

**UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA, ELECTRONICA Y  
AMBIENTAL**

**CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRONICA Y  
TELECOMUNICACIONES**



**“AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN  
ELÉCTRICA HUARAZ OESTE DE 138/66/13.8 KV MEDIANTE UN  
SISTEMA SCADA UTILIZANDO LOS PROTOCOLOS IEC 61850,  
DNP3 E IEC 60870-5-104”**

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**  
Para optar el Título Profesional de  
**INGENIERO ELECTRÓNICO Y TELECOMUNICACIONES**

**PRESENTADO POR EL BACHILLER**

**GONZALES CHURAMPI, MARCOS WILLIAMS**

**Villa El Salvador  
2016**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis amados padres ALCIDES GONZALES CONDOR y HEDDY CHURAMPI ROSALES por el apoyo incondicional y que, con sus ejemplos de amor, lealtad, coraje y respeto, supieron darme la educación, los valores y responsabilidad en el cumplimiento de nuestros compromisos, por la fortaleza de soportar la tristeza que trajo consigo la distancia para así conseguir mis objetivos.

A DAVID GONZALES CHURAMPI, mi hermano, por compartir a diario mis anhelos, sueños e inquietudes que hoy se ven reflejados en este gran triunfo.

A MADELAINE GOMEZ FALCON por el apoyo fundamental en el crecimiento diario de mi vida, por su profundo amor y ejemplo vivo de lucha constante y superación.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por llenar mi vida de fuerza, inspiración y constancia, herramientas que me han llevado a conquistar una de las aspiraciones más grandes de mi vida.

A la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur por ser la fuente de los conocimientos que llevo para el resto de mi vida.

Aprovecho esta oportunidad también para expresar mi sincera gratitud a mi asesor, el Ing. Edgard Oporto, por su orientación, ayuda y ánimo durante esta investigación que, con su apoyo oportuno, han contribuido en gran medida a la realización de este proyecto.

También me gustaría agradecer a mis profesores durante toda mi carrera profesional porque todos han aportado con un granito de arena a mi formación, agradezco sus consejos, sus enseñanzas y más que toda su amistad.

Agradezco a mis compañeros de trabajo del área de Ingeniería por su valioso apoyo. En particular, me gustaría dar las gracias a HUBERT TORRES, LENIN MENDEZ y MARCO MONTANO por ayudarme a entender los conceptos de automatización y protección de subestaciones eléctricas que a su vez me facilita la realización de mi proyecto.

Por último, me gustaría dar las gracias a todos mis amigos, a mis padres y a los miembros de mi familia por su amor y apoyo que me han ayudado a través de este proceso.

# INDICE

<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 DESCRIPCION DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA .....</b>	<b>4</b>
<b>1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA.....</b>	<b>5</b>
<b>1.3 DELIMITACION DEL PROYECTO.....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.1 ESPACIAL .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.2 TEMPORAL .....</b>	<b>6</b>
<b>1.4 FORMULACION DEL PROBLEMA .....</b>	<b>6</b>
<b>1.4.1 PROBLEMA GENERAL .....</b>	<b>6</b>
<b>1.4.2 PROBLEMAS ESPECIFICOS.....</b>	<b>7</b>
<b>1.5. OBJETIVOS.....</b>	<b>7</b>
<b>1.5.1 OBJETIVOS GENERALES.....</b>	<b>7</b>
<b>1.5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....</b>	<b>7</b>
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>9</b>
<b>MARCO TEORICO.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 ANTECEDENTES .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2 BASES TEORICAS.....</b>	<b>10</b>
<b>2.2.1 NIVELES DE AUTOMATIZACIÓN.....</b>	<b>10</b>
<b>2.3 MARCO CONCEPTUAL .....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.1 SUBESTACION ELECTRICA .....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.2 EQUIPOS DE PATIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 0.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.3 EQUIPOS DE SALA DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 1.....</b>	<b>16</b>
<b>2.3.4 EQUIPOS DE SALA DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 2.....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.5 SISTEMA SCADA NIVEL 3 .....</b>	<b>28</b>
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>29</b>
<b>DISEÑO DEL SISTEMA SCADA.....</b>	<b>29</b>
<b>3.1 DESCRIPCION DEL PROYECTO.....</b>	<b>29</b>
<b>3.1.1 PROYECCION DE LA AUTOMATIZACION DE LA SUBESTACION ELECTRICA.....</b>	<b>29</b>
<b>3.2 DESARROLLO DE LA INGENIERIA PARA LA AUTOMATIZACION Y CONTROL DE LA SUBESTACION HUARAZ OESTE.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2.1 TABLERO DE COMUNICACIONES CDS.....</b>	<b>33</b>
<b>3.2.2 TABLEROS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN .....</b>	<b>34</b>
<b>3.2.3 INTEGRACION DE LOS DISPOSITIVOS AL TABLERO CONCENTRADOR DE DATOS (CDS).....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.4 NIVELES DE CONFIGURACION DE LOS EQUIPOS IED'S.....</b>	<b>38</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>65</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>69</b>

