| Figura 38. Importación de suministros en entorno GIS | 57 |
| Figura 39. Visualización de la red de media tensión y suministros en el entorno del software SCADA..... | 58 |
| Figura 40. Visualización de datos comerciales de clientes dentro del entorno SCADA..... | 58 |
| Figura 41. Vista desde entorno web de recorrido de vehículos de emergencia | 59 |
| Figura 42. Vista de llamadas telefónicas de clientes desde el software SCADA..... | 59 |
| Figura 43. Esquema de equipos instalados en el data center centralizado de DISTRILUZ | 61 |

Figura 44. Esquema de equipos instalados en el centro de control de operaciones de ENOSA-DISTRILUZ. 62





Introducción

En las empresas de distribución eléctrica, dentro de sus múltiples procesos que realizan para dar el servicio de electricidad, está la operación del sistema eléctrico, este proceso permite dar continuidad del servicio y notificar a las áreas de mantenimiento, logística, planeamiento y comercialización, de fallos, mejoras a realizar, compras de equipamiento, inversiones a mediano y largo plazo; generando mejora en la calidad del servicio eléctrico.

Dentro de la operación del sistema eléctrico, Distriluz a través de su empresa Electronoroeste, cuenta con 22 subestaciones de potencia cuyo nivel de tensión máximo es de 60,000 voltios que le permite transformar el nivel de tensión y distribuir la energía a las ciudades, industrias y zonas rurales. Esta energía es necesaria para el desarrollo económico; razón por la cual, la necesidad de monitorear las variables eléctricas, realizar el control del equipamiento en cada subestación de potencia y utilizar la información que reportan indicados equipos en tiempo real y post eventos permite dar continuidad, confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad. Para el caso del sistema eléctrico del norte del país, antes de aprobar el proyecto de nuevo SCADA, solo nueve (9) subestaciones de potencia de veintidós (22) con las que cuenta la empresa estaban siendo supervisadas y controladas de manera remota.

En el desarrollo de este Trabajo de Suficiencia Profesional (TSP) se describirá los criterios técnicos, actividades específicas y aportes con el fin de lograr la mejora en la continuidad del servicio eléctrico y agregar valor a la información que se incrementa con cada subestación de potencia que se integra al sistema SCADA. Así, el primer capítulo abarca el marco teórico, que permitirá poner en contexto las actividades que se realizaron y la razón de las mismas. El capítulo dos, aborda, los criterios técnicos realizando enlace teoría-práctica que permitió definir lineamientos para adquisición de equipos, desarrollo de la ingeniería básica, de detalle, y consideraciones para las líneas de comunicación. El capítulo tres, indica la acción de integración a nivel de subestaciones y control con el uso de los softwares de los proveedores de las RTU y del software SCADA.



Capítulo 1

Marco teórico

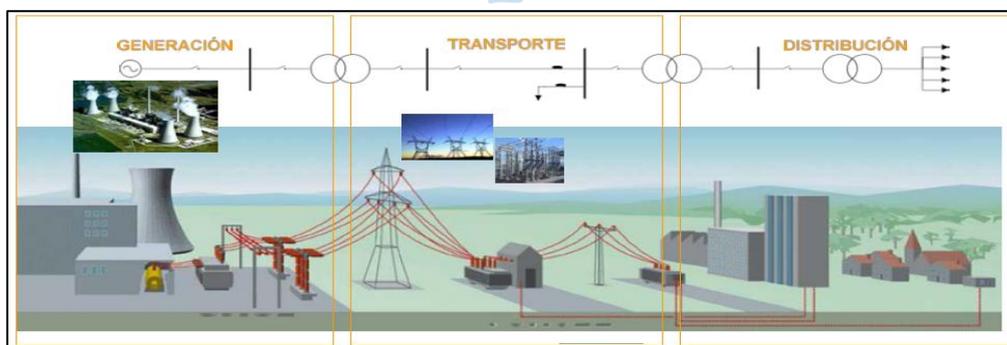
Se incluyen conceptos eléctricos y de comunicación industrial, bajo el marco de la tecnología de la operación, que permita tener la ayuda necesaria para entender el proceso de integración de equipamientos, procesos de automatización bajo la implementación de un sistema SCADA para empresas eléctricas.

Considerar que los conceptos presentados sirven de igual forma para la migración de estos sistemas al estándar IEC 61850, protocolos que se vienen usando en estos últimos tiempos, para la mejora en determinados procesos eléctricos.

1.1 Características generales de las subestaciones eléctricas o subestaciones de potencia

Como principal función es la de transformar la variable eléctrica, tensión, desde un nivel a otro que permite conectar centrales de generación, transporte de corriente a través de las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, esto último a través de las redes de media tensión. En la figura 1, se presenta un esquema de proceso de transformación de energía y transporte de la misma hacia el usuario final (Torres, 2019).

Figura 1. Esquema de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica



Nota. Traslado de energía desde la etapa de generación hasta el usuario final. Adaptado de Sistemas de Control y Protección de Subestaciones Eléctricas (Torres, 2019).

1.2 Partes de una subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas tienen como su principal elemento al transformador de potencia; complementado con la aparatación eléctrica, elementos auxiliares y equipamiento asociados que permiten la interconexión entre ellos, como son las líneas de transmisión, subtransmisión, distribución, barras y celdas de acoplamiento.

1.2.1 Transformador de potencia

Su función es transformar la energía de un nivel de tensión a otro, puede ser de dos o tres devanados, permitiendo interconectarse con las barras de distinto nivel de tensión dentro de la subestación de potencia.

Debido a la importancia del equipo dentro de las subestaciones de potencia, bajo el marco de un SCADA, enviamos señales básicas al centro de control, tales como:

- Protección térmica
- Sobrecorriente entre fase y tierra (ambos lados del transformador)
- Protección diferencial
- Nivel de aceite
- Buchholz

En la figura 2, se muestra vista lateral de transformador de potencia para nivel de 60 000 voltios a 22 900 voltios.

Figura 2. Vista lateral de transformador de potencia de 30 MVA



Nota. Subestación de Potencia Ejidos de empresa Electronoroeste tomado "In Situ".

1.2.2 Aparamenta eléctrica

Enmarca los equipos de conexión y desconexión de los circuitos eléctricos a distinto nivel de tensión dentro de la subestación de potencia, así como equipamiento para registrar medidas de las magnitudes importantes para los sistemas de protección eléctrica y de registros de energía, esto último, importante para los contratos de compra y venta de energía. Considerar que dentro de este conjunto de elementos eléctricos llamada aparamenta se excluye a los pararrayos y transformador de potencia, propiamente. A continuación, se hace una descripción breve de los elementos más representativos:

- **Interruptor**

Cuya función es energizar o desenergizar una parte del sistema de potencia bajo condiciones normales de operación. Considerar que igualmente tiene la capacidad de interrumpir las corrientes de cortocircuito de forma confiable (Torres, 2019).

Este equipo asocia a circuitos de protección y control, como son los de cierre, apertura, disparo, supervisión de la bobina de disparo, contactos auxiliares, alarma y bloqueo por baja densidad de SF6 y otros de importancia en menor grado; estos circuitos se integran adecuadamente al sistema de control, protección y telecontrol (Torres, 2019).

En la figura 3, se presenta el interruptor de potencia de 60 000 voltios perteneciente a una subestación de potencia.

Figura 3. Vista diagonal de interruptor de potencia, transformadores de corriente y tensión, 60 000 voltios



Nota. Subestación de Potencia Ejidos de empresa Electronoroeste. Tomado "In Situ".

- **Seccionador**

Este equipo cuya función es aislar líneas y barras, tiene como característica principal que su sistema de maniobra sea sin carga, razón de la no presencia de arco eléctrico y lentitud de la maniobra. La maniobra realizada sin carga, implica corte de la corriente eléctrica al tener aperturado los interruptores asociados a indicado equipo (Torres, 2019).

Tiene igualmente circuitos asociados al sistema de protección y control, como son el circuito de mando y contactos auxiliares de señalización, que se llevan a la unidad terminal remota (RTU/CDs) para posterior envío al centro de control de operaciones (Torres, 2019).

En las figuras 4 y 5, se presentan seccionadores de barra y línea de 60 000 voltios perteneciente a una subestación de potencia.

Figura 4. Vista diagonal de seccionador de barra, 60 000 voltios



Nota. Subestación de Potencia Ejidos de empresa Electronoroeste.
Tomado "In Situ".

Figura 5. Vista diagonal de seccionador de línea, 60 000 voltios



Nota. Subestación de Potencia Ejidos de empresa Electronoroeste. Tomado "In Situ".

- **Transformadores de tensión**

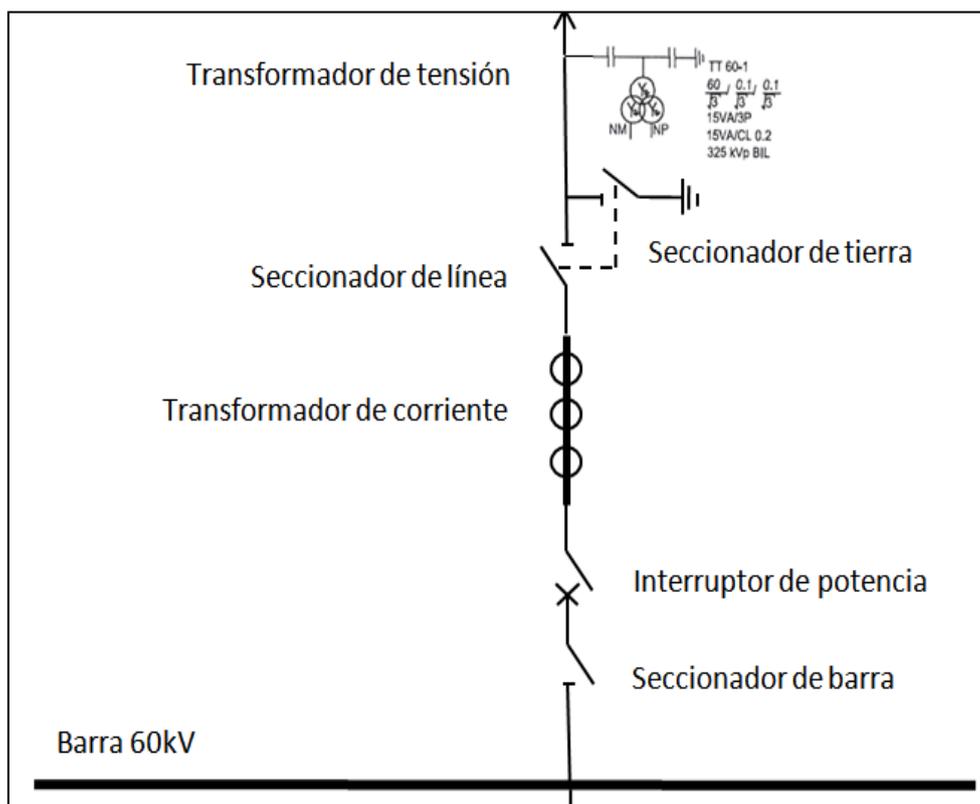
Los equipos de control y protección necesitan la lectura de la variable eléctrica de tensión que permita realizar un correcto funcionamiento para el sistema de protección así como para el sistema de contadores de energía que permita las lecturas correctas basadas en la precisión de estos transformadores de tensión de medida; considerar que estos aparatos son los encargados de transformar las magnitudes primarias a medir, en este caso la variable de tensión, a magnitudes secundarias (magnitud moderada, utilizada para los contadores de energía y equipos de protección eléctrica) (Torres, 2019).

- **Transformadores de corriente**

Al igual que los transformadores de tensión, estos equipos son necesarios para los sistemas de control y protección eléctrica, así como para la medición de contadores de energía. La importancia de la precisión de estos equipos, cobra relevancia tanto para protecciones eléctricas como de medición. Para el caso de sistemas de protección el requerimiento se enmarca en corrientes de cortocircuitos y la relación para el lado secundario puede ser de 1A o 5A, dependiendo del sistema, europeo o americano a usar; considerar que estos aparatos son los encargados de transformar las magnitudes primarias a medir, en este caso la variable de corriente, a magnitudes secundarias (magnitud moderada, utilizada para los contadores de energía y equipos de protección eléctrica) (Torres, 2019).

En la figura 6, se presenta bajo diagrama unifilar el orden de montaje del equipamiento descrito en párrafos anteriores. Esquema individualizado para los esquemas de protección eléctrica a usar en el proyecto (caso transformador de corriente, donde se utilizaron tres transformadores de corriente, dos utilizados para protección y uno para medición).

Figura 6. Diagrama unifilar de la aparamenta eléctrica y disposición de equipos



1.3 Sistema de control, protección y telecontrol

Indicado sistema o jerarquía de automatización, permite realizar un control local y remoto de una subestación de potencia, esto a través de órdenes a los interruptores, seccionadores, realizar mandos a través de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), recopilación de datos para los análisis respectivos tanto para la operación y protección eléctrica, así como la visualización de las medidas, posiciones y alarmas en tiempo real (DMS, 2015).

Dependiendo de la necesidad de la operación, ésta puede ser local (se realiza desde el mismo equipo) o remota (desde una interfaz hombre-máquina o desde un centro de control). En ese sentido, se describen los niveles de automatización, bajo la necesidad propia del proyecto (DMS, 2015).

Nivel cero (0): En este nivel se encuentran los equipos en los patios de llaves de la subestación de potencia (seccionadores, interruptores, transformadores de tensión y corriente), éstos son los elementos del sistema que ejecutan directamente la acción mecánica en el propio gabinete de mando (DMS, 2015).

Considerar que debido a la condición cableada a utilizar en este proyecto, los canales de comunicación están conformados por multiconductores de cobre, que permiten de manera individual, llevar el mando, posición, alarmas y medida a la unidad terminal remota (RTU/CDs); esta particularidad lleva a instalar un gran número de multiconductores de cobre en una subestación de potencia.

En futuro con aplicación del estándar IEC 61850, se disminuirá el cableado, rapidez de información y mejora en integración de equipos en subestaciones de potencia.

Nivel uno (1): En este nivel se encuentran los equipos en la sala de celdas (sistemas de protección y control, celdas, pulsadores, panel de alarmas); éstos son los elementos del sistema que ejecutan la acción mecánica (DMS, 2015).

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos mediante entradas y salidas analógicas y digitales.

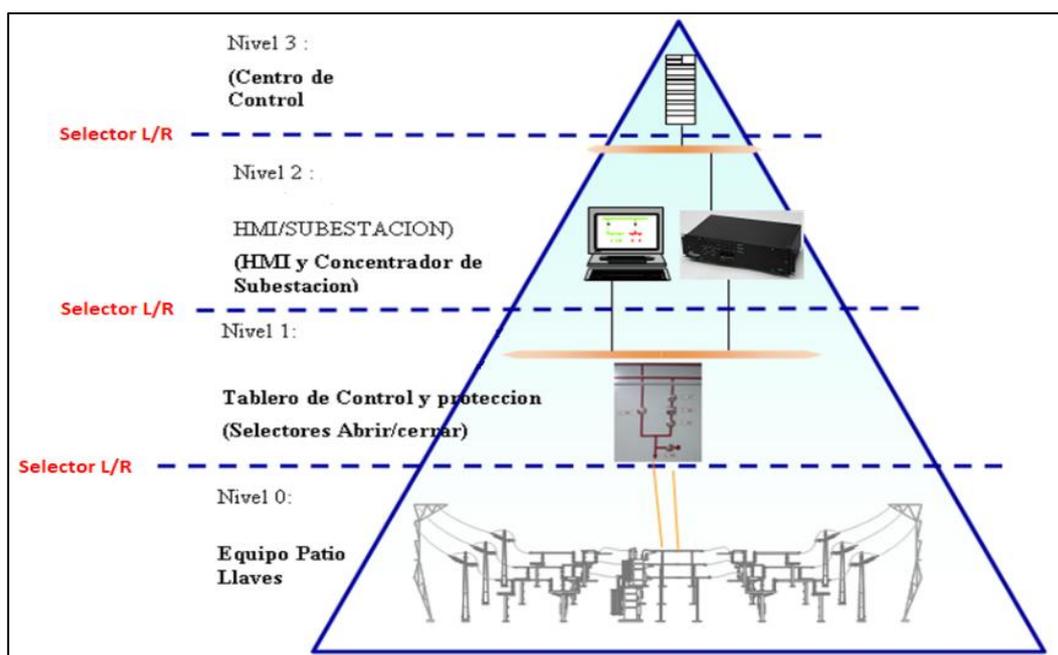
Es necesario precisar que, a este nivel, se pueden implementar redes de comunicación para el intercambio de información con la unidad terminal remota (RTU/CDs) bajo distintos protocolos de comunicación industrial, labor que realiza la RTU como conversor de protocolos.

Nivel dos (2): En este nivel se encuentra el equipo en la sala de la subestación, éstos son los elementos del sistema que ejecutan la acción mecánica a través del RTU/CDs y vistos a través del HMI. Considerar que a este nivel también los controladores de bahía, equipos capaces de realizar mando y protección, pueden realizar la acción mecánica con los equipos de patio de llaves (DMS, 2015).

Nivel tres (3): En este nivel se encuentran los equipos en la sala del centro de control, éstos son los elementos del sistema que ejecutan la acción mecánica a través de la interfaz gráfica o HMI del sistema SCADA (DMS, 2015).

En la figura 7, se muestra la descripción de la jerarquía de automatización.

Figura 7. Niveles de control en una Subestación de Potencia hacia Centro de Control



Nota. Pirámide de gestión del control, protección y telecontrol en subestación de potencia hacia Centro de Control. Adaptado del Documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

1.4 Protocolos de comunicaciones

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas, convenciones, estandarizados que permite a dos sistemas el intercambio de información. Para el caso del documento, permite la comunicación entre IEDs con RTU, entre RTU y Centro de Control, entre Centro de Control y Centro de Control COES.

Entre los más relevantes dentro del trabajo realizado, se describen:

- **DNP 3.0 (Protocolo de redes distribuidas)**

Se utiliza bajo el modelo de interconexión de sistemas abiertos (OSI), dos capas dentro de un solo proceso, que será la capa de enlace de datos (data link) y la capa de aplicación, para OSI capa 2 y capa 7. En la capa 2 (bajo nivel) se provee el servicio de enlace de datos a la capa de aplicación. Para el caso del software de Survalent, el protocolo de enlace de datos, usa una versión ligeramente modificada del formato de frame FT3 descrito en el documento IEC-870-5 Telecontrol Equipment and System: Part 5 – Transmission Protocols. La modificación incluye la adición de una funcionalidad muy simple de capa de transporte que permite al enlace de datos “romper” un mensaje de aplicación largo en múltiples frames, y reensamblar múltiples frames en un solo mensaje de aplicación (DMS, 2015).

DNP3.0 está basado en los estándares de comunicación de la norma IEC 870-5 diseñado para la industria en aplicaciones de telecontrol, especialmente enfocados hacia el sector eléctrico.

Entre sus características tenemos:

- Confirmación a nivel de capa de enlace y/o aplicación.
- Garantiza alta integridad en los datos.
- Reporte espontáneo, es decir, transmitir solo datos que han cambiado.
- Pueden existir 65 000 dispositivos con direcciones diferentes en un mismo enlace.

En la figura 8, se presenta a manera de esquema una de las características principales de reporte de datos vía protocolos DNP 3.0. Esquema realizado a modo de ayuda que permite la identificación de datos no solicitados por el servidor SCADA al CPU de la unidad terminal remota, a través del protocolo DNP3.0

Figura 8. Característica del protocolo DNP 3.0. Reporte espontáneo



- **Modbus RTU**

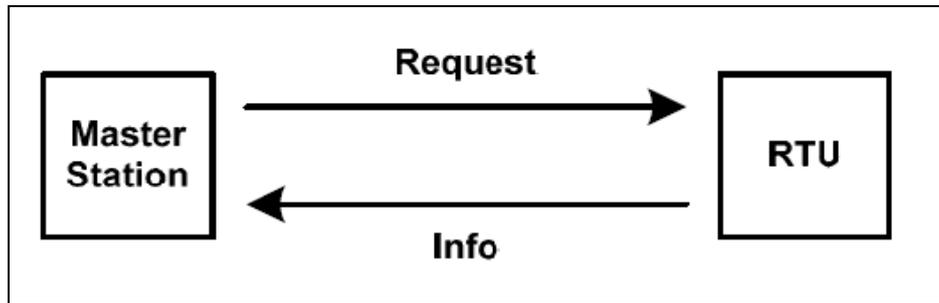
Comunicación serial RS-232, RS-485, utilizado en el sistema de medición de la empresa donde se desarrolló el proyecto, bajo un lazo que asocia cada equipo y se conecta con la RTU.

Es un protocolo mayormente utilizado para comunicación entre PLCs y equipos como son HMI, sensores, contadores de energía, actuadores remotos, RTU.

Su función principal permite también la comunicación entre un SCADA con el CDs o RTU, para el caso del sector eléctrico, debido a que indicado equipo no maneja estampa de tiempo en el envío de señales digitales ni analógicas, se restringe su uso solo a variables que no requieren la estampa de tiempo, condición necesaria para cumplimiento de la Norma Técnica para el Intercambio de la Información en Tiempo Real (NTIITR)...**15**

En la figura 9, se presenta a manera de esquema una de las características principales de reporte de datos vía modbus RTU.

Figura 9. Característica del protocolo Modbus RTU. Reporte ante requerimiento y maestro-esclavo: Comunicación serial



- **IEC 60870-5-104**

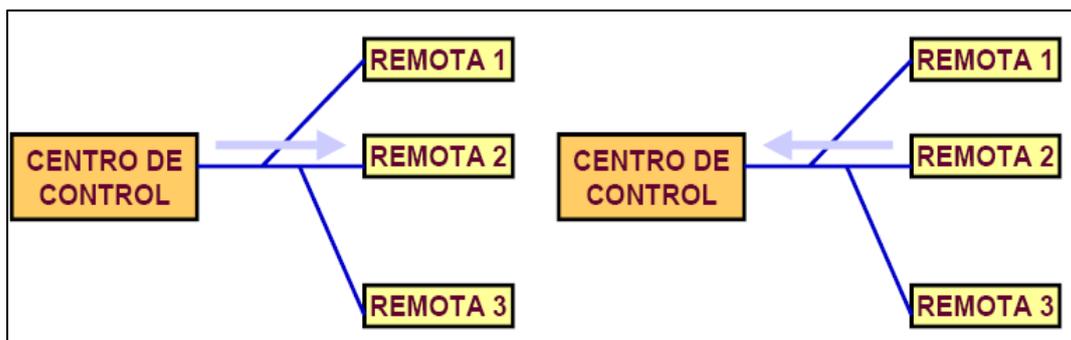
Se utiliza bajo el modelo OSI, dos capas dentro de un solo proceso, que será la capa de transporte y la capa de aplicación, para OSI capa 4 y capa 7. En la capa 4 (bajo nivel) se provee las funciones de transporte de TCP/IP a la capa de aplicación. Para la capa de aplicación, es la capa de nivel superior que programa las interrogaciones, evalúa las respuestas de las RTUs o CDs, y hace las interfaces con el resto del sistema SCADA. **16**

Es un protocolo de comunicación que se caracteriza por ser una comunicación TCP/IP y el centro de control es el maestro que dirige la comunicación en el cual usa un medio de comunicación único, no se utiliza para comunicaciones tipo serie como un lazo de comunicaciones, solo una remota puede responder en cada momento mediante una línea de comunicación (ver figura 10).

Dentro de sus principales características:

- Reporte espontáneo, es decir transmitir solo datos que han cambiado.
- Utiliza el Integrity Pool para realizar revisiones de integridad de mapa de señales.

Figura 10. Característica del protocolo IEC 104. Reporte ante requerimiento, maestro-esclavo



- **ICCP**

Protocolo ICCP-Tase2.0

Protocolo que permite al SCADA/ICCP comunicarse con otros centros de control. Es el protocolo utilizado para la comunicación entre un centro de control y el COES, para remitir las señales en tiempo real de acuerdo a la norma NTIITR. Consiste en 2 programas, un programa cliente y un programa servidor (DMS, 2015).

El programa cliente se conecta con otros miembros de la red para recibir datos de puntos y solicitudes de control de los operadores y los programas de aplicación.

El programa servidor responde a las solicitudes del programa cliente, enviando los datos solicitados y ejecutando las solicitudes de control.

Cualquier miembro de la red ICCP puede comportarse como cliente, como servidor o como ambos. La relación entre cualquier par de miembros puede ser bidireccional. Esto hace que ambos miembros puedan comportarse uno al otro como cliente y servidor.

Las principales características de este protocolo:

- Intercambio de datos operacionales en tiempo real entre centros de control de diferentes empresas. Interoperabilidad de software de diferentes proveedores sobre cualquier red.
- Permite el manejo de códigos de calidad, tales como el seteo manual y falla en telemetría, que son transmitidos con la data.
- Posibilidad de utilizar múltiples perfiles de transporte
- Maximiza la utilización de los protocolos estándares existentes de todas las capas del modelo de referencia OSI.

ICCP está limitado a una subcapa de la capa 7 (modificaciones se hacen solo en esta capa)

1.5 OMS (Sistema de gestión de interrupciones)

Viene de las siglas en ingles “Outage Managment System” que es el sistema de gestión de interrupciones. Es el sistema que se conecta a la base de datos SCADA y asocia eventos ocurridos en las redes de distribución eléctrica con sus efectos sobre los usuarios (DMS, 2015), y permite:

- Visualización de llamadas por interrupciones en la red de distribución eléctrica.
- Registro automático de interrupciones en media y alta tensión en el sistema Optimus NGC.
- Intercambio de información entre los sistemas georeferenciados, GIS SmallWord y aplicaciones diversas usadas por un sistema de gestión de interrupciones.

- Realizar reportes de interrupciones y suministros afectados ante una desconexión.

1.6 DMS (Sistema de gestión de distribución)

Viene de las siglas en inglés “Distribution Management System” que es el sistema de gestión de distribución.

Es el sistema que evalúa registros, monitorea carga, conectividad de los equipos de la red eléctrica, maniobras anteriores e información de placa de los elementos de la red eléctrica a fin de pronosticar fallas y proponer maniobras con el único fin de reducir los tiempos de interrupción, como es el caso de (DMS, 2015):

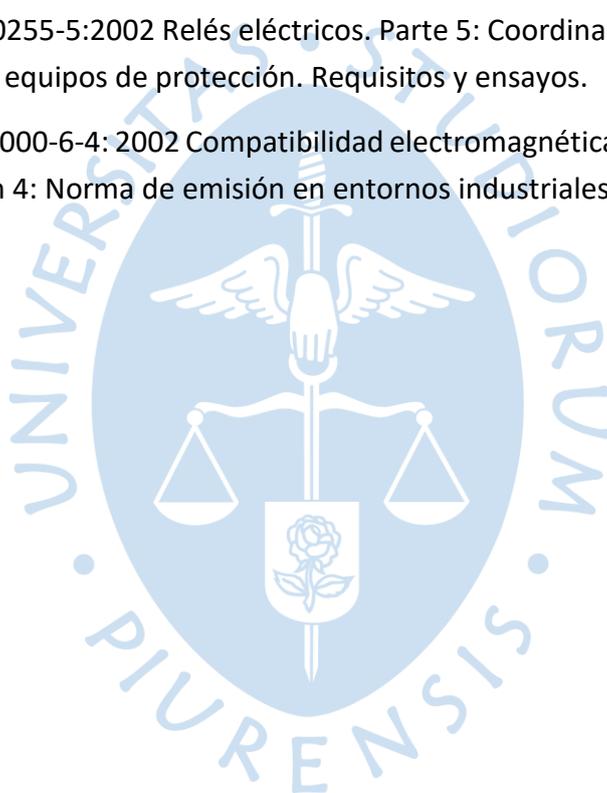
- Real-time Load Flow Analysis
- FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration)
- VVO (Volt/VAR Optimization)

1.7 Marco normativo

Se hace necesario el marco legal/normativo que permita el correcto diseño de los sistemas de control y automatización, así como las pruebas a realizarse bajo últimas publicaciones del listado de normas que se indican:

- Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real de los sistemas interconectados (NTIITR)
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los sistemas interconectados (NTCOTR)
- Procedimiento ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el sistema interconectado nacional (PR20 del COES)
- Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001, Perú (CNE-S)
- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE)
- Reglamento General de Telecomunicaciones (MINTR)
- Norma IEC 60870-5-6 “Telecontrol equipment and systems – Part 5-6: Guidelines for conformance testing for the IEC 60870-5 companion standards”.
- Norma American National Standard ANSI/ISA-18.2-2016 – “Management of Alarm Systems for the Process Industries”.
- U.S. Nuclear Regulatory Commission Office of Nuclear Regulatory Research – NUREG-0700 - Rev. 2 “Human-System Interface Design Review Guidelines”

- Norma UNE EN 60947-5-1 “Aparatos de baja tensión. Aparatos y elementos de conmutación para circuitos de mando. Aparatos electromecánicos para circuitos de mando”.
- Norma UNE 21.136-11 “Relés eléctricos. Interrupciones y componentes alterna (rizado) en las magnitudes de alimentación auxiliar con c.c. para los relés de medida”.
- Norma UNE 20.324 “Grados de protección proporcionados por las envolventes” (Código IP CEI 529-1989) versión oficial EN 60.529:1991, EN 60.529AC:1993
- Norma UNE 21000-6-5:2002 IN de fecha Junio 2002. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6: Normas genéricas. Sección 5: Inmunidad para los entornos de centrales eléctricas y subestaciones.
- Norma UNE-EN 60255-5:2002 Relés eléctricos. Parte 5: Coordinación de aislamiento para relés de medida y equipos de protección. Requisitos y ensayos.
- Norma UNE EN 61000-6-4: 2002 Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6: Normas genéricas. Sección 4: Norma de emisión en entornos industriales.





Capítulo 2

Descripción del proyecto

Las consideraciones técnicas presentadas, se enmarcan en las pautas a tener en cuenta en el desarrollo de la ingeniería básica, de detalle y equipamiento, que intervienen en el proyecto; el diseño y definición de la arquitectura a emplear en las subestaciones de potencia; las líneas de comunicación que sirven de vía para el traslado de los paquetes de información a los servidores SCADA y el software; hardware de los servidores que gestionan el SCADA; estas consideraciones técnicas indicadas, permite en el presente la operación continua y confiable a través de los centros de control del sistema eléctrico de potencia y de distribución eléctrica y en futuro sirven para el desarrollo de nuevos proyectos, actualizaciones y mejoras dentro de las empresas de distribución eléctrica donde se realizó el presente trabajo.

2.1 Alcance del trabajo realizado

Se desarrollaron en las áreas de concesión de cada una de las empresas de distribución eléctrica que pertenecen al grupo Distriluz. Las actividades que se implementaron fueron las siguientes:

1. Integración de 91 subestaciones de potencia que abarcan los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad y Junín.
2. Implementación de la arquitectura de comunicación y equipamiento de un sistema SCADA cuádruple redundante con 5 niveles de contingencia ante desastres.
3. Implementación del equipamiento para un Data Center de Control Centralizado (DCCC) y 4 Centros de Control y Operaciones (CCO), uno por cada empresa, en los cuales serán instaladas las estaciones de operación, entrenamiento e ingeniería.
4. Integración con los sistemas GIS Small Word Electric Office al SCADA Survalent.
5. Implementación de los sistemas OMS/DMS para el registro, análisis y reposición de interrupciones en las redes de distribución eléctrica.

Niveles de tensión donde se desarrolló el proyecto

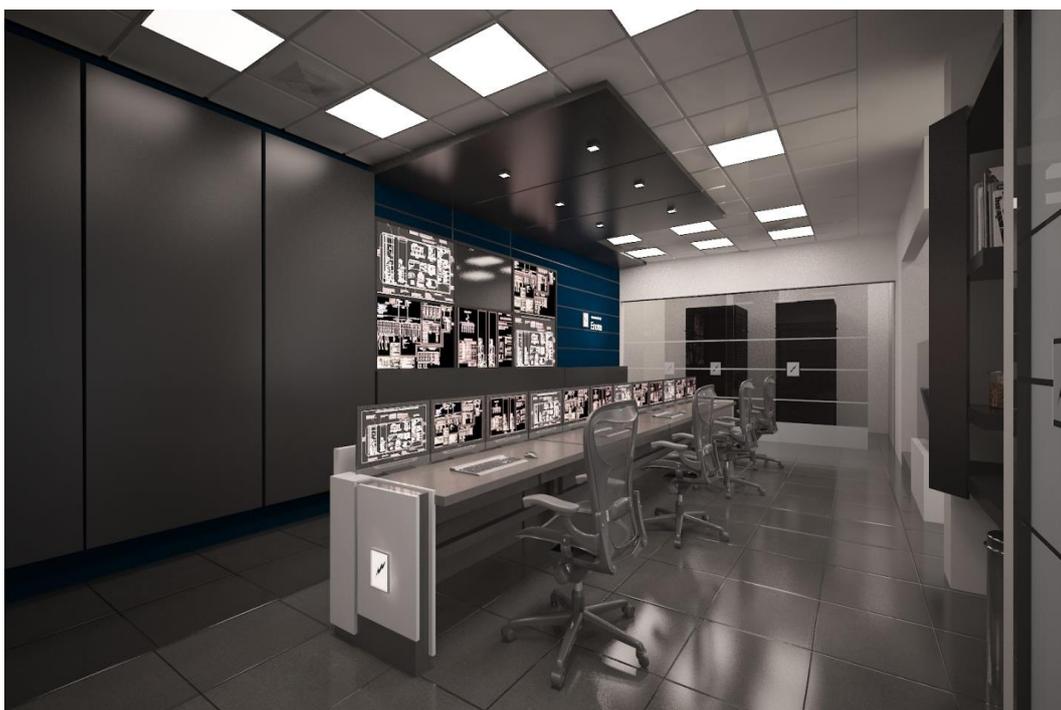
Subtransmisión : 60kV

Media Tensión : 33kV, 22.9kV, 13.8kV, 13.2kV, 10kV

En subestación de potencia : 110 VDC

En la figura 11, se presenta el diseño de la infraestructura del centro de control de operaciones que se implementó.

Figura 11. Diseño de oficina del centro de control de operaciones



Nota. Diseño de infraestructura de las oficinas del centro de control. Adaptado del Documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Dada la aprobación del proyecto, se iniciaron los trabajos, iniciándose con la ingeniería básica, ingeniería de detalle, montaje de suministros y operación de SCADA.

Para la Ingeniería básica, necesaria y parte principal del proyecto SCADA, se tomaron en cuenta, lo siguiente:

- Esquemas funcionales actualizados de cada subestación de potencia a intervenir (esto para el caso del proyecto); en general, la existencia de esquemas funcionales revisados y plenamente detallados de la instalación a intervenir es la parte fundamental para la integración de señales a requerir (mandos, posiciones, alarmas, medidas). Debido a que se contaba con cableado montado del primer SCADA en nivel 0 hacia nivel 1, se optó por no realizar modificaciones en atención a que el proyecto en cuanto a tiempos se alargaría y sólo se realizó nuevo cableado a equipamiento que no había formado parte del SCADA anterior.