## Lista de Figuras

- Figura 2.1 – Niveles de la Automatización
- Figura 2.2 – Red de una Subestación Eléctrica
- Figura 2.3 – Transformador de Potencia
- Figura 2.4 – Seccionador de Potencia
- Figura 2.5 – Interruptor de Potencia
- Figura 2.6 – Dispositivo de Medición ION 7650
- Figura 2.7 – Equipo de Protección RELE F60
- Figura 2.8 – Equipo de Protección RELE F650
- Figura 2.9 – Switch HIRSCHMANN MACH100
- Figura 2.10 – Switch KAYLAND SICOM2024M
- Figura 2.11 – RTU SMP 16/CP GATEWAY
- Figura 3.1 – Esquema del sistema eléctrico después del SCADA
- Figura 3.2 – Arquitectura de la Subestación Eléctrica Huaraz Oeste
- Figura 3.3 – Tablero de comunicaciones
- Figura 3.4 – Tablero de Protección y Medición
- Figura 3.5–Arquitectura de distribución de los equipos al switch
- Figura 3.6 – Niveles de configuración
- Figura 3.7 – conexión al relé F60
- Figura 3.8 – extracción del fichero\_paso1
- Figura 3.9 – extracción del fichero\_paso2
- Figura 3.10 – extracción del fichero\_paso3
- Figura 3.11 – Extracción del fichero\_paso4

Figura 3.12 – Configuración del RTU SMP GATEWAY

Figura 3.13 – Configuración IEC 61850

Figura 3.14 – Asignación de los IPs de los relés de protección al RTU

Figura 3.15 – Asignación de puerto para el SCADA

Figura 3.16 – introducción de los formatos .icd al RTU\_paso1

Figura 3.17 – introducción de los formatos .icd al RTU\_paso2

Figura 3.18 – introducción de los formatos .icd al RTU\_paso3

Figura 3.19 – ingreso al SMP CONFIG

Figura 3.20 – Mapeo de los relés de protección por protocolo IEC 61850

Figura 3.21 – señales de los relés de protección por IEC 61850

Figura 3.22 – Mapeo de las señales analógicas en masters protocols

Figura 3.23 – Mapeo de las señales binarias en master protocols

Figura 3.24 – Mapeo de las señales analógicas en Slave protocols

Figura 3.25 – Mapeo de las señales de entrada binarias en Slave protocols

Figura 3.26 – Mapeo de las IPs de los dispositivos en TCP/IP MASTERS

Figura 3.27 – Mapeo del número de puerto del SCADA en TCP/IP MASTERS

Figura 3.28 – enlace del RTU como master protocols como Slave protocols

Figura 3.29 – programa VISUAL T&D

Figura 3.30 – configuración del programa VISUAL T&D

Figura 3.31 – mapeo de las señales en VISUAL T&D

Figura 3.32 – asignación del número de puerto y IPS del SCADA

Figura 3.33 – conexión del SCADA con el RTU

Figura 3.34 – Área de trabajo VISUAL T&D EDITOR

Figura 3.35 – Simbología de equipos de protección y maniobra

Figura 3.36 – SCADA HUARAZ OESTE

## **Lista de Tablas**

Tabla 3.1- Distribución de equipos en los tableros de protección y medición

Tabla 3.2- Tabla de Señales de Estado

Tabla 3.3- Tabla de Señales de Comando

Tabla 3.4- Tabla de Señales de Medición

# INTRODUCCION

La automatización de Subestaciones (SA) es un sistema de gestión y control de supervisión de los sistemas eléctricos industriales de distribución. Los intereses por las SAs han aumentado rápidamente debido a sus numerosos beneficios a los servicios públicos. Su principal aplicación es, quizás, en el campo de la energía eléctrica generada de diversas formas: hidráulicamente, térmicamente, eólicamente, etc. Y una vez generada es transmitida a las diversas subestaciones eléctricas, para luego sean distribuidas a los hogares e industrias.

Los elementos más importantes de un sistema de SA son las unidades terminales remotos (RTU), relés y / o dispositivos electrónicos inteligentes (IED), que por lo general son controladas y monitoreadas en tiempo real a través de una plataforma llamada SCADA (supervisión control y adquisición de datos) cumpliendo así un mejor desempeño.

El éxito de un sistema de SA se basa en gran medida en el uso de un sistema de comunicación eficaz para unir los diferentes elementos de control, supervisión y protección dentro de una subestación. Hay un gran número de protocolos de comunicación, un asunto que ha conducido al problema de los dispositivos de diferentes fabricantes que no son compatibles entre sí generando un gasto desproporcionado. La normalización es la clave para el avance de la conectividad y la interoperabilidad dentro de un sistema. A través de la normalización, tanto los usuarios como los proveedores llegan a soluciones económicamente adecuadas y fiables. Durante la última década, ha habido mucho trabajo en la estandarización de comunicaciones entre los RTU, IED y relés. Como resultado, dos protocolos principales han evolucionado: la



Comunicación de la Arquitectura Utilidad existente (UCA) y la nueva Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 61850. Se espera que el último a dominar las comunicaciones en el entorno de la subestación en un futuro próximo.