- Inventario de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) a integrar, así como los equipos de comunicación con que cuenta la subestación de potencia. Debe hacerse notar que el inventario de IEDs se debe detallar el número de puertos de comunicación disponibles y la condición fundamental que el protocolo de comunicación sea “abierto” condición necesaria para garantizar la interoperabilidad de los IEDs con el CDS o RTU y está a su vez con el servidor SCADA.

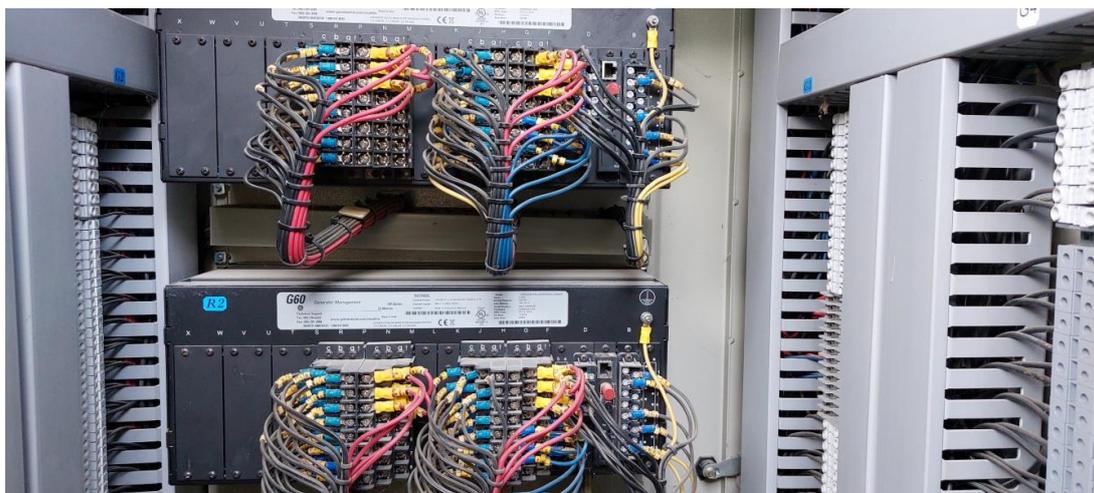
En las figuras 11 y 12, se presentan celdas de media tensión que operan en sala de control de las subestaciones de potencia, que permitió revisar detalle de IEDs.

Figura 12. Celdas de radiales de media tensión, interruptor, relé de protección, medidor, selector local-remoto



Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar el grado de comunicación que tienen los equipos para reportar al centro de control, así como la revisión de los planos de los interruptores, seccionadores. Subestación Paíta. Tomado “In Situ (2015)”.

Figura 13. Cableado de IEDs, incluye puertos de comunicación



Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar el grado de comunicación que tienen los equipos para reportar al centro de control, así como la revisión de los planos de los interruptores, seccionadores. Subestación Paita. Tomado “In Situ (2015)”.

Para la Ingeniería de detalle, se requirió revisar lo siguiente:

Bajo la revisión y actualización de los esquemas funcionales se preparan los planos que definen las condiciones de mandos, posiciones y alarmas críticas cableadas. Esto permitió cuantificar los módulos de entradas y salidas a los CPU del CDS o RTU.

Sobre el punto anterior se define la forma de envío de señales, cableadas o por protocolo, que dependerá del estándar con que cuente la empresa. Para el caso del proyecto se definió que las señales de mando, posiciones y alarmas críticas serían bajo la forma cableada y las señales análogas de protecciones eléctricas y medición por protocolo (se utilizó el protocolo industrial DNP3.0 debido a que incorpora la estampa de tiempo en su trama, adicionado a que indicado protocolo cumple la condición de interoperabilidad).

Para el CDS o RTU, se revisó la existencia de tarjetas digitales, redundancia de CPU, interoperabilidad del mismo, que las partes del concentrador de datos sean modular y la condición de reemplazo de cualquier equipo en caliente, esto en atención a que estos equipos ya estaban operando y la condición crítica de la operación del sistema eléctrico, no permite indisponer tales equipos.

Se revisaron tarjetas de entradas/salidas de los módulos de las unidades terminales remotas, así como las unidades de procesamiento central (CPU), switches (ver figuras 14 y 15).

Figura 14. Módulo de mando SM_DO16R



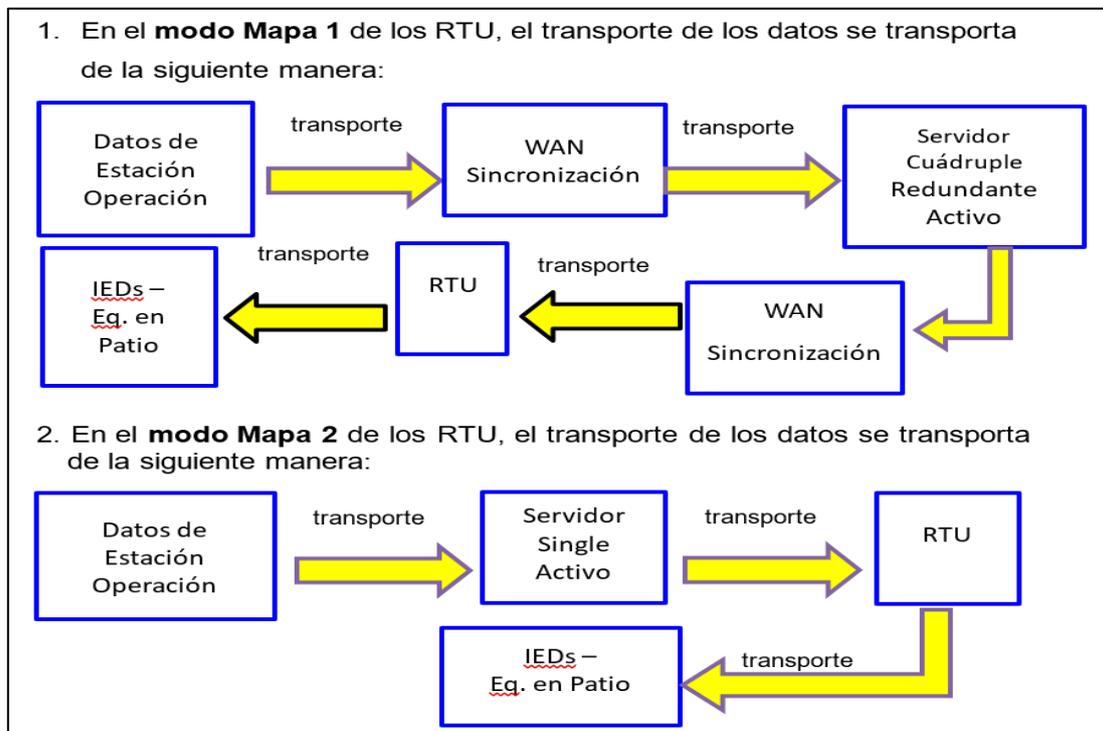
Figura 15. Gabinete de la Unidad Terminal Remota



Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar en la RTU, las tarjetas de entradas, salidas, CPUs y switches. Subestación Paita. Tomado "In Situ" (2015)

Para la operación del sistema, se realizaron los escenarios de cómo debía adquirirse la información del sistema SCADA, para lo cual se presentaron dos escenarios (ver figura 16).

Figura 16. Configuración del modo de operación en las Unidades Terminales Remotas



Nota. Diseño del modo de operación de las Unidades Terminales Remotas. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

2.2 Lineamientos establecidos en el proyecto

2.2.1 Niveles de control de una subestación de potencia

La implementación de equipamiento de control, protección y medición en subestaciones de potencia (SETs), bajo características de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) y cuya capacidad de comunicación genera valor para complementar equipamiento de concentrador de datos (CDS) o unidades terminales remotas (RTU) que permite recopilar y enviar paquetes de datos a un centro de gestión asociado a un medio de comunicación existente (radio frecuencia, fibra óptica, operador de comunicaciones); permitió:

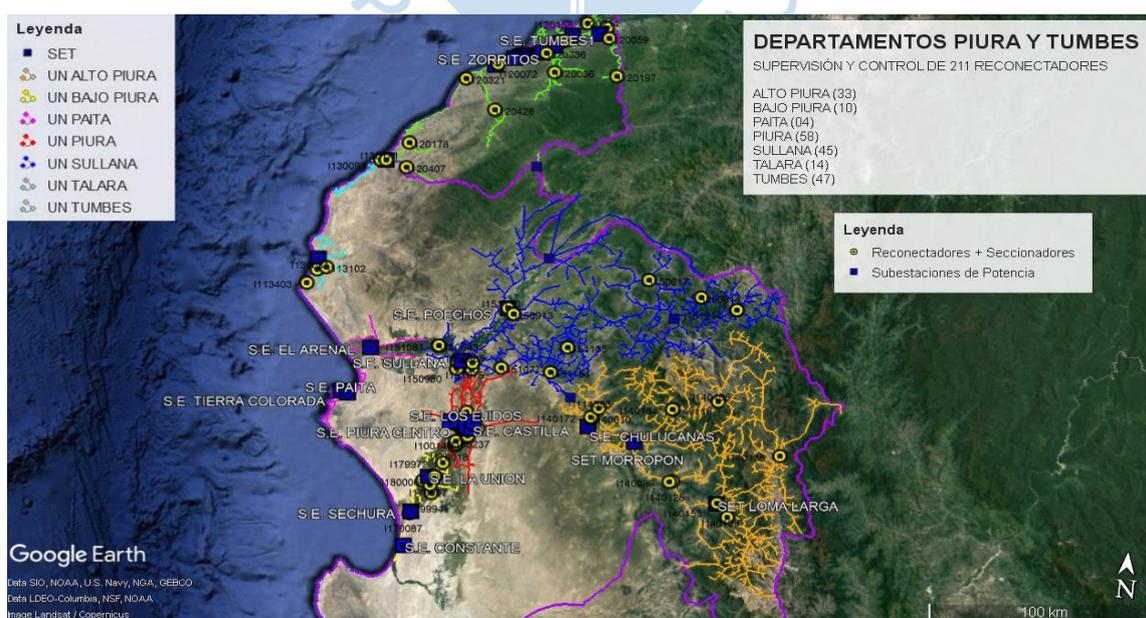
- Realizar la propuesta de implementar la supervisión, control y adquisición de datos de manera remota, para la empresa eléctrica del norte, que forma parte de cuatro empresas del grupo Distriluz en 22 subestaciones de potencia, 19 líneas de subtransmisión de 60 000 voltios y 120 radiales de media tensión (33, 22.9, 13.8, 13.2, 10 kV); logrando disminuir los tiempos de interrupciones del servicio eléctrico y se enmarquen dentro de los indicadores de calidad de suministro, precisados en la normatividad vigente: tiempo

total promedio de interrupción por usuario, SAIDI; frecuencia de media de interrupción por usuario, SAIFI; número total de interrupciones por cliente por semestre; N, duración total de interrupciones por cliente por semestre; D, bajo el marco del procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos, P-074 y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, NTCSE.

- Realizar análisis de falla post evento y revisiones de las protecciones eléctricas en tiempo real que permita determinar fallas de naturaleza temporaria y realizar “recierres remotos” en tiempos cortos.
- Realizar la operación y restablecimiento del sistema eléctrico de manera confiable y segura.
- Cumplimientos normativos vigentes en la NTCOTR y NTIITR.
- Tener un centro de control que opere las 24 horas del día, los 365 días del año bajo los lineamientos operativos del centro de control COES, en atención a condición de operación del sistema eléctrico peruano (sistema interconectado).
- Implementación de aplicaciones en gestión de redes de distribución (*System Managment Distribution*, DMS siglas en inglés) y gestión de interrupciones en el sistema de distribución (*System Managment Outage*, OMS siglas en inglés).

En la figura 17, se muestra, a través de Google Earth, la posición de los equipos instalados en la red de media tensión que reportan al centro de control vía el sistema SCADA.

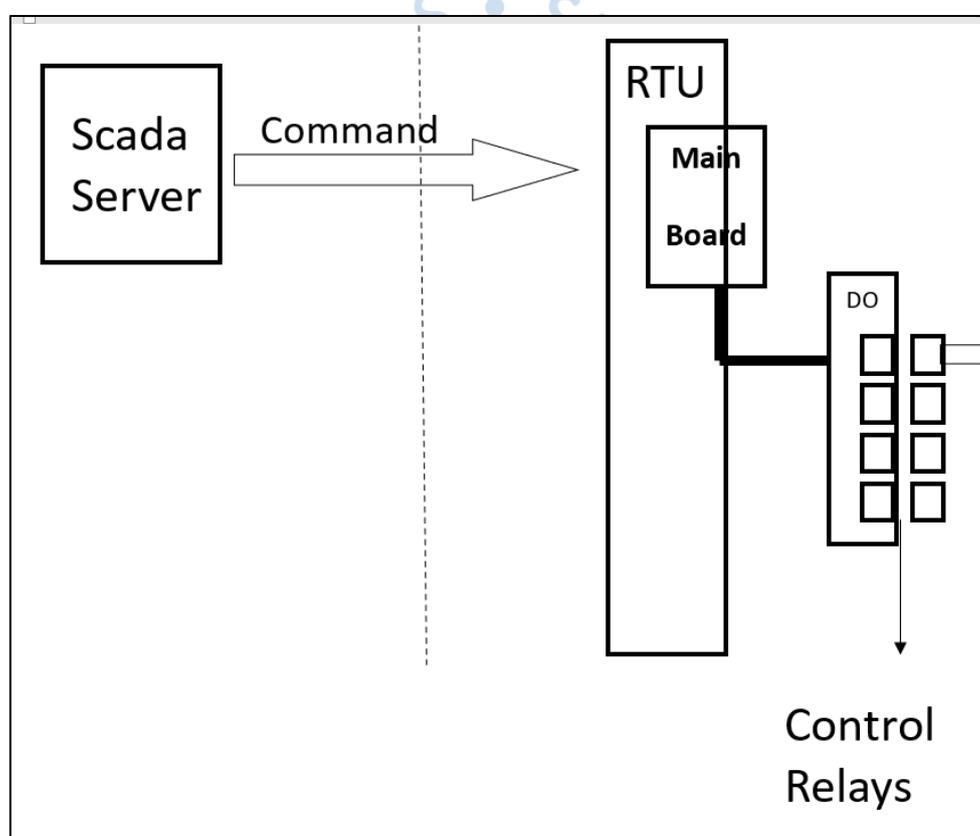
Figura 17. Distribución de equipos de protección y control ubicados en la red de media tensión



Para el control de equipamiento contenido en el patio de llaves (control 0), seccionadores de líneas con seccionador de puesta a tierra, interruptores, seccionadores de barra, que se operan a pie del equipo se debe de contar con un selector LOCAL/REMOTO, el enclavamiento y mando será cableado que permita la asociación con equipamiento contiguo para el caso de los seccionadores con interruptor de la misma bahía, esto servirá para evitar maniobra inadecuadas. La señal de LOCAL/REMOTO, es cableada directamente a la RTU para ser vista por el centro de gestión (centro de control).

En la figura 18, se muestra la señal de mando desde el servidor SCADA hasta el equipo de campo.

Figura 18. Esquema de mando desde el servidor SCADA a equipo de campo



Nota. Esquema de ayuda para entender mejor el envío de la señal de campo. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Para el equipamiento contenido en la sala de control de la subestación de potencia (control 1) se optó por dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que tuvieran la capacidad de monitoreo, protección y control. Para el caso de relés y medidores, se optaron por unos con capacidad de envío de señales bajo protocolo DNP 3.0 hacia el concentrador de datos (CDS o RTU). En este punto, también, se incluyó el equipamiento de monitoreo de

transformadores de potencia (analyzer de gases, temperatura, etc) igualmente bajo protocolo DNP 3.0,

La utilización del protocolo DNP3.0 se debió a que dentro de la trama de datos, se realiza la estampa de tiempo, información requerida por la NTIITR adicional a la facilidad de este protocolo en la configuración respectiva e implementación. Igualmente, para los casos de equipamiento que no contaba con protocolo DNP3.0 a través de TCP/IP se realizó un lazo de comunicación RS-485 bajo protocolo de comunicación modbus RTU (comunicación serial).

Para los casos de controladores de bahía estos equipos vía “protocolo” tienen la capacidad de mando, enclavamiento lógico que permite realizar maniobra desde el mismo equipo. Para el caso del proyecto se realizó una lógica de control en atención a que el concentrador de datos (CDS) es el único equipo que permite dar pase para realizar mandos desde la sala de control; por consiguiente, también en el CDS se implementó un selector LOCAL/REMOTO para la acción de control desde la sala de control de la subestación de potencia.

En la figura 19, se muestran los controladores de bahía que permiten realizar lógica de control para dejar a la RTU como equipo maestro para el control a nivel 2.

Figura 19. Controladores de bahía y Unidad Terminal Remota



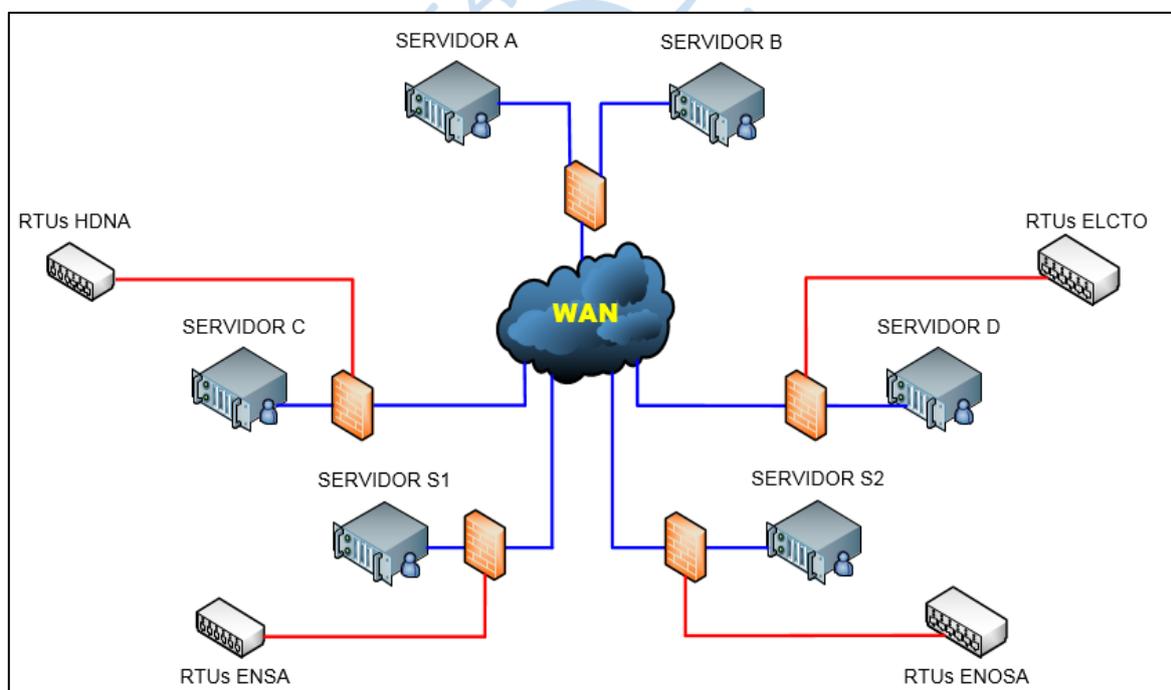
Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar controladores de bahía y RTU GE. Subestación Paita Industrial. Tomado “In Situ” (2015).

Se debe precisar que para el proyecto no se implementó HMI (interfaz hombre-máquina) en la sala de control de subestación de potencia debido a utilización de bahías de control en los relés; por lo tanto, el nivel 2 (jerarquía de automatización) no se implementó con HMI para este proyecto.

Para el nivel de gestión desde el centro de control (nivel 3), se utilizó software SURVALENT de fabricación canadiense para una arquitectura de cuádruple redundante (4 servidores en línea) más un servidor local en el mismo centro de control. Considerar que debido a que el proyecto de Distriluz consideraba 4 empresas de distribución eléctrica en distintos departamentos del Perú los 4 servidores locales fueron distribuidos de la siguiente manera, 2 servidores alojados en un data center en Lima y los otros dos servidores alojados en las empresas de la sierra del país y norte del mismo y para el caso de las dos empresas de distribución eléctrica faltante, se adicionaron servidores locales.

En la figura 20, se muestra, a manera de esquema, la configuración de cuádruple redundante para los servidores SCADA.

Figura 20. Configuración final del sistema cuádruple redundante de servidores SCADA



Nota. Esquema de ayuda para entender mejor el envío de información de las unidades terminales remotas a los servidores SCADA. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

De lo expresado, se resume, que en la jerarquía de automatización (nivel 3) el protocolo de comunicación entre CDS a centro de control es a través de IEC-104 y desde el CDS/RTU que concentra todos los datos de los IEDs, bajo protocolo DNP3.0.

Mención aparte es la información que se envía a centro de operaciones del sistema interconectado nacional (COES-SINAC) en cumplimiento de la NTIITR, cuya información se transmite bajo protocolo ICCP.

Bajo el marco de definir las características técnicas que deben de tener los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), como son los relés, reconectadores, controladores de bahía, medidores, para el propósito de integración requerido se recomiendan que estos IEDs deben de tener la capacidad de comunicación a través de dos puertos de cobre (RJ45) o de Fibra Óptica bajo condición de multiprotocolo, es decir, poder gestionar a través del protocolo propietario del equipo y también a través de un protocolo abierto, en nuestro caso por DNP 3.0.

Considerar que debido al costo del suministro sólo se adquirieron IEDs con una (01) tarjeta de red. Lo ideal para efectos de confiabilidad y redundancia se debería adquirir dos tarjetas de red.

Para efectos de redundancia en la comunicación con los IEDs, se utilizó la conexión física de los dos puertos que tiene los IEDs y configurados del siguiente modo: Uno de los dos puertos de comunicación en modo espera y el otro puerto enviando la información; esto permite que ante una indisponibilidad del cable que está enviando los datos, el otro puerto asuma de manera automática la condición de envío de información, esto se suele llamar condición de failover o modo hotstandby.

Lo indicado en párrafo precedente, permitió armar dos arquitecturas de comunicación de acuerdo al equipamiento que se tenía en cada subestación de potencia, una arquitectura para los equipos que contaban con protocolo de redundancia (PRP) y otra para equipos bajo condición de failover.

Por consiguiente, para las especificaciones técnicas del equipamiento de protección, control, medición y equipos de comunicación que están dentro de una subestación de potencia, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones técnicas: Condición de failover, PRP, Cicatrización, PTP, IRIG-B demodulado, protocolo de comunicación DNP3.0, estándar IEC61850. Para los switches industriales, utilizamos switches capa 2, entre IEDs y CDs, capa 3 para el punto frontera entre CDs y la WAN (enrutamiento para llegar a los servidores SCADA).

Para switches capa 2, en atención a disminuir la latencia de intercambio de información, entre IEDs y CDs, igualmente se realizó configuración manual de las tablas de direcciones MAC, que permita no generar configuración dinámica (por tema de seguridad la configuración no se realizó por aprendizaje). Para capa 3, en atención a enrutar los paquetes de información a los servidores SCADA. El protocolo de comunicación industrial usado es IEC 104.

2.2.2 Arquitectura de comunicación en subestación de potencia

Esta arquitectura incluye comunicación hasta el nivel de punto frontera con la red de área local (LAN) de la empresa.

Se definió la arquitectura de comunicación a emplear en la subestación de potencia, esto permite sopesar las distintas condiciones de arquitectura de comunicaciones que se utilizan en el mercado. Para el caso del proyecto se utilizó una arquitectura de redundancia en cada subestación de potencia. La arquitectura de comunicación que se usó contempla condiciones propias de IEDs, switches y propiamente el concentrador de datos.

Para el conjunto de las empresas que engloban Distriluz se utilizó una arquitectura de cuádruple redundante entre servidores y con un servidor local que permita salvar las contingencias con la WAN (Wide Area Network en inglés) de Distriluz.

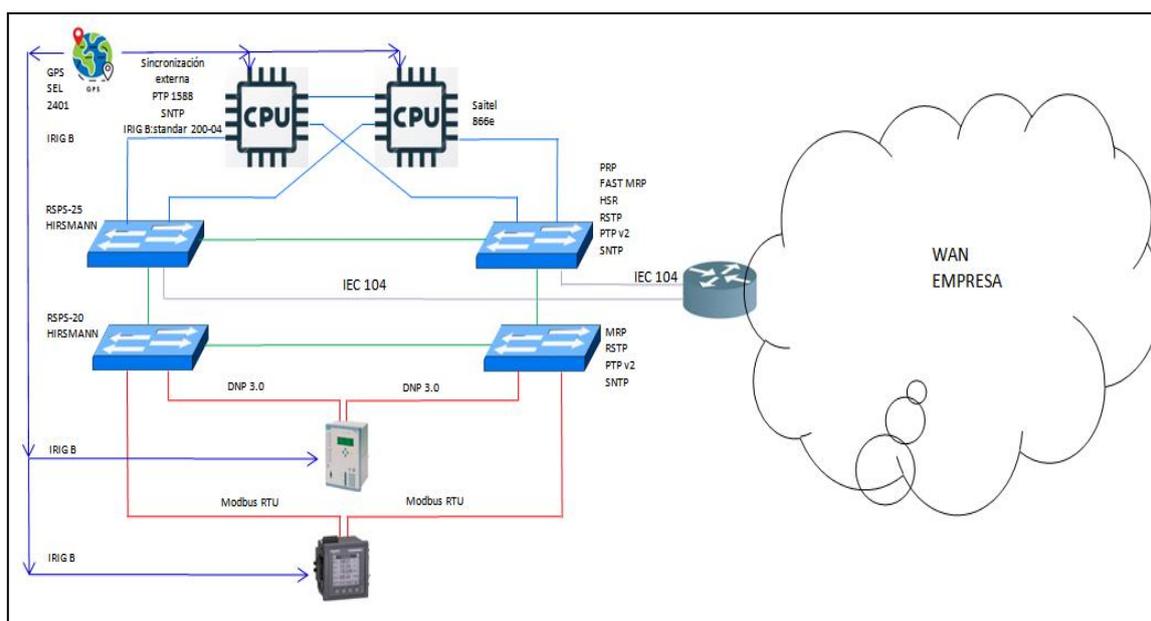
Para la arquitectura de supervisión y control de IEDs de subestación de potencia se solicitó que cada IEDs tenga dos (2) puertos de comunicación, donde cada puerto sea capaz de realizar comunicación multiprotocolo; que permita implementar una arquitectura redundante a través de protocolo PRP o modo hotstandby. Considerar que para la implementación de redundancia bajo PRP se hace necesaria la existencia de dos redes LAN y para el caso de modo hotstandby la rapidez de cambio de red.

Para la sincronización de IEDs, se utilizó IRIG-B y se solicitó que en futuro en la tabla de datos técnicos se incluya sincronismo bajo PTP, tanto en IEDs como en switches y unidades terminales remotas, esto para implementación y cumplimiento del estándar IEC 61850.

Sobre las unidades terminales Remotas (RTU/CDs) se consideró la implementación de dos (2) CPUs por cada CDs (condición de redundancia) esto en atención a tener alta disponibilidad y cumplimiento normativo (Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real, NTIITR) para reportar información a los servidores COES. Igualmente la redundancia es para los accesorios del CDs, como son: Fuente de alimentación, tarjetas de red, etc. Otra consideración técnica de las RTU/CDs es que todo el equipamiento sea modular, como el módulo de procesamiento (CPU), módulo de comunicaciones internas, módulo de fuente de poder, módulos de interfaces de comunicación, etc; tal que el remplazo de un módulo en avería no afecte al rendimiento de los otros módulos. Esto permite alto grado de confiabilidad del equipo.

En la figura 21, se muestra la arquitectura de comunicación implementada en las subestaciones de potencia.

Figura 21. Configuración final del sistema de comunicación en subestación de potencia

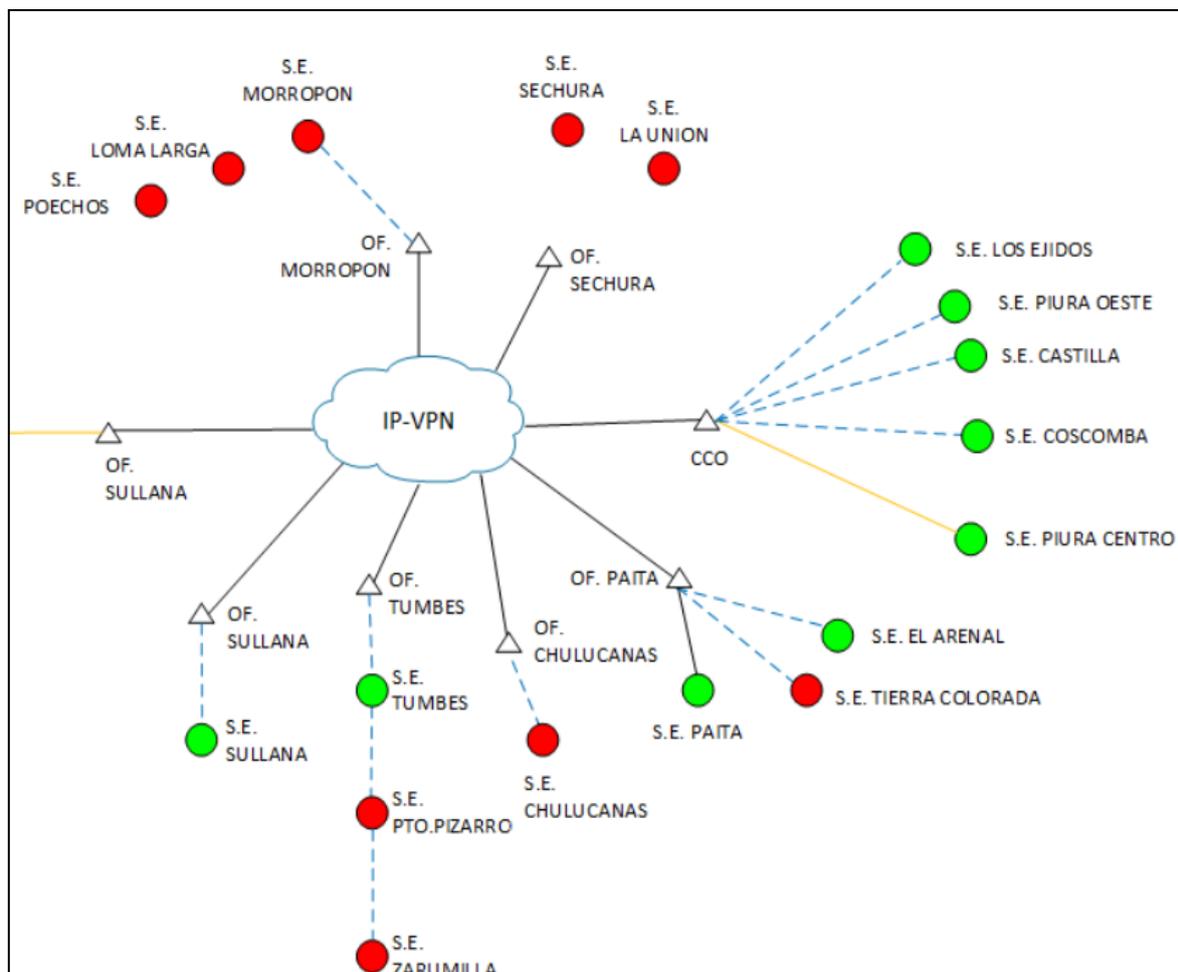


2.2.3 Arquitectura de comunicaciones a nivel de red de área ampliada (WAN) desde las subestaciones de potencia a centro de gestión

Las líneas de comunicación (09) que formaron parte del primer SCADA (SIEMENS TELEGYR) de Empresa eléctrica del norte y que integraron 09 unidades terminales remotas ubicadas en las Subestaciones de Transformación (SET) de Piura, Castilla, Ejidos, Coscomba, Sullana, Paita, Arenal, Talara y Tumbes fueron implementadas desde el 2007 con motivo de la puesta en operación de los centros de control de las empresas Distribuidoras Eléctricas del Grupo Distriluz; y cuyas líneas de comunicación desde las subestaciones de potencia hacia el centro de control fueron asociados a los puntos troncales comerciales de la red WAN (Oficinas Comerciales de Empresa eléctrica del norte); esto bajo el marco de contrato con operador de comunicaciones. Esta forma de comunicación depende mucho de la confiabilidad del operador de comunicaciones, así como del medio de comunicación entre subestación de potencia, oficinas comerciales, de los equipos de respaldos (UPS) y equipos de comunicación instalados en las oficinas comerciales; este inconveniente genera latencia en las comunicaciones y pérdida de la misma debido a fallos en equipos intermedios (UPS, equipos inalámbricos, etc).

En la figura 22, se presenta la arquitectura de comunicación implementada.

Figura 22. Esquema de comunicación entre subestaciones de potencia y servidores SCADA bajo la red WAN



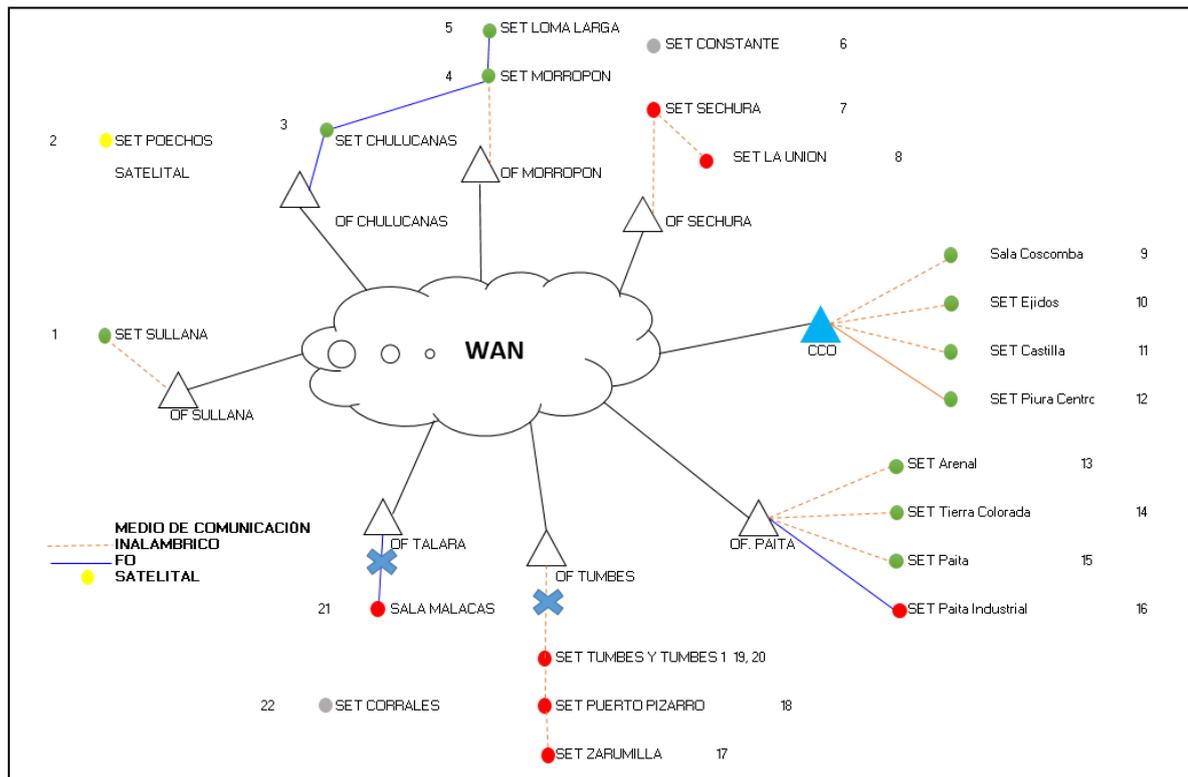
Con el nuevo SCADA (SURVALENT ADMS) para las empresas del grupo Distriluz; en la empresa eléctrica del norte se incrementan 13 nuevas unidades terminales remotas pertenecientes a las Subestaciones de Transformación de Puerto Pizarro, Zarumilla, Tumbes 1, Chulucanas, Morropón, Loma Larga, Tierra Colorada, Poechos, La Unión, Sechura, Corrales, Paita Industrial y Constante; tal incremento de nuevas unidades terminales remotas, requirió igual número de líneas de comunicaciones y cuya propuesta al proyecto fue utilizar la fibra óptica que existe en las estructuras de 60 000 voltios y que se utilizan para el sistema de protecciones eléctricas (función diferencial de línea 87L), esto significa que a través de un par de hilos de fibra óptica, se puede llevar la data de manera directa al centro de control, generando mayor disponibilidad y mejora en los indicadores de performance de los sistemas eléctricos.