El protocolo IEC 61850 es un estándar internacional para la automatización de subestaciones y está obligado a tener un impacto significativo en los sistemas de energía eléctrica donde deben ser diseñados y construidos durante muchos años por venir, reduciendo eficazmente la diversidad y la complejidad de las soluciones automatizadas de servicio público, minimizando los costos de operación, mantenimiento e ingeniería.

La principal función de la IEC 61850 es la integración entre equipos tanto el RTU como los IEDs, para luego ser enlazados con el sistema SCADA.

Por lo tanto, el presente trabajo, aborda la implementación de la automatización de la subestación eléctrica Huaraz Oeste usando el protocolo IEC 61850 Y DNP3 como estándar en la comunicación interna de equipos, concentrando la información en un sistema SCADA por protocolo IEC 60870-5-104.

La estructura que hemos seguido en este proyecto se compone de 3 de capítulos. El primer capítulo comprende el planteamiento del problema, el segundo capítulo el desarrollo del marco teórico y el tercer capítulo corresponde al desarrollo del proyecto.

MARCOS WILLIAMS GONZALES CHURAMPI

# **CAPITULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La subestación Huaraz oeste posee dispositivos eléctricos que se encuentran operando en forma electromecánica y manual en la subestación, tales dispositivos son los disyuntores, seccionadores, etc.

Los relés de protección son dispositivos electrónicos que se encargan de dar una información visual en caso de fallas, el operador tiene que verificar y reconocer manualmente las señalizaciones del relé.

En la subestación Huaraz oeste también contiene los equipos de medición los cuales son sistemas analógicos donde el operador toma datos de voltaje, corrientes, potencias activas y reactivas a través de un tablero electrónico, los cuales en muchas ocasiones han sido registrados con fallas.

Todos estos datos mencionados son registrados por un operador para luego ser reportados por radio al centro de control.

Frente a estos inconvenientes se plantea la siguientes preguntas: ¿se podrá optimizar la supervisión, adquisición de datos, control, monitoreo de modo que permita la integración y el manejo de los equipos de la subestación Huaras Oeste

así como el fácil mantenimiento y escalamiento futuro? ¿Se podrá enviar todos los datos adquiridos de la subestación Huaraz Oeste al centro de control donde se encuentra el sistema Scada? Para responder estas preguntas se propone el desarrollo del proyecto “Automatización y control de la subestación eléctrica Huaraz Oeste de 138/66/13.8 Kv mediante un sistema SCADA utilizando los protocolos IEC 61850, DNP3 Y IEC 60870-5-104”.

### **1.1 DESCRIPCION DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA**

Actualmente el déficit y la mala calidad de energía se debe a la poca capacidad actual del sistema Eléctrico de la ciudad de Huaraz, una de las razones es el uso constante de unidades térmicas a diésel con lo cual se suministraba energía eléctrica a 250 mil habitantes en Ancash. Hidrandina S.A. viendo la necesidad de mejorar el actual sistema, optó por implementar la nueva Subestación llamada Huaraz Oeste y de esta manera satisfacer las demandas futuras de energía sin tener un exagerado porcentaje de pérdidas técnicas.

Habiéndose incrementado la carga debido al desarrollo industrial en algunas zonas urbanas y rurales en Huaraz, así como haberse incrementado la población rural y por cuestiones de falta de política y gestión adecuadas, en los últimos años no se ha podido hacer un mantenimiento adecuado de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato.

Así, Hidrandina decide convocar a licitación para interconectar mediante una línea de 138kV desde S.E. Huallanca, lugar donde se ubica la central hidroeléctrica Cañón del Pato y crear una nueva subestación eléctrica que integraría a las demás subestaciones aledañas mediante un transformador de potencia de 138/66/13.8 Kv a los lugares como la S.E. PIERINA, S.E

HUALLANCA Y S.E HUARAZ el cual este último no es suficiente para la demanda actual de suministro de energía eléctrica a la ciudad de Huaraz.

En consecuencia, el proyecto fue realizado y hoy se dispone de una nueva subestación de transformación llamada S.E. HUARAZ OESTE en donde se construyó la subestación de transformación el cual es concebido como una subestación moderna y de acuerdo a las tecnologías actuales se automatiza, supervisa, comunica y controla mediante un SCADA las diferentes señales que transmiten los dispositivos como relés y RTU con protocolo IEC 61850, DNP3y IEC 60870-5-104.

## **1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA**

A través de los conocimientos adquiridos en el campo de alta tensión se podrá realizar la selección de los equipos y dispositivos a automatizarse a niveles de 138Kv, 66Kv y 13.8 KV. Estos dispositivos electrónicos inteligentes podrán realizar el control de los elementos de campo como los disyuntores y seccionadores, de igual forma será posible realizar el monitoreo de las medidas analógicas como los de voltaje, corriente y potencia de cada bahía. Para la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia será necesario aplicar la configuración en los dispositivos electrónicos inteligentes. Las protecciones serán para las líneas de transmisión, transformadores y alimentadores.

Se aplicara conocimientos de redes y comunicaciones para establecer una conexión entre los equipos de la subestación donde se comunicaran entre ellos, la aplicación de estándares internacionales cubrirán las necesidades actuales que contemplan estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnostico en tiempo real de la red eléctrica para identificar, prevenir y corregir errores.

Con este proyecto se podrá disminuir costos operacionales y movilización de personal que tenga que atender la subestación, así como los costos de mantenimiento.

Se reducirán también los índices de frecuencia de interrupción y tiempo de interrupción del servicio eléctrico que implican costos de energía no suministrada los mismo que a su vez permitirán un suministro continuo de energía limpia con calidad de servicio técnico que fortalecerán el aparato productivo.

### **1.3 DELIMITACION DEL PROYECTO**

#### **1.3.1 Espacial**

El desarrollo del presente proyecto de investigación está comprendida en el departamento de Ancash, en la provincia de Huaraz y específicamente en la Subestación eléctrica de Huaraz Oeste llamada también S.E. DERIVACION.

#### **1.3.2 Temporal**

El periodo que comprende el estudio, fue llevado a cabo durante los meses comprendidos entre Abril y Agosto del presente año.

### **1.4 FORMULACION DEL PROBLEMA**

#### **1.4.1 PROBLEMA GENERAL**

¿Cómo automatizar y controlar la red de transmisión eléctrica mediante el sistema SCADA en la subestación eléctrica Huaraz Oeste?

## **1.4.2 PROBLEMAS ESPECIFICOS**

- a) ¿Cuándo se dice que la subestación Huaraz Oeste esta automatizada y controlada?
- b) ¿Cómo se establece la configuración de los equipos de comunicación para la red de enlace?
- c) ¿cuál es el diseño y protocolo que usara el centro de control de Trujillo para supervisar y controlar el sistema eléctrico de transmisión Huaraz Oeste en tiempo real?
- d) ¿cómo influye la automatización de la subestación eléctrica Huaraz Oeste a la población de la provincia de Huaraz?

## **1.5. OBJETIVOS**

### **1.5.1 OBJETIVOS GENERALES**

Automatizar y controlar la Subestación Eléctrica Huaraz Oeste mediante un sistema SCADA.

### **1.5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- a) Establecer criterios básicos de automatización y control aplicables a la subestación eléctrica Huaraz Oeste.
- b) Configuración de equipos de comunicaciones de datos de la red de enlace.
- c) Configurar y diseñar la plataforma SCADA de la subestación Huaraz oeste usando los protocolos IEC 61850, DNP3 E IEC 60870-5-104 para controlar y

supervisar en una pantalla del computador ubicada en el centro de control de Trujillo.

d) mejorar la calidad de servicio eléctrico en la provincia de Huaraz

# **CAPITULO II**

## **MARCO TEORICO**

### **2.1 ANTECEDENTES**

El proyecto de control y automatización en las subestaciones eléctricas ha sido realizado desde hace algunos años atrás pero debido a las limitaciones en la tecnología no había sido posible instalar algún sistema que ofrecía una amplia confiabilidad y seguridad en la transmisión y recepción de datos, así como de la ejecución de las señales de control en intervalo de tiempo corto.

El sistema utilizado anteriormente para adquirir datos analógicos consistía en una serie de regletas para conexión de las salidas de los transformadores de potencia y de corriente en los armarios de medición y control, estos valores vienen dado en AC y convertidos en DC a través de transductores, luego estas señales DC se acoplaban a las entradas del controlador donde era procesada la información.

Para la adquisición de datos digitales, los conectores y disyuntores poseen contactos auxiliares normalmente abiertos y normalmente cerrados que indic:



el estado del equipo, estos se deben ubicar en las regletas de los gabinetes de medición y de control para poder ser incorporados una por una al equipo controlador como una entrada digital.

Con la adquisición e instalación de equipos de protección y medición conocidos como dispositivos electrónicos inteligentes IED se fortaleció el tema de automatización, control y medición en las subestaciones eléctricas, es así que unos de los proyectos de telecontrol comienza aplicarse gracias a unas de las empresas llamada ABB donde en el año 2000 instala un sistema SCADA en la central de la Oroya de Electroandes, allí se utilizó el protocolo de comunicación DNP3.0 a través de configuración TCP/IP en cada uno de los equipos de protección, tal vez este sea el inicio por el cual se ha tomado como base las integraciones de control medición y automatización de una subestación eléctrica y así llevar a un sistema SCADA que hoy facilita en manejo y la calidad de servicio para los hogares.