Debido al tiempo largo de implementación con el termino del proyecto, las líneas de comunicación adoptaron la misma arquitectura que se implementó en el año 2007, es decir,

a través de contrato con operador de comunicación; lo que genera un alto grado de indisponibilidad de algunas subestaciones de potencia.

En la figura 23, se muestra la arquitectura de comunicación actual, con el SCADA SURVALENT.

Figura 23. Esquema de comunicación entre subestaciones de potencia y servidores SCADA bajo la red WAN. Condición actual de operación



2.3 Sistema SCADA con mejoras funcionales (sistema de gestión de distribución avanzado)

El sistema SCADA que se utilizó en el proyecto es de procedencia canadiense enmarcado al sector eléctrico (sistema de distribución eléctrica). Este sistema SCADA SURVALENT, adiciona un sistema de gestión de distribución avanzado (ADMS siglas en inglés) y cuyos módulos que resaltan es la gestión de interrupciones: OMS (Outage Management System), gestión de redes de distribución: DMS (Distribution Management System), donde se puede automatizar el proceso de detección de zona de falla, aislando la zona a través de equipamiento instalado en las redes de media tensión con capacidad de comunicación y restablecer el servicio eléctrico a través de transferir la red de media tensión a instalaciones contiguas. Este proceso de automatización es denominado FLISR, por sus siglas en inglés de Fault Location, Isolation, and Service Restoration.

Se debe acotar que la aplicación del FLISR desencadena el proceso de gestión de interrupciones (OMS), permitiendo saber cantidad de usuarios afectados por la interrupción del servicio eléctrico, acotación de zona de falla para intervención de cuadrillas de emergencia, reportes para cumplimiento de procesos de fiscalización por parte del ente fiscalizador (OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), tiempos de interrupción, identificación de usuarios afectados, protección eléctrica que actuó por la falla.

La importancia de las aplicaciones que se desencadenan de FLSIR, permite procesar la información de manera independiente del servidor SCADA así como la visualización de la misma en un entorno web, igualmente, alojado en un servidor independiente, esto en atención a salvaguardar la seguridad del sistema de operación en tiempo real.

Adicional a los módulos de OMS y DMS con gestión en redes de distribución, se consideró mejoras funcionales y nuevas herramientas como parte del desarrollo tecnológico de vanguardia.

- AVL (Automatic Location Vehicle) – Sistema automático para la ubicación de unidades móviles
- IVR (interactive Voice Response) – Sistema interactivo para identificación de llamadas y respuestas por voz.
- OTS (Operator Training Simulator) – Sistema de entrenamiento y simulación de operaciones.

El software debe contener componentes básicos, como los siguientes:

- SCADAserver (SCADA HOST): Instala el motor de la base de datos y las aplicaciones que permite el funcionamiento de un servidor SCADA completo con todos sus servicios.
- SCADAclient (Editor de la Base de Datos): Instala las aplicaciones de administración y edición de la base de datos SCADA, así como de herramientas de explotación de información.
- SmartVU(Interfaz Gráfica de Usuario): Instala todas las herramientas de visualización y edición para el despliegue gráfico de la información de la base de datos SCADA.

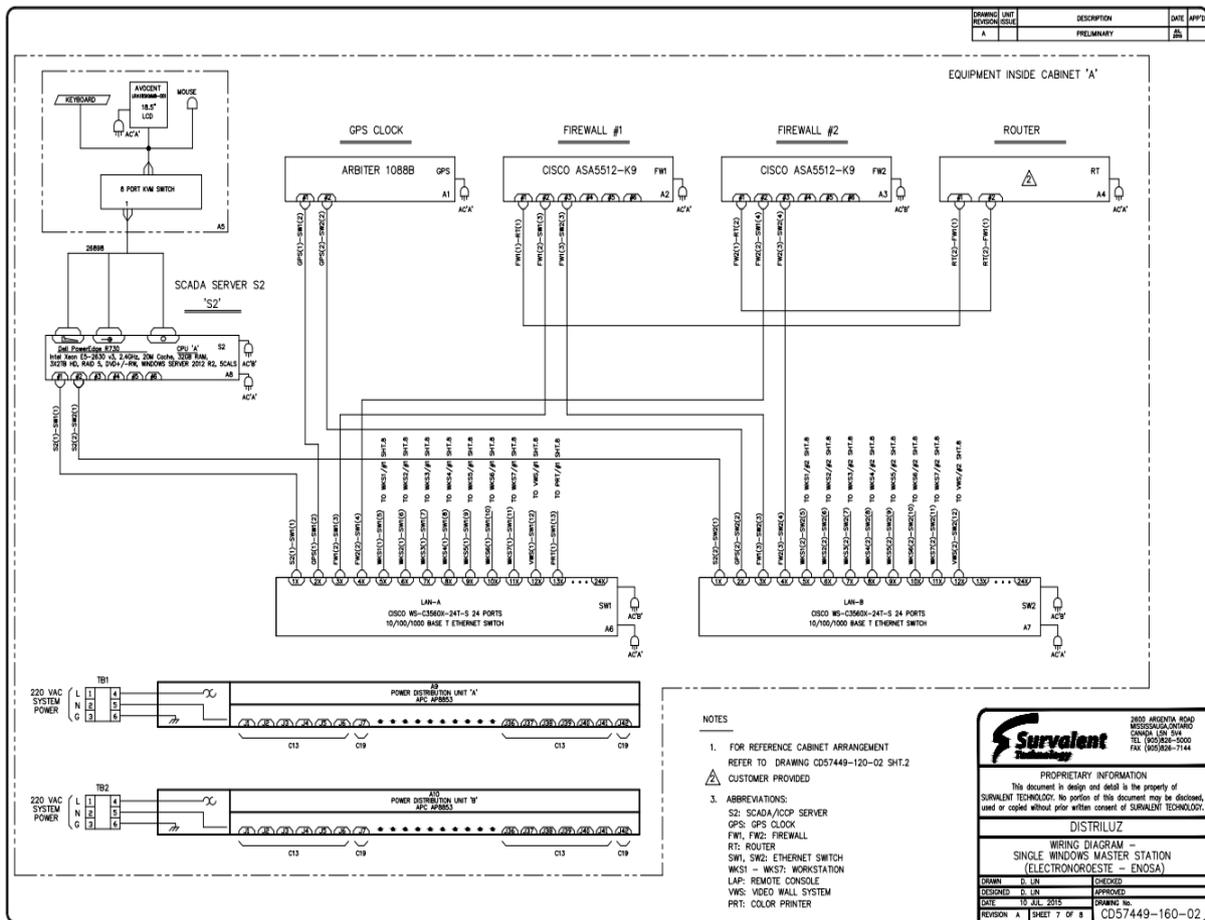
La razón de utilizar el SCADA SURVALENT, radica en lo expresado en párrafo anterior adicionado al hecho de poder utilizar canales de comunicación independientes hacia cada equipo de campo, herramienta que se utiliza para la integración de más de 200 equipos reconectores bajo tecnología GPRS y a través de un APN privado. Esto equipos no llegan al servidor SCADA a través de los CDS o RTU sino directamente al servidor SCADA (nivel 3 de la pirámide de automatización).

Igualmente, el manejar una base de datos escalable (mayor a 500 000 puntos analógicos y de estado), protocolos interoperables, disponibilidad mayor al 99% anual bajo cumplimiento de la NTIITR, llevo a la elección de SCADA SURVALENT ADMS OMS DMS.

2.4 Equipamiento del centro de gestión con la arquitectura de comunicación empleada.

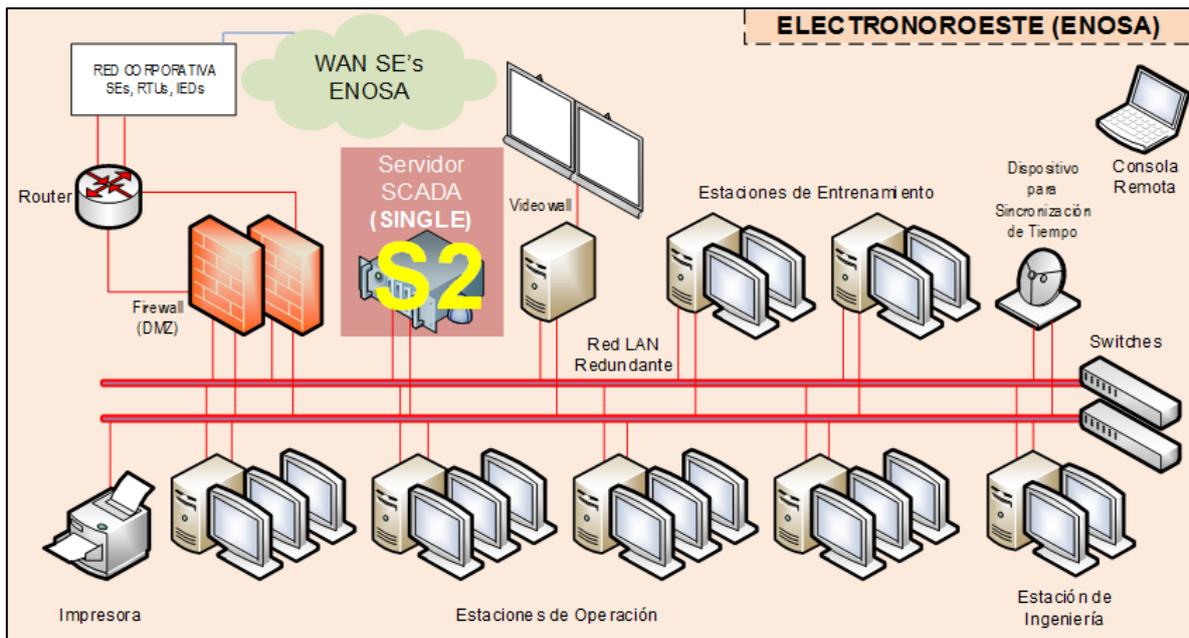
Para su funcionamiento se ha considerado la implementación de nueve (09) estaciones de trabajo: cuatro (04) consolas de operación/workstation, una (01) estación de ingeniería, dos (02) estaciones de entrenamiento. Por tanto, resulta necesario verificar la actual red Ethernet del centro de gestión, bajo el estándar indicado por SURVALENT, fabricante del SCADA, así como la necesidad de realizar pruebas de conexión y operatividad de la misma. En las figuras 24 y 25, se adjuntan red Ethernet que se implementó.

Figura 24. Esquema de conexión en centro de control del equipamiento SCADA



Nota. Esquema de conexión de equipos en el centro de control. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Figura 25. Equipamiento instalado en centro de control de Enosa SCADA



Nota. Esquema de conexión de equipos en el centro de control. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Capítulo 3

Desarrollo del proyecto implementado

3.1 Etapa de campo

En esta etapa se revisó los esquemas funcionales de 22 subestaciones de potencia (departamentos de Tumbes y Piura), incluida las salidas de las radiales de media tensión.

Como se ha indicado en el alcance del proyecto, el máximo nivel de tensión en el que se trabajó es de 60 000 voltios y el mínimo de 10 000 voltios.

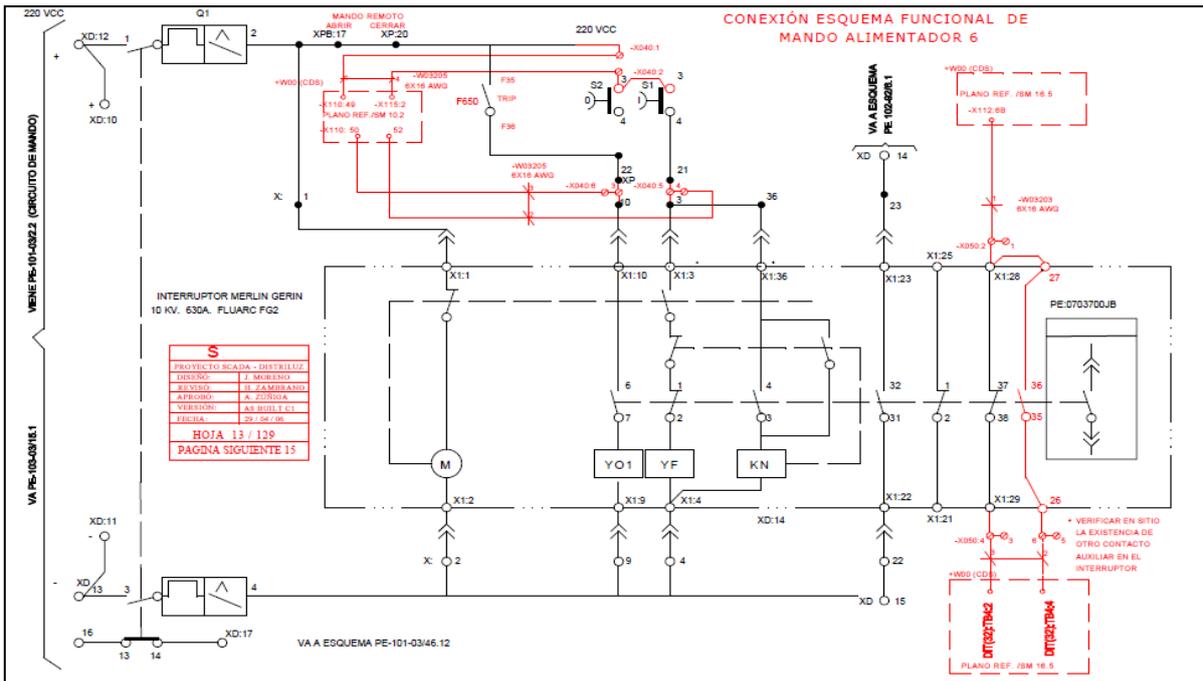
Las señales cableadas que van hacia el CDS o RTU de mando, posición y alarmas críticas, fueron revisadas tanto en plano, como en condición física, completando la información con nuevos planos funcionales para señales necesarias que no tenían documento gráfico.

En las figuras 26 y 27, se adjuntan planos de una señal típica, para mando, posición y alarma crítica, con lo que se trabajó.

Asimismo, se realizó la configuración a la RTU a través del direccionamiento del módulo de entradas y salidas del CDS o RTU. En ese mismo equipo se realizó la configuración en la RTU bajo protocolo IEC 104 al servidor SCADA.

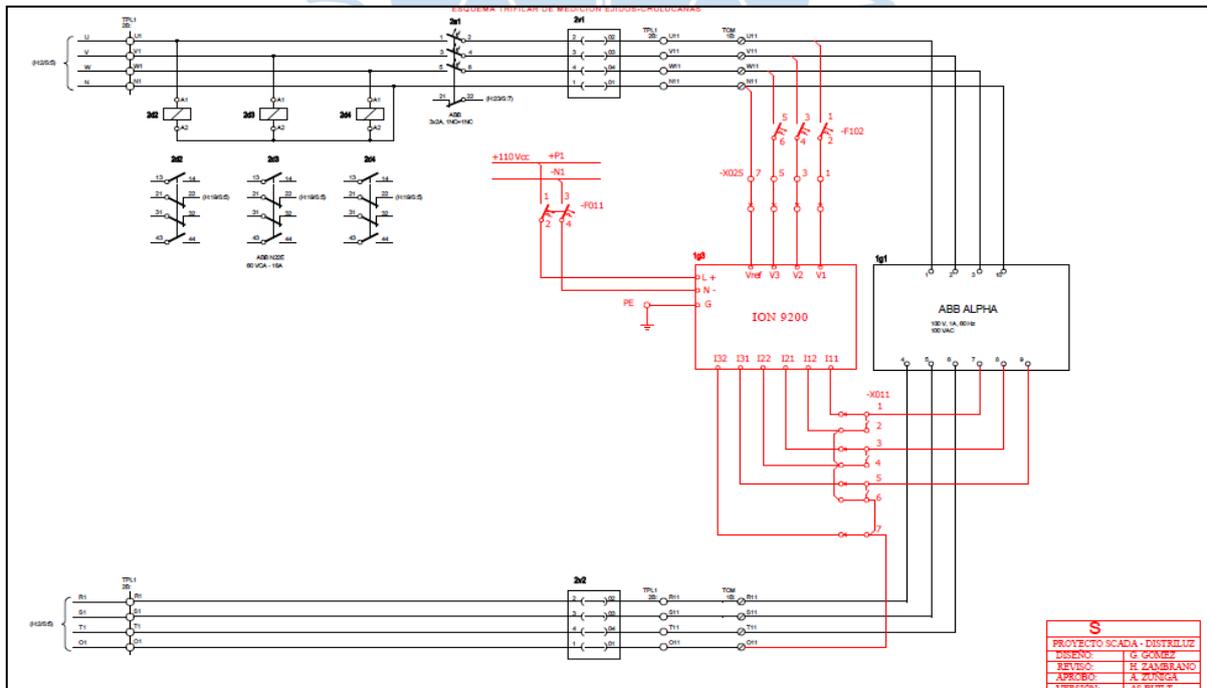
Los esquemas funcionales presentados, sirven de igual modo para la conexión física a la Unidad Terminal Remota (RTU/CDs) a través de sus módulos de adquisición (entradas/salidas), que permite realizar las funciones de entrada (indicaciones, estados y medidas) y salidas (órdenes y consignas).