## **2.2 BASES TEORICAS**

### **2.2.1 Niveles de Automatización**

Siguiendo los modelos de los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización, está por lo general dividida en 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior, tal como indica la figura 2.1.

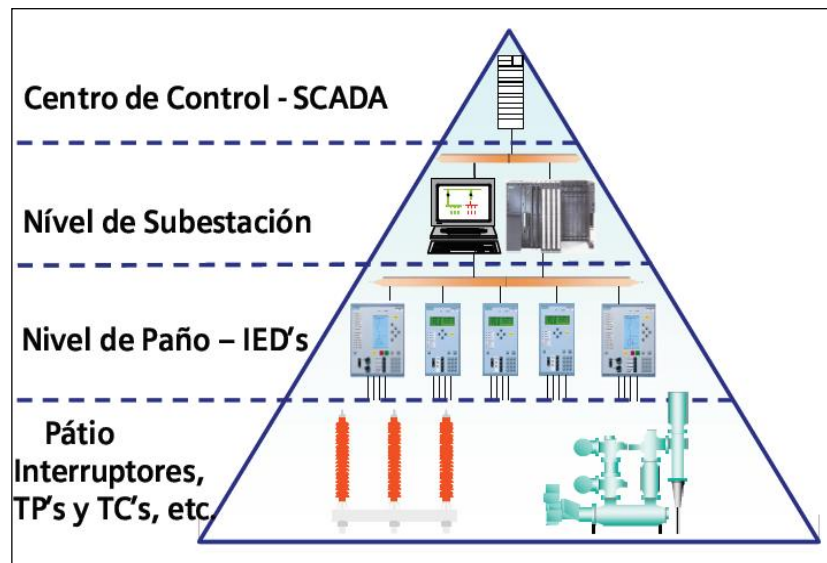


Figura 2.1 – Niveles de la Automatización

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores, estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos.

El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Paño - IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

El tercer nivel (nivel 2), es el nivel de Subestación, en el cual desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación, en este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA HMI.

En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.

Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, información como:

- Estado de los equipos de campo (interruptores y seccionadores)
- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes y más)
- Niveles de aceite y gas.
- Consumo de energía
- Etc.

El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

Este nivel es el principal y más importante pues, si la integración de todos los niveles inferiores fue desarrollado correctamente, con el desarrollo de este nivel

simplemente ya no sería necesaria la utilización de personal supervisor en cada Subestación, bastaría contar con una cuadrilla especial que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia, por todo lo demás, desde el Centro de Control SCADA, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “on-line”.

Hoy en día, entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control, que nos sirven para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad.

## **2.3 MARCO CONCEPTUAL**

### **2.3.1 SUBESTACION ELECTRICA**

Una subestación eléctrica es una parte de la red eléctrica, concentrado en un lugar, que incluyen terminales de dispositivos de control, medición, pórticos para las líneas de transmisión, distribución y transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control. Esos se clasifican en:

- a) Subestación de generación.-** asociados a centrales generadoras, dirigen directamente el flujo de potencia al sistema.
- b) Subestación de transmisión.-** Conectan varios circuitos (o líneas) para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema.
- c) Subestación de distribución.-** constan de transformadores elevadores o reductores y pueden ser terminales.

En la figura 2.2 se observa las tres clases de subestaciones electricas formando entre sí una red de distribucion de energia hacia el cliente, en el caso de la subestacion Huaraz Oeste es una subestación de transporte llamada también subestación eléctrica de transmisión (SET) el cual cuenta con equipos de patio que en conjunto forman una subestación eléctrica.

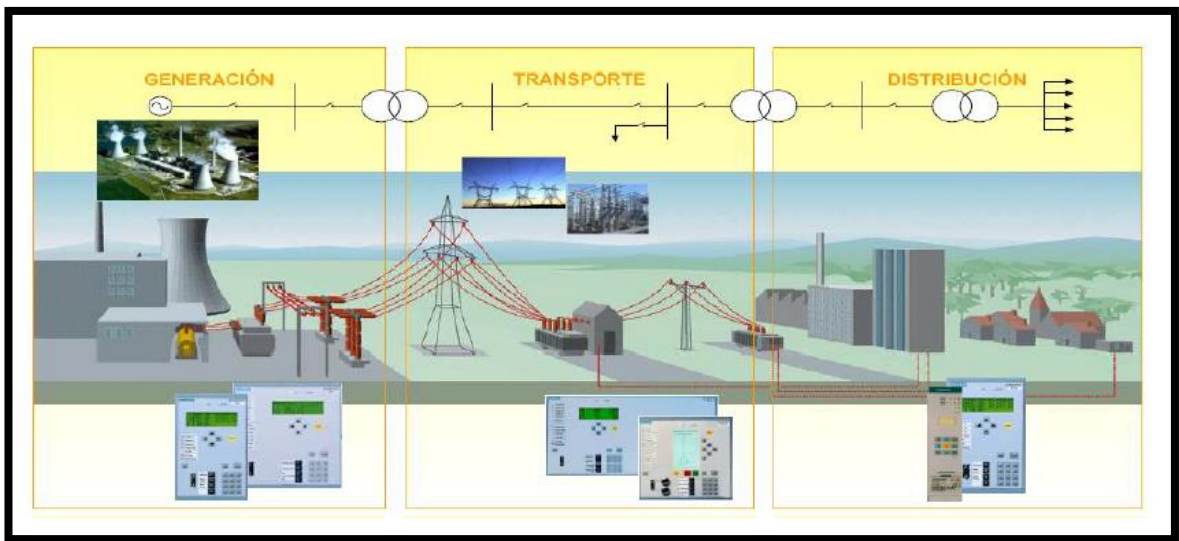


Figura 2.2 – Red de una Subestación Eléctrica

### 2.3.2 EQUIPOS DE PATIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 0

**a) Transformador de potencia:** Es una maquina estática que cual mediante inducción electromagnética transfiere la energía eléctrica de un punto del sistema conectado a la fuente de energía a otro conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje y corriente) para adaptarlos al centro de consumo. Son los equipos más importantes y de mayor costo. En la figura 3.2 se observa un transformador de potencia



Figura 2.3 – Transformador de Potencia

**b) Seccionador:** Es un equipo de maniobra diseñado solo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente de carga o cortocircuito. Se utilizan principalmente para dejar el tramo con los equipos asociados completamente aislados o desenergizados, a objeto de realizar pruebas o mantenimiento en dichos equipos, también cuando el tramo va a permanecer desenergizado por un periodo de tiempo determinado. Poseen diferentes tipos de mando: por pértiga, manual (directa o a distancia), eléctrico o neumático. En la siguiente figura 2.4 se observa un seccionador de potencia.

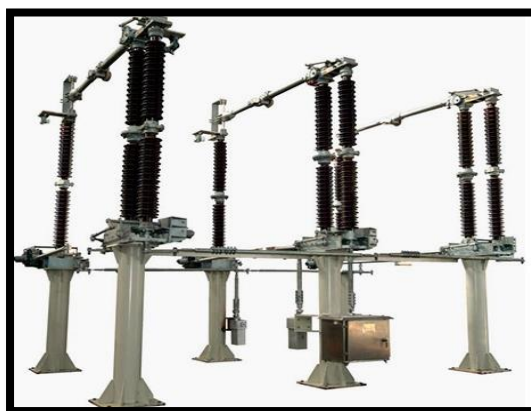


Figura 2.4 – Seccionador de Potencia

**c) Interruptor de Potencia:** El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema. En la figura 2.5 muestra el interruptor de potencia.



Figura 2.5 – Interruptor de Potencia

### **2.3.3 EQUIPOS DE SALA DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 1**

En la subestación Huaraz Oeste los equipos de protección son electrónicos en su totalidad, los cuales son:

#### **2.3.3.1 DISPOSITIVO DE MEDICION ION 7650 SCHNEIDER ELECTRIC**

ION 7650 es un dispositivos de medición y control inteligente que proporciona mediciones precisas de tensión, corriente, potencia y energía, y se complementan con funciones de medición de calidad de energía y comprobación

del cumplimiento avanzada extensa E / S, sin un registro exhaustivo. Los medidores cuentan con una amplia selección de pantallas y mediciones de datos pre-configurados, para que pueda utilizar los medidores "fuera de la caja" o personalizarlos para ajustarse a sus requisitos únicos.

El medidor ION 7650 puede sustituir numerosos transductores, medidores tradicionales, y los circuitos de control. Puede integrar las medidas con software ION® u otra gestión de la energía, SCADA, automatización y sistemas de facturación, el uso de múltiples canales y protocolos de comunicación estándar de la industria tal como muestra la figura 2.6

Las aplicaciones comunes del medidor:

- Medición de Rentas
- Automatización de subestaciones
- Monitoreo de la calidad de energía (con parpadeo)
- Medición comercial / industrial operaciones
- Control de demanda y factor de potencia
- SCADA (control y adquisición de datos de supervisión)
- Generación distribuida (generador) seguimiento y control