Figura 26. Esquema funcional de mando



Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar planos y realizar la conexión al SCADA Adaptado de Planos funcionales de propiedad de Enosa (2015).

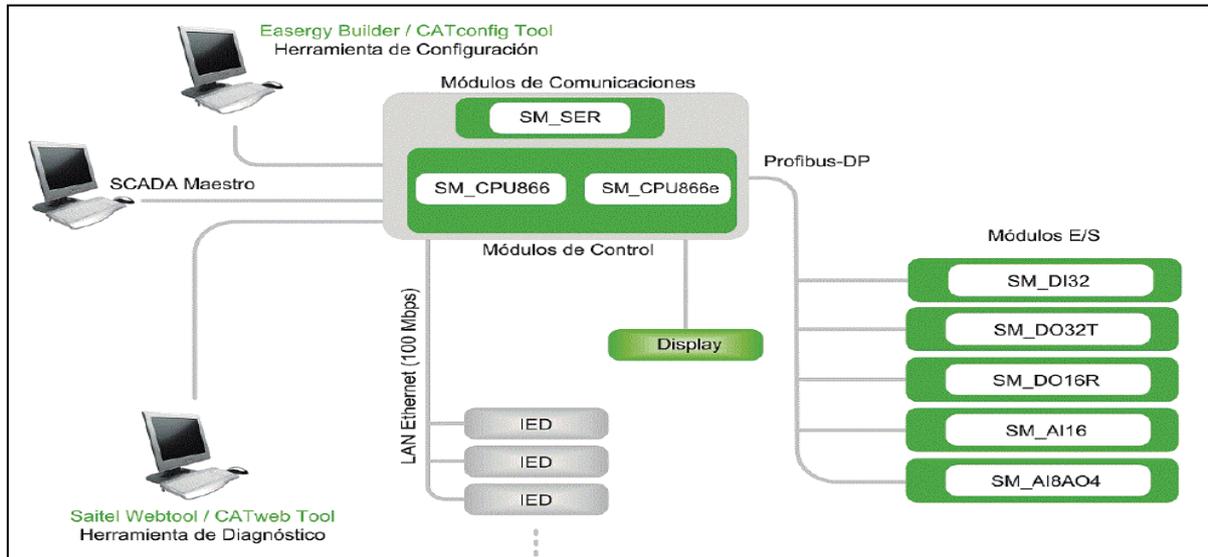
Figura 27. Esquema funcional de medición



Nota. Del inventario a las subestaciones de potencia, que permite revisar planos y realizar la conexión al SCADA Adaptado de Planos funcionales de propiedad de Enosa (2015).

Para el caso del proyecto se utilizó, RTU Saitel (CPU 866e) de Schneider, condición modular, bajo la siguiente arquitectura (ver figura 28).

Figura 28. Esquema de conexión de Unidad Terminal Remota, incluyendo los módulos de entradas y salidas

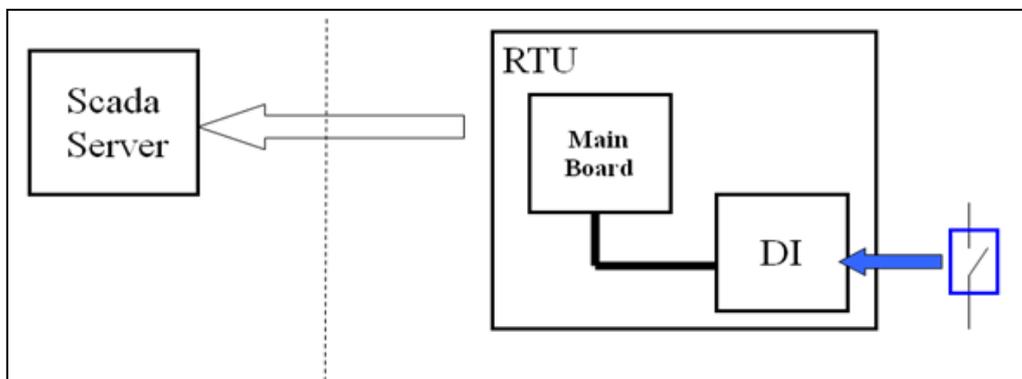


Nota. Esquemático de la RTU Saitel 866e. Adaptado del Manual de Schneider, Saitel 866e.

Los módulos SM_DI32 (32 entrada digitales) y SM_AI16 (16 entradas analógicas) permiten recibir las señales de posición, alarmas, medidas.

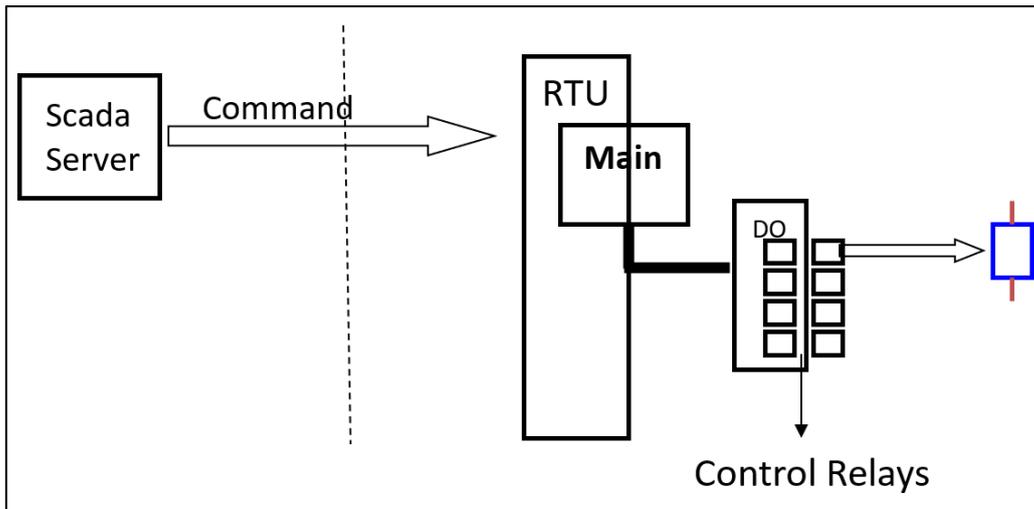
En las figuras 29 y 30, se explican, mediante esquema, la aplicación de las tarjetas de entrada y salida (DI/DO) en el proceso de integración.

Figura 29. Esquema de señal de alarma asociado a interruptor de potencia.



Nota. Esquema de ayuda para entender mejor el envío de la señal de campo. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Figura 30. Esquema de señal de mando asociado a interruptor de potencia



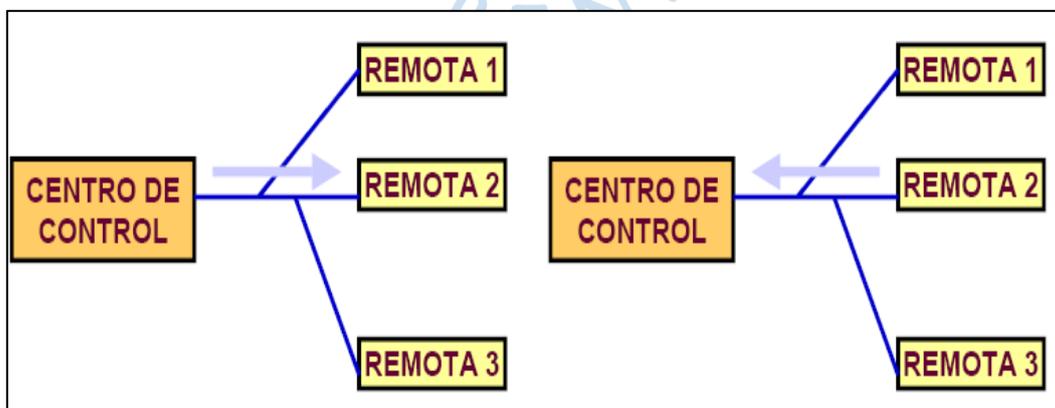
Nota. Esquema de ayuda para entender mejor el envío de la señal de campo. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

Los módulos DO32T (32 salidas digitales a transistores) y SM_DO16R (16 salidas digitales a relé) permiten las salidas de mandos, utilizada para la conexión física de apertura y cierre del equipamiento de subestación de potencia.

Realizada la conexión física (cableado), se realizan las configuraciones en la RTU (vía software) de todas las señales que estarían llegando al centro de control vía protocolo IEC 104.

Mediante esquema, indicamos la característica del protocolo IEC 104, data no solicitada e interrogación maestro - esclavo (ver figura 31)

Figura 31. Esquema de señal de mando asociado a interruptor de potencia



Nota. Esquema de ayuda para entender mejor el envío de la señal de campo. Adaptado del documento Consorcio Survalent-Procetradi (2015).

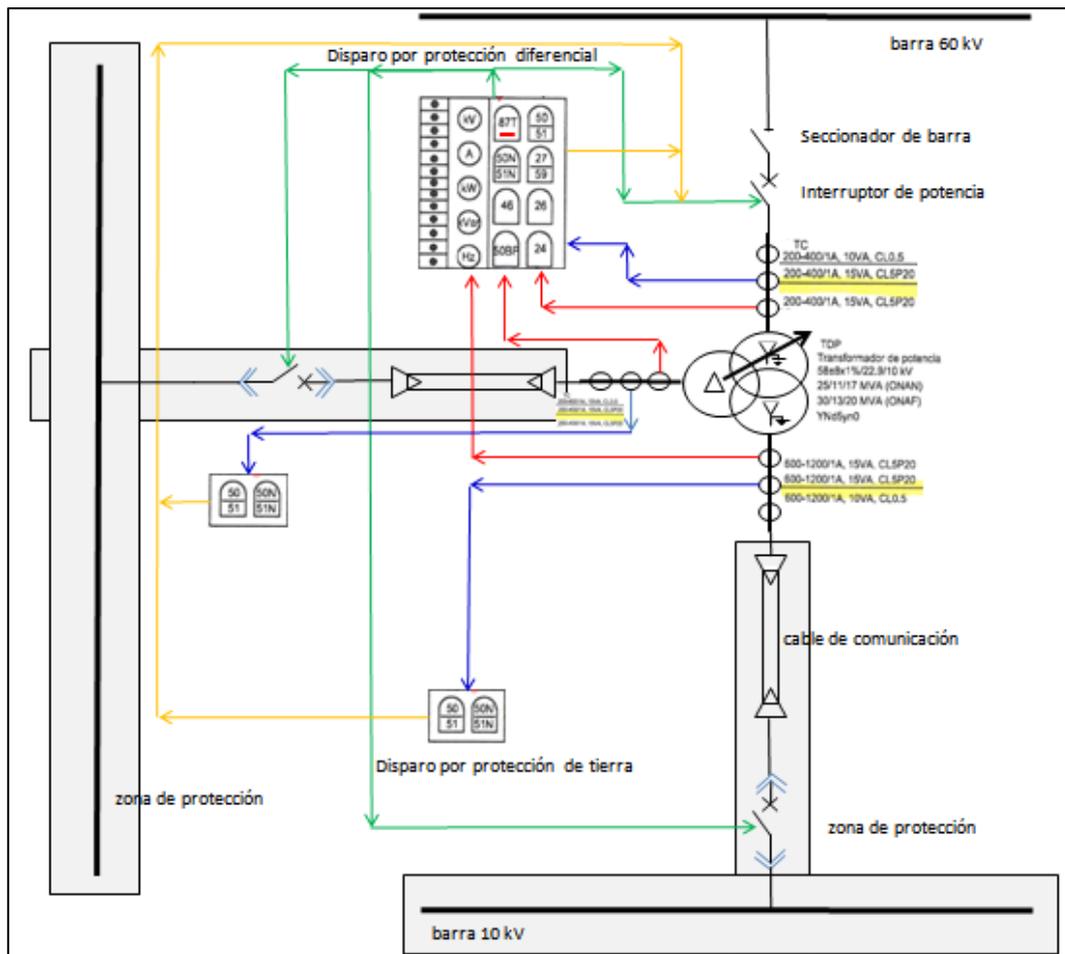
Considero la importancia de los profesionales a cargo de la etapa de campo de la definición de señales cableadas y señales por protocolo que serán vistas desde el centro de control. Este consenso debe ser entre el equipo de operaciones en conjunto con el equipo de protecciones eléctricas, que permita las mejoras a que diera lugar, tanto para la operación como para la salvaguarda de los equipos de campo. Se pone, a manera de ejemplo, que en la etapa de campo, se detectó que los transformadores de potencia de tres devanados (60/22.9/10kV), los cables de comunicación entre bushing y barra no están protegidos de manera independiente, su protección eléctrica la realizan a través de la función de protección propia del transformador de potencia (87T, protección diferencial de transformador) y la protección de sobrecorriente (50/51); esto generaba que ante falla en cable de comunicación, actuó la protección 87T abriendo los interruptores en los tres devanados del transformador y bloqueando los interruptores asociados a indicado transformador para el cierre, generando tiempos prolongados en la identificación de la falla en cable de comunicación y por consiguiente en el restablecimiento del servicio eléctrico, debido a la revisión que debe realizarse ante disparo de protección 87T (revisión de parámetros eléctricos del transformador) y posterior prueba de aislamiento de cables comunicación.

De lo indicado en párrafo precedente, se realizaron modificaciones a los circuitos de disparos, relés asociados y esquemas funcionales; lo que llevó a generar nuevas señales en el SCADA con la mejora en la operación y acotación de zona de falla del elemento que tiene la pérdida de aislamiento (falla). En la figura 32, se presenta el diagrama unifilar de protecciones que se implementó para independizar el disparo por falla en cable de comunicación entre bushing y barra de media tensión.

Previo a esta mejora el centro de control a través de su SCADA solo recibía señal agrupada por protocolo de la función de protección eléctrica 87T sin tener mayor información para la mejora en la operación y traslado de información a las aéreas de mantenimiento.

De la figura 32, se muestra que ante falla externa al transformador, actúa la protección de tierra y fases con disparo al interruptor de 60kV, dejando independiente la protección 87T para fallas internas propias en el transformador (ver figura 32).

Figura 32. Diagrama unifilar de protecciones para falla externas al transformador



3.2 Etapa SCADA

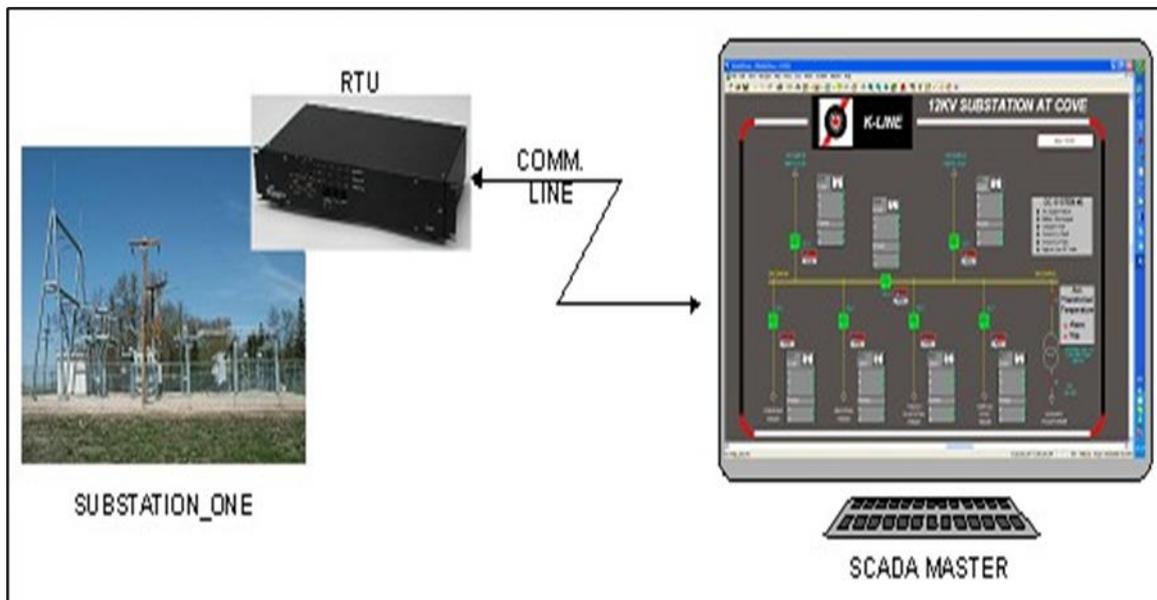
En esta etapa se realizaron las configuraciones en el software SURVALENT ADMS, debido a la versatilidad del software las configuraciones de señales son bastante intuitivas, lo que permite disminuir errores en las configuraciones, adicionadas al hecho que se tiene un aplicativo SCANMON que permite revisar los paquetes de datos que van llegando al servidor SCADA.