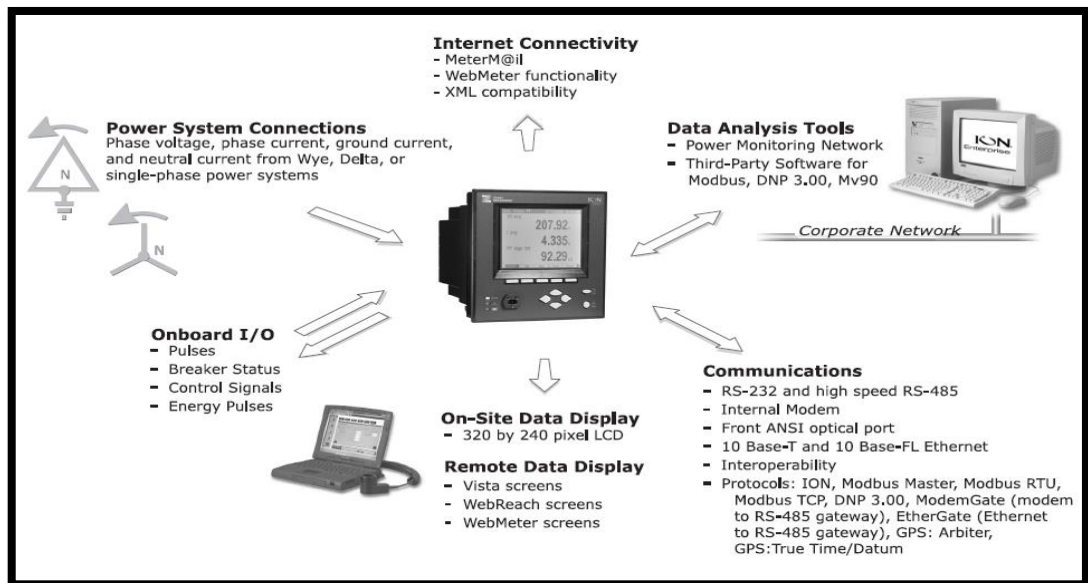


Figura 2.6 – Dispositivo de Medición ION 7650

### 2.3.3.2 EQUIPO DE PROTECCION RELE D90, T60, L90

El D90Plus es la protección de distancia de sub-ciclo y controlador de automatización avanzada para la plataforma URPlus-serie y está organizado en seis funciones.

- Protección
- Automatización
- Medición
- Falla Grabador Digital (DFR)
- Gestor de Equipos
- Interfaz de panel frontal

Estas funciones operan de forma autónoma el uno del otro. Cada función tiene sus propios parámetros de configuración y genera señales de salida propios. Todas las funciones comparten el hardware y los servicios de comunicaciones dentro del dispositivo. La función de protección contiene los elementos necesarios para detectar fallas en el sistema eléctrico y enviar señales de disparo

para aislar la falla. La función de automatización se divide en dos sub-grupos principales: esquemas de control y la lógica de automatización. Los esquemas de control se codifican en esquemas de propósito general responsables de control automático dentro de la subestación. Estos incluyen interruptor y control de interruptor de desconexión, enclavamiento, y sincronismo. La lógica de automatización se destina para el desarrollo de la costumbre o esquemas automáticos avanzados donde el usuario requiere un nivel de funcionalidad más allá de la prevista en los esquemas no modificables. La lógica de automatización en general, requiere una tasa de ejecución inferior a la lógica de protección pero con funcionalidad ampliada y las líneas de la lógica. La función de medición genera una amplia gama de mediciones del sistema eléctrico en tiempo real, incluyendo voltaje, corriente, frecuencia, potencia compleja, y la energía. También incorpora un registrador de datos que proporciona una grabación histórica de las cantidades de medición seleccionadas e incluye estadística (máximo, mínimo y promedio) y capacidades alarmantes. En la siguiente figura 2.7 muestra el equipo de protección D90 que son similares al T60 y al L90.



Figura 2.7 – Equipo de Protección RELE F60

### 2.3.3.3 EQUIPO DE PROTECCION RELE F650

El F650, un miembro de la familia 650 de relés de protección, incorpora protección, control, automatización y medición en un paquete económico. F650 viene con una gran pantalla LCD y se pueden construir diagramas de una sola línea para el monitoreo de la bahía y el control de los diversos acuerdos de alimentación incluyendo anillo-bus, doble interruptor o interruptor y medio.

Ventajas clave:

- Capacidades de automatización avanzadas.
- LCD gráfico, botones programables y teclas fáciles para la selección de los menús de ajuste.
- IRIG-B y la sincronización de tiempo SNTP, informes de eventos, captura de forma de onda, registrador de datos.
- Esquemas de tensión y frecuencia, basados en desconexión de carga y transferencia.
- Comunicaciones entre relés de alta velocidad reduce el cableado y los costos de instalación asociados.
- Comunicaciones apoyo interfaces seriales y Ethernet y múltiples protocolos.
- Incorporado Protocolo IEC61850 (opcional), IEC 60870-5-103 (opcional).

Aplicaciones:

- Protección primaria y el control de los alimentadores de distribución.
- Bus de bloqueo / esquemas de enclavamiento.
- Detección de fallas de alta velocidad para el arco eléctrico.

- Desconexión de carga, esquemas basados en elementos de tensión y frecuencia.
- Protección de respaldo para la transmisión de líneas y transformadores.

En la figura 2.8 muestra al equipo de protección detallando sus partes.