Se debe hacer mención que el enrutamiento que se realizó dentro de la WAN de la empresa usuaria para los paquetes de datos desde la RTU al servidor SCADA, no se ha puesto a detalle debido a que fue parte del grupo de personal informáticos que realizaron tal enrutamiento y VLAN para el envío de datos.

El servidor SCADA (equipo host) interroga al CDS o RTU a través de una línea de comunicación. La base de datos (BD) alojada en el servidor SCADA se llenará con los paquetes de datos recibidos y luego en el SMARTVU (interfaz gráfica de usuario) se mostrará el estado de puntos o valores análogos.

Mediante esquema, se resume la forma de recepción de señal y/o envío de mandos desde el software SCADA (ver figura 33).

Figura 33. Esquema de integración de señales vía software SCADA



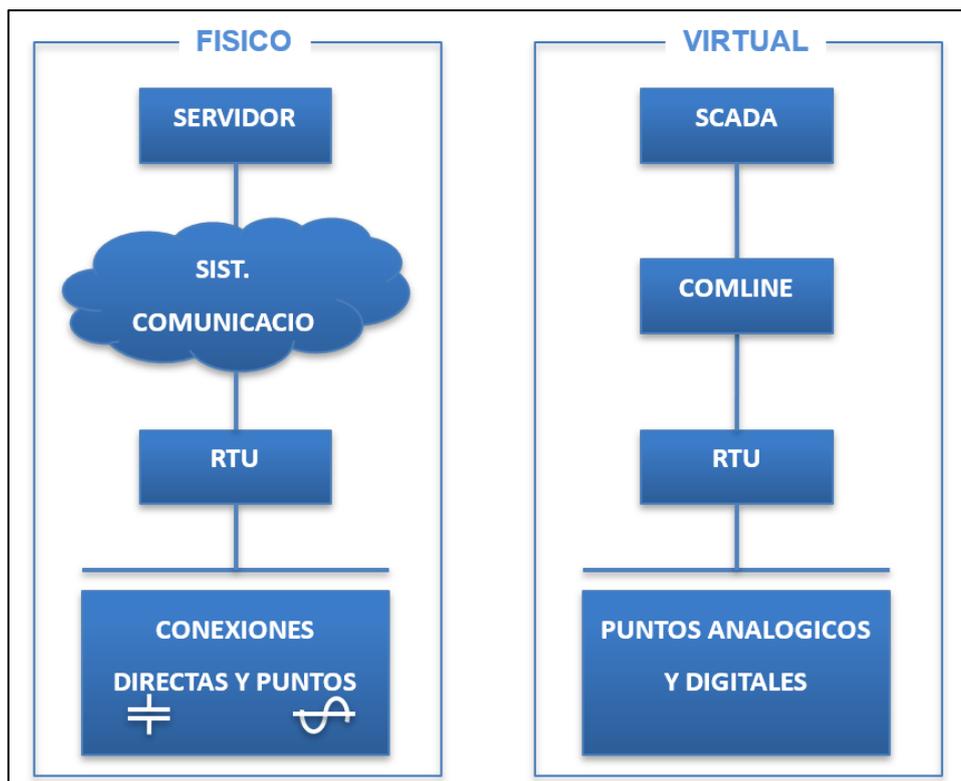
Nota. Introducción para configuración de la base de datos del SCADA EXPLORER. Adaptado del Manual de Survalent, SCADA EXPLORER.

Los elementos a definir en la base de datos (SCADA Server) del SCADA SURVALENT, son:

- Línea de comunicación
- Unidad terminal remota (RTU).
- Puntos de control, estado y puntos analógicos

A modo de realizar la analogía entre la infraestructura física y condición virtual necesaria para las configuraciones en el software, en la figura 34, se muestra un cuadro comparativo.

Figura 34. Esquema de integración de señales vía software SCADA



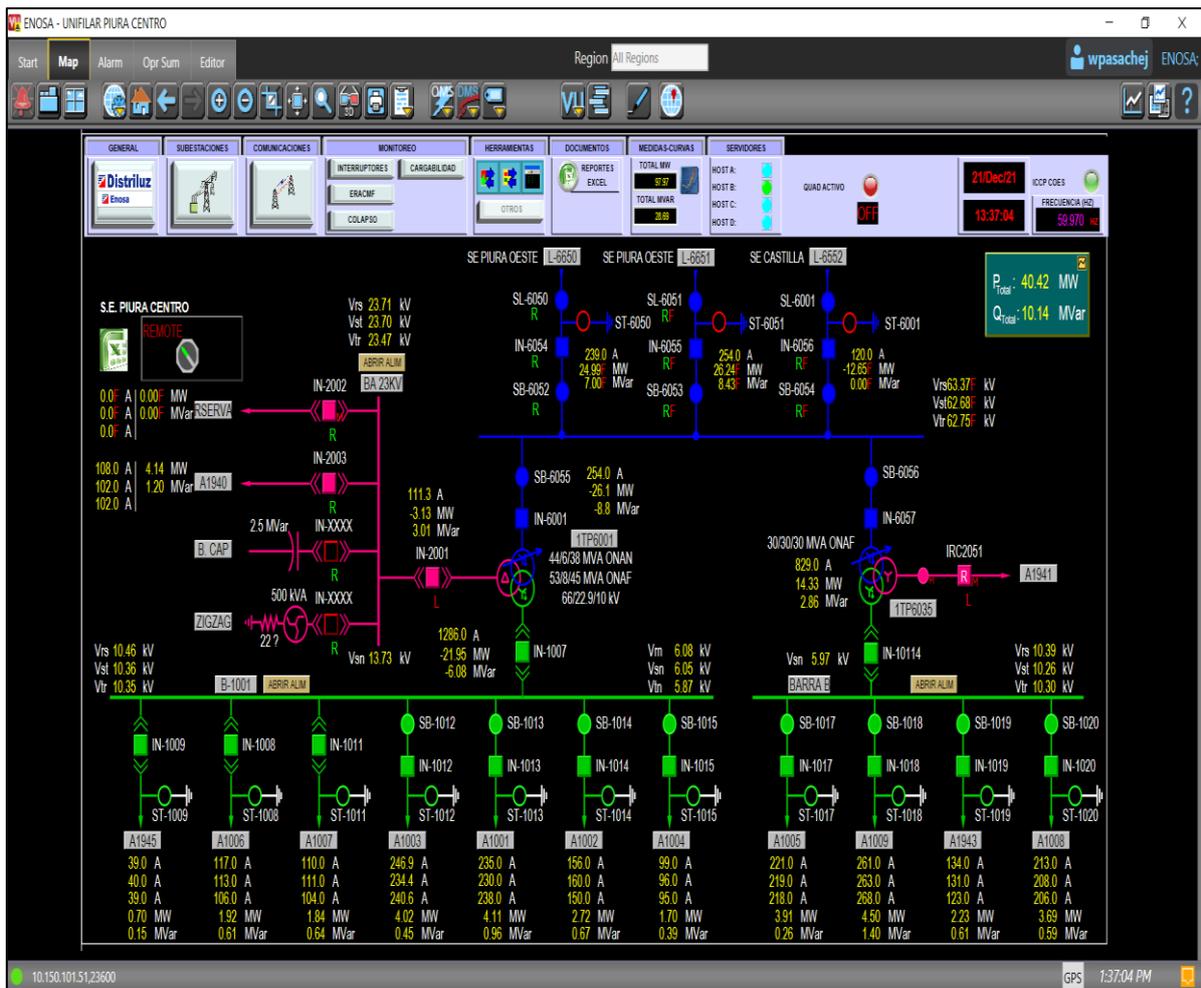
La creación de la línea de comunicación (comline) está asociada al protocolo de comunicación que se defina, para el proyecto se usó IEC 104 entre RTU y SCADA. Para equipamiento de protección instalado en la red de media tensión se usó DNP 3.0.

Para el caso del CDs o RTU, se configuró la SAITEL CPU866e de Schneider que permita el envío de información a la base de datos del SCADA, específicamente a una estación dentro de la interfaz gráfica (SmartView).

Alojada toda la información en la base de datos del SCADA Server que viene desde las RTUs o CDs se interactúa con el SmartView (Interfaz Gráfica de Usuario) que permita ver el producto final del monitoreo, control y adquisición de datos para el procesamiento de la información que se traen desde los concentradores de datos.

En la figura 35, se adjunta la representación gráfica de una subestación de potencia del proyecto realizado.

Figura 35. Interfaz de control y adquisición de datos de subestación de potencia



Nota. Entorno gráfico terminado, luego de realizar todas las configuraciones en el software SCADA. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

La aplicación *scada scanmon*, es una herramienta de visualización de adquisición de datos en tiempo real que realiza el sistema *scada* a través de cada una de sus líneas de comunicación hacia las unidades terminales remotas (RTU o CDs). Esta herramienta permite revisar el tráfico de tramas del protocolo configurado en la línea de comunicación a visualizar, obteniendo toda comunicación bidireccional entre el servidor SCADA y la RTU.

A manera de describir el proceso del aplicativo *scanmon*, se realiza esquema y captura de pantalla de visualización de la data (ver figura 36 y 37)

Figura 36. Esquema del proceso de aplicativo SCANMON para visualización de adquisición de datos en tiempo real

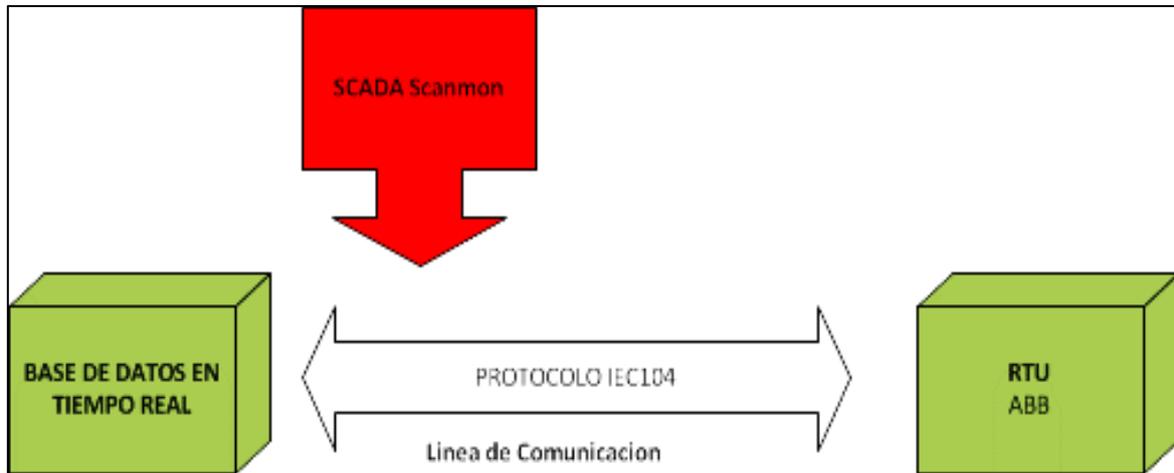


Figura 37. Visualización de intercambio de datos con aplicativo scanmon, bajo protocolo DNP3.0

```

dnp77 - ScanMon
File Edit View Logging Help
595
596 09:49:51.869 DNP77 <4144> PrimaryA Receive Rtu 1 [ENOSA_RTU1_RECLOSER] Application Header - Response To Request
597 First1 Final:1 AppSequence:2 Confirm:0 IIN:0x0000
598
599 Store Object 1 Var 2 Qual 0x0 Range 2 - 2 [Count 1] "Binary Input with Status"
600 01 Status 002 = 1
601
602 Store Object 1 Var 2 Qual 0x0 Range 16 - 16 [Count 1] "Binary Input with Status"
603 01 Status 016 = 0
604
605 Store Object 1 Var 2 Qual 0x0 Range 19 - 19 [Count 1] "Binary Input with Status"
606 01 Status 019 = 0
607
608 Store Object 1 Var 2 Qual 0x0 Range 41 - 47 [Count 7] "Binary Input with Status"
609 01 Status 041 = 0
610 01 Status 042 = 0
611 01 Status 043 = 0
612 01 Status 044 = 0
613 01 Status 045 = 0
614 01 Status 046 = 0
615 01 Status 047 = 0
616
617 Store Object 1 Var 2 Qual 0x0 Range 50 - 59 [Count 10] "Binary Input with Status"
618 01 Status 050 = 0
619 01 Status 051 = 0
620 01 Status 052 = 1
621 01 Status 053 = 0
622 01 Status 054 = 0
623 01 Status 055 = 0
624 01 Status 056 = 0
625 01 Status 057 = 0
626 01 Status 058 = 0
627 01 Status 059 = 0
628
629 Store Object 10 Var 2 Qual 0x0 Range 1 - 1 [Count 1] "Binary Output Status"
630 01 OutStat 001 = 0
631
632 Store Object 30 Var 1 Qual 0x0 Range 0 - 9 [Count 10] "32 bit Analog Input"
633 01 A0 00 00 00 Analog 000 = 169
634 01 A0 00 00 00 Analog 001 = 169
635 01 A3 00 00 00 Analog 002 = 163
Logging Stopped
654 NUM
  
```

Nota. Utilización de aplicativo en el proceso de envío de información al SCADA. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

Para implementación de ADMS bajo las aplicaciones OMS y DMS, se realizó el siguiente trabajo:

- Importación de clientes, medidores, red de media tensión, equipamiento de campo en la red de MT, bajo el sistema GIS (sistema georeferenciado (ver figura 38).

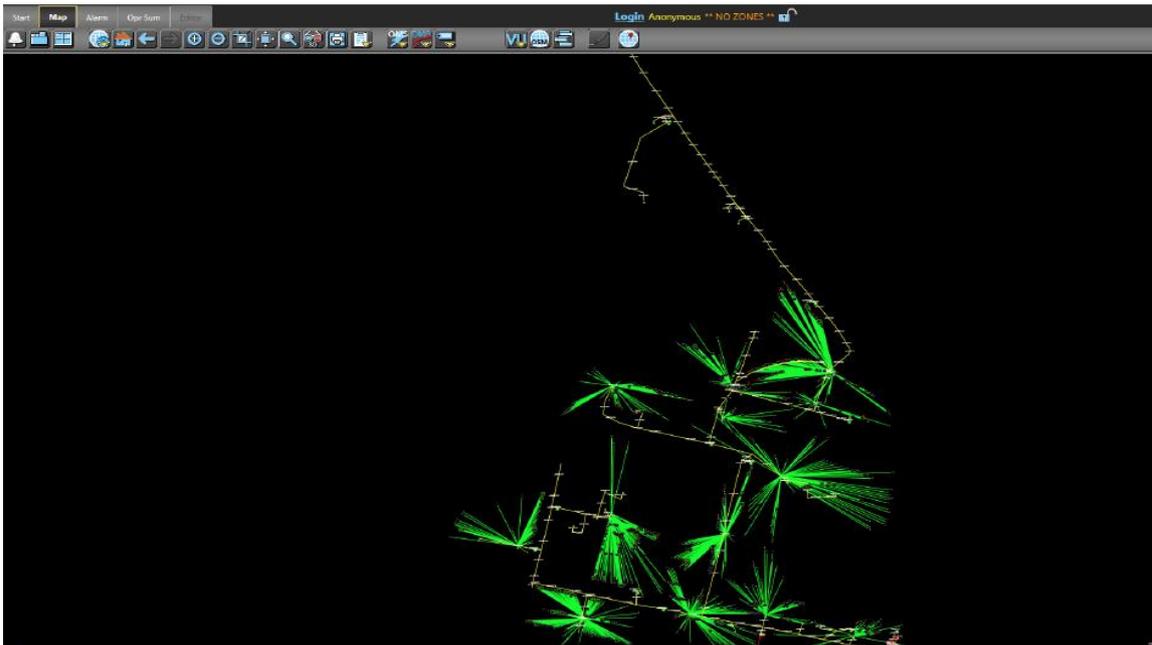
Figura 38. Importación de suministros en entorno GIS



Nota. Utilización de MapInfo para el proceso de importación de data del sistema de empresa eléctrica. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

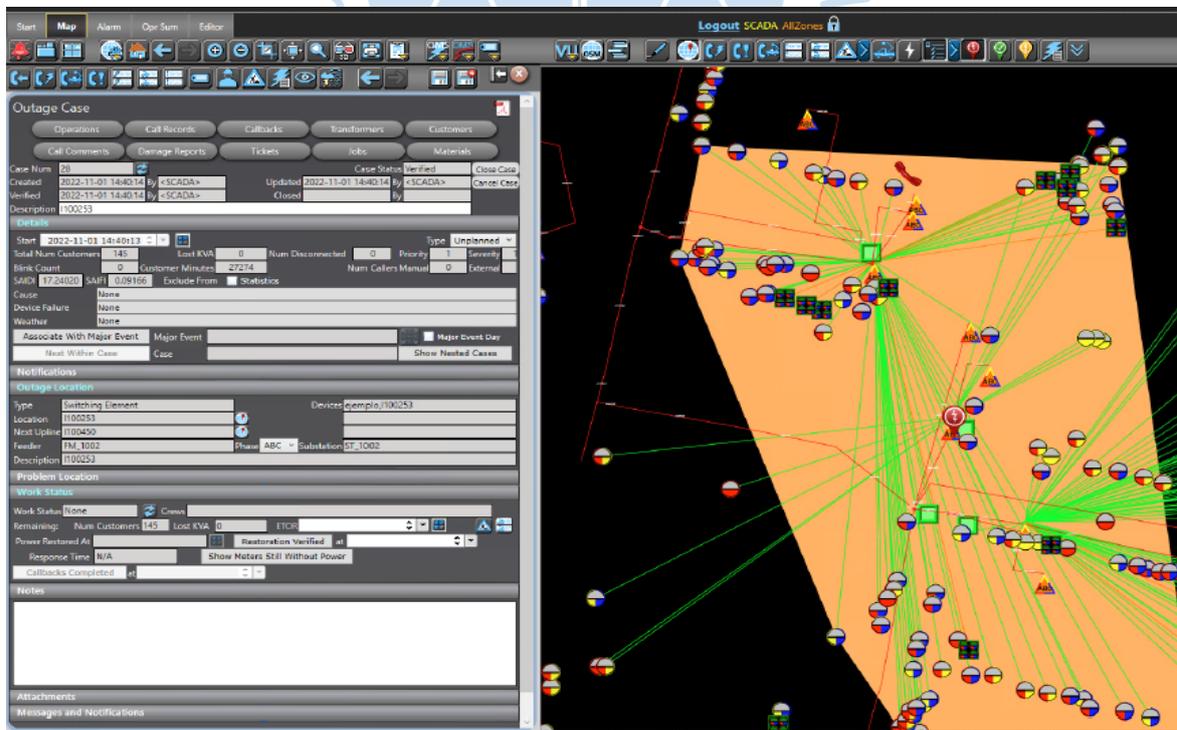
- Revisión de conectividad de todos los elementos importados del GIS al software SCADA (ver figura 39)
- Creación de tablas en la BD del Survalent, que permitan la posterior asociación (a modo de ejemplo, para una red de MT de corta longitud, se importaron 44 seccionamientos tipo cut out, 92 transformadores de distribución, 1582 medidores, 1582 clientes y 3 kilómetros de línea de MT).
- Información de medidores en el entorno Survalent, que permite identificación de cliente, data técnica de medidores y ubicación geográfica del suministro (ver figura 40).
- Aplicación web para gestión de procesos OMS y DMS (ver figura 41 y 42)

Figura 39. Visualización de la red de media tensión y suministros en el entorno del software SCADA



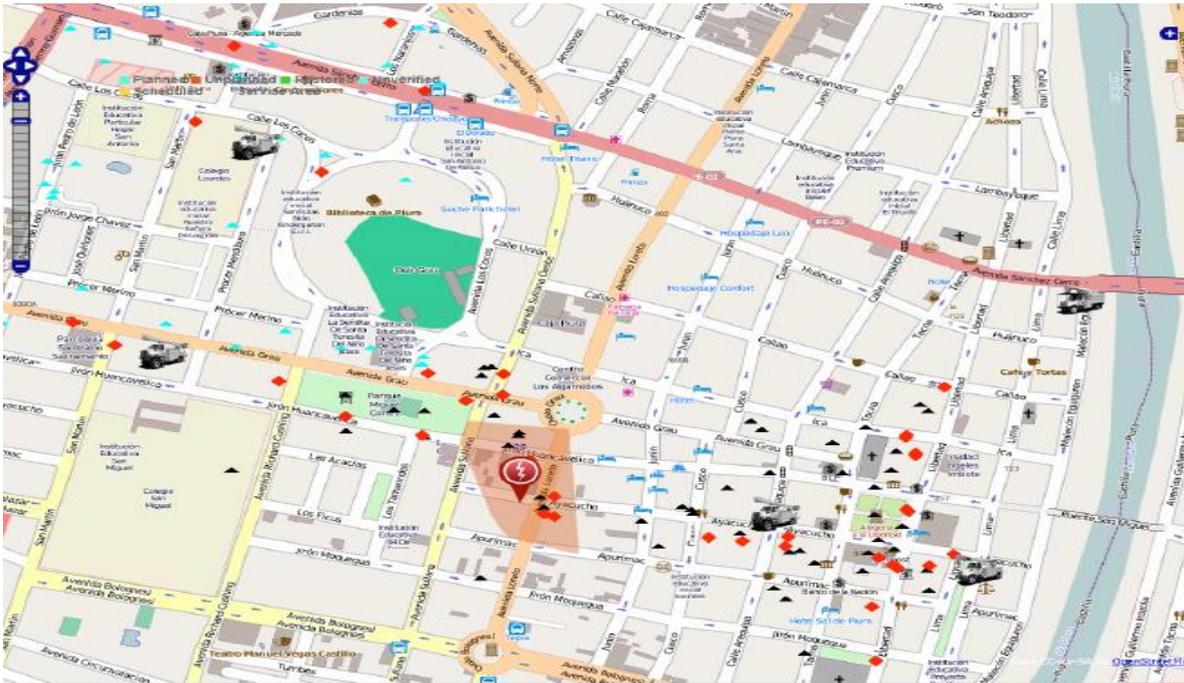
Nota. Utilización de software SCADA para el proceso de importación de data del sistema de empresa eléctrica. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

Figura 40. Visualización de datos comerciales de clientes dentro del entorno SCADA



Nota. Utilización de software SCADA para el proceso de importación de data del sistema de empresa eléctrica. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

Figura 41. Vista desde entorno web de recorrido de vehículos de emergencia



Nota. Zona sin servicio eléctrico y redes eléctricas datos comerciales de clientes dentro del entorno SCADA Utilización del entorno web para el proceso de importación de data del sistema de empresa eléctrica. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

Figura 42. Vista de llamadas telefónicas de clientes desde el software SCADA

Incoming Calls Call List Default Map View Call Records View User List

Call Filters

Customer: [] From: [] To: []

Outage Date: []

Filter: []

Callbacks Only

Refresh Call List

1 - 13 of 13 results

| Ref. # | PKI Time | Name | Phone # | Case # | Source | Call |
|--------|----------------------|---|---------|--------|--------|------|
| 27 | 1 Nov 01, 2022 16:06 | RECREATIVOS SLOTS DEL RACI | 28 | IVR | 1 | |
| 26 | 1 Oct 31, 2022 16:07 | CARLOS ANTICONA BURGOS | 27 | IVR | 3 | |
| 25 | 1 Oct 31, 2022 15:41 | Jesé Antonio Anticona Montesi | 27 | IVR | 1 | |
| 24 | 1 Oct 31, 2022 15:06 | JOSE CRUZ DIOSES | 27 | DWR | 3 | |
| 23 | 1 Oct 29, 2022 13:41 | HIRELLA VENCES DE NAVARRO 73649123 | | Web | 1 | |
| 22 | 1 Oct 27, 2022 11:21 | Eduardo Jacinto Calderon Card. 73157432 | 23 | TCS | 3 | |
| 21 | 1 Oct 27, 2022 11:20 | ALAC OUTDOOR SAC ALAC OUT 73159973 | 23 | TCS | 3 | |
| 20 | 1 Oct 27, 2022 11:20 | EDUARDO SALAZAR YACUPOMI 7350004 | 23 | TCS | 4 | |
| 8 | 1 Oct 12, 2022 11:29 | Claudia Wisnes Supo Vila. De 73152641 | | TCS | 6 | |
| 7 | 1 Oct 11, 2022 09:42 | Dora Angélica Chufon Jaramilla 73152648 | | TCS | 1 | |
| 6 | 1 Oct 10, 2022 16:01 | HIRELLA VENCES DE NAVARRO 73649123 | | TCS | 2 | |
| 5 | 1 Oct 10, 2022 15:17 | ANGELICA CARRERA DE ELIAS 73264895 | | TCS | 3 | |
| 1 | 1 Sep 15, 2022 18:27 | DANIEL GIRÓN BENITES | | CSR | 1 | |

Open Call Record New Call Record Delete Call Record

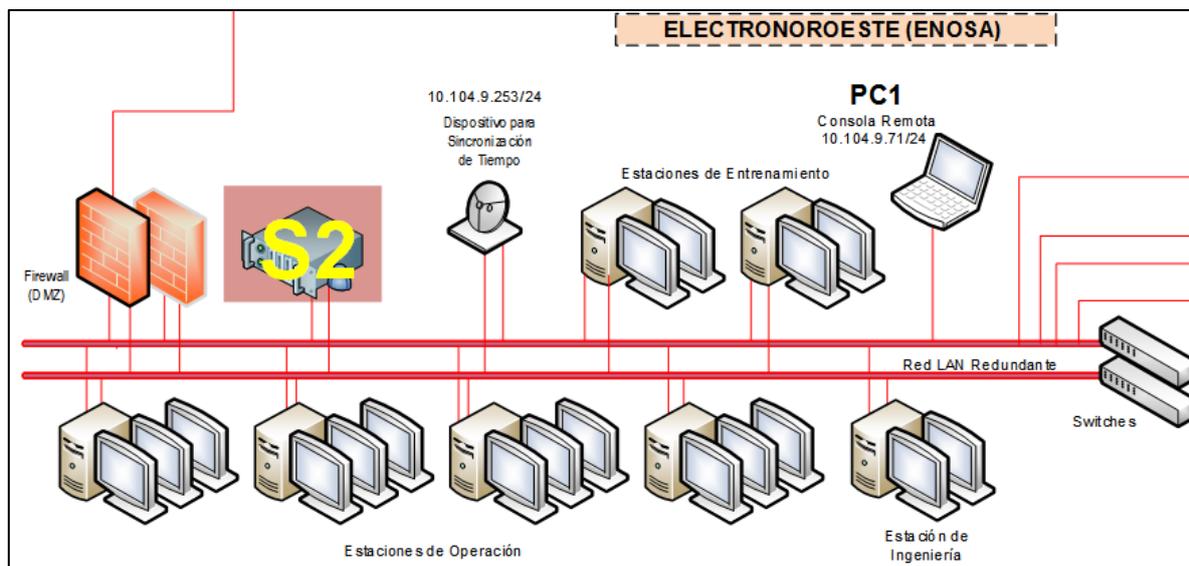
Nota. Utilización del entorno web para el proceso de importación de data del sistema de empresa eléctrica. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

3.3 Hardware

El hardware está conformado por:

- Data center centralizado (DCCC), ver figura 43):
- Servidor SCADA/ICCP instalado en dos (02) servidores DELL Power Edge R730. Estos equipos trabajan en conjunto con los servidores instalados en las empresas de los departamentos de Junín y La Libertad formando la cuádruple redundancia del sistema (en el sistema Cuádruple Redundante, sólo se tiene un servidor activo como “maestro”, si éste cae, el siguiente configurado asume dicho rol, de manera transparente a los operadores. Los 4 servidores son vistos como uno sólo. La comunicación entre ellos se realiza mediante la Red WAN SCADA de las empresas del grupo Distriluz).
- Servidor de Históricos, MS SQL Server, instalado en dos (02) servidores DELL Power Edge R730.
- Servidor Web-SCADA, WEBSURV, para visualizar unifilares en tiempo real y otro tipo de información generada por SCADA, instalado en un (01) servidor DELL Power Edge R730.
- Servidor de Respaldo de Datos, NetVault Backup, para obtener el backup del sistema, instalado en un (01) servidor DELL Power Edge R730.
- Librería TAPE BACKUP, DELL PowerVault, capacidad de hasta 24 cartuchos (LTO-5-140).
- Servidor virtual de SCADA Operation Training System (OTS) para Entrenamiento de operadores, instalado en un (01) servidor DELL Power Edge R730, compartido con servidor virtual de ingeniería.
- Servidor virtual de SCADA/ICCP para Ingeniería (desarrollo y pruebas), instalado en un (01) servidor DELL Power Edge R730.
- Servidor de Cyberseguridad, N_Dimensión, instalado en un servidor HP Proliant DL360.
- Tres (03) Switch Cisco Catalyst C3560-24T-S.
- Dos (02) Firewall ASA 5512-K9.
- Dos (02) gabinetes DELL Netshelter SX 42U Rack, sistema PDU redundante y organizadores de cables.

Figura 44. Esquema de equipos instalados en el centro de control de operaciones de ENOSA- DISTRILUZ.



Nota. Documentos finales de inicio de operación comercial del proyecto. Adaptado del proyecto de propiedad de DISTRILUZ.

3.4 Software

La relación de módulos de software que comprende la solución SCADA, se distribuye entre el DCCC y el CCO, y es la siguiente:

- Survalent Master Station SCADA Cuádruple Redundante, dos en el DCCC, una en HDNA y una en ELCTO.
- Survalent Master Station SCADA independiente, para empresa eléctrica del norte.
- Survalent SCADA para Ingeniería, para el DCCC.
- Survalent OTS Server para el DCCC y dos (02) clientes OTS para estaciones de entrenamiento.
- Software de ciberseguridad N-Platform 540H, en el DCCC.
- Software de Respaldo de datos NetVault, en el DCCC.
- WebSurv Host Server para el servicio WEB, en el DCCC.
- Sistema de Gestión de la Distribución (DMS).
- Sistema de Gestión de las Interrupciones (OMS).
- SCADA Cliente para estaciones, comprendido por: (esto va en viñeta o es aparte)
- Scada Explorer y Editor de la Base de Datos en tiempo real,

- SmartVU Interfaz Gráfica de Usuario, que incluye a todos los servidores y estaciones, dado que se trata de visualización
- Sistema operativo de los servidores es MS Windows Server 2016R2 Standard Edition
- Software de Base de Datos MS SQL Server 2016
- Sistema operativo de las estaciones es MS Windows 10
- Sistema Operativo de N-Plataform es un Linux personalizado.





Conclusiones

La importancia de contar con profesionales cuya experiencia y conocimiento en comunicaciones industriales (tecnología de la operación), sistemas de potencia, protecciones eléctricas; ayuda de sobremano a las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica, a gestionar sus activos de manera eficiente a través de la implementación de un SCADA ADMS (supervisión, control, adquisición de datos y sistema de gestión de distribución avanzado); cuya información en tiempo real que analiza el centro de control de operaciones permite la mejora de la operación y por consiguiente la calidad del producto que se entrega a sus clientes.

El pleno conocimiento de la aparamenta eléctrica de las subestaciones, transformadores de potencia, líneas de distribución, transmisión, equipamiento de medición y sistema de protecciones eléctricas; permite ser eficientes en la implementación y en el envío de toda la información que se requiere en el centro de control para la operación en tiempo real, análisis de eventos, mejoras en el mantenimiento y planificación de los sistemas eléctricos así como el apoyo logístico necesario para mantener la operación dentro de los parámetros de calidad del servicio, operación segura, confiable y con tiempos cortos de restablecimiento del servicio público de electricidad ante interrupciones imprevistas.

Con la inclusión al sistema SCADA tradicional de la gestión de las redes de distribución eléctrica, se torna de suma importancia el conocimiento avanzado de los sistemas de distribución eléctrica, desde el equipamiento instalado (transformadores de distribución, postes, aisladores, disposición de armados), el mantenimiento, las protecciones eléctricas en media tensión, incluidos los equipos de maniobra y protección (reconectores, seccionadores, sensores de falla); que permita mejorar la gestión desde el centro de control de operaciones, ante la presencia de falla en las redes de distribución y el restablecimiento del servicio eléctrico de manera eficaz.

En cuanto a las **ventajas** de tener un sistema SCADA ADMS:

Mejora en indicadores de gestión de calidad de suministro. Disminución de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Disminución de montos de compensación por calidad de suministro bajo el marco de la NTCSE.

Condiciones de operación en el sistema eléctrico de manera segura y confiable que permite aporte de confiabilidad al sistema eléctrico interconectado nacional.

Sistema de protección eléctrica confiables y monitoreados constantemente que permite realizar análisis de falla y plantear mejoras en los sistemas de protección eléctrica, mantenimiento, planeamiento y logística asociados a los elementos eléctricos.

En cuanto a las **consideraciones técnicas** a tener en cuenta para un proyecto SCADA:

Si se parte de un proyecto desde cero, considerar tener actualizado los esquemas funcionales que son la base para el levantamiento de información, aprobación de la ingeniería de detalle y posterior migración de la información a un centro de control.

Para un proyecto donde ya existe un cableado de control implementado (incluye las condiciones de mando, posiciones y alarmas) se debe realizar la migración de esa data sin tocar el cableado ya realizado, esto permite acortar tiempos de implementación y disminuir las pruebas en sitio de señales implementadas.

Otra condición crítica es el medio de comunicación a utilizar desde los concentradores de datos hacia el centro de control de gestión. Se debe considerar en lo posible utilizar el medio de comunicación fibra óptica bajo instalaciones propias, esto permite confiabilidad de las comunicaciones. El utilizar un operador de comunicación bajo contrato con línea de comunicación dedicada genera cierto grado de confiabilidad, pero está bajo el riesgo de pérdida de la línea de comunicación y por consiguiente la indisponibilidad de una o varias subestaciones de potencia.

Mejoras a realizar en el sistema actual y de manera general en la implementación de un sistema SCADA:

Considerar la implementación dentro del software SCADA la gestión de interrupciones en redes de media y baja tensión (OMS), donde se asocie equipos de protección/maniobras dentro de la topología de la red hasta llegar al medidor.

Considerar la gestión de redes de media tensión para implementación de transferencias de carga manera automática ante fallas, que genera indisponibilidad de grandes sectores de la ciudad sin servicio eléctrico (DMS-FLSIR).

Visto que el sistema SCADA está dentro de alto riesgo de vulnerabilidad se recomiendan política de ciberseguridad y acciones de mejora en los elementos de las subestaciones de potencia que permita disminuir el riesgo de la relación entre los sistemas OT (tecnologías operativas) y los IT (tecnologías de la información), esto en atención a la alta consideración de la implementación del internet de las cosas (IoT).

Referencias bibliográficas

DMS. (2015). *Implementación del nuevo sistema SCADA par alas empresas del grupo Distriluz*.
Obtenido de Consorcio Survalent-Procetradi.

Torres, J. (2019). *Sistema de Control y Protección de Subestaciones Eléctricas*. Obtenido de
<https://pecier.org.pe/cier/>