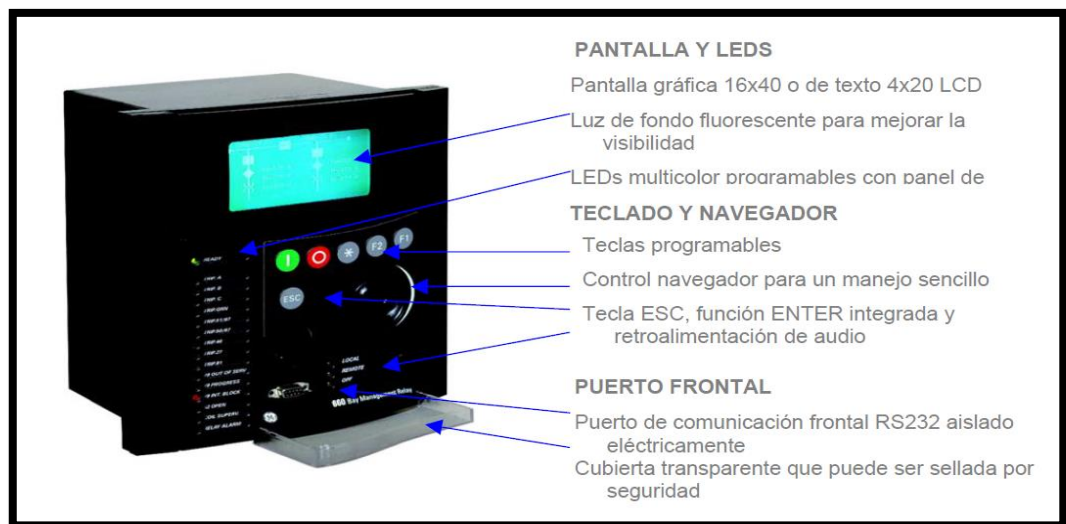


Figura 2.8 – Equipo de Protección RELE F650

### 2.3.4 EQUIPOS DE SALA DE UNA SUBESTACION ELECTRICA NIVEL 2

Para este proyecto se utilizó dos switch de conexión Ethernet los cuales son:

#### 2.3.4.1 SWITCH HIRSCHMANN MACH100

Los dispositivos MACH100 permiten construir redes conmutadas Industriales que cumplen con el estándar IEEE 802.3 y 802.3u utilizando cables de cobre o fibra óptica en una topología de bus o anillo. Puede conectar dispositivos terminales y otros componentes de la infraestructura a través de cables de par trenzado, multi-modo de fibra óptica y mono- modo de fibra óptica. Los dispositivos MACH100 le proporcionan una gama de variantes de interruptores. Usted puede configurar su conmutador para satisfacer sus necesidades

individuales en relación con el tipo de medio de transmisión. Los dispositivos son componentes de red modulares, están diseñados para las necesidades especiales de la automatización industrial. Se reúnen los estándares relevantes de la industria, proporcionan muy alta fiabilidad operacional, incluso en condiciones extremas, así como la fiabilidad y la flexibilidad a largo plazo. Los dispositivos funcionan sin ventilador. Los dispositivos básicos son adecuados para el montaje en el rack de 19 "y para montaje en pared. Los dispositivos le proporcionarán una amplia gama de características:

- De gran robustez, diseñado para trabajar en ambientes hostiles.
- Niveles de seguridad para la protección de sus redes.
- Posee el protocolo SNMP (Simple Network Management Protocol), para consultar equipos de diferentes marcas.
- Posee el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol), para el sincronismo de tiempo.
- Puede trabajar con el protocolo IEC 61850.

En la figura 2.9 muestra al switch HIRSCHMANN MACH100



Figura 2.9 – Switch HIRSCHMANN MACH100

#### **2.3.4.2 SWITCH KAYLAND SICOM2024M**

SICOM2024M es un conmutador Ethernet diseñado para funcionar de forma fiable eléctricamente y climáticamente en subestación de servicios públicos y entornos industriales. SICOM2024M soporta hasta 4 puertos de fibra Fast Ethernet y 24 puertos RJ45 Ethernet rápido, cumple con los estándares IEC61850 y IEEE1613. SICOM2024M es un dispositivo de montaje en rack 1U de 19 pulgadas y permite panel frontal y posterior montaje. Es compatible con muchas características de software de Capa 2 como puertos, VLAN, QoS, multidifusión, RSTP. Es compatible con consola, Telnet software, gestión web y gestión de red basada en SNMP. En la actualidad, el producto es ampliamente utilizado en la subestación inteligente y muchos otros sistemas de comunicación industrial.

##### **Características principales**

Soporta un máximo de 4 puertos de fibra Fast Ethernet y 24 puertos Fast Ethernet RJ45 Apoya el IP / MAC alarma conflicto de dirección, alarma de fallo de alimentación, alarma poder, alarma puerto Permite panel frontal y trasera de montaje Cumple con IEC61850-3 y IEEE1613 CE. Soporta agregación de puertos. Soporta control de flujo. Compatible con la alarma de conflicto de direcciones IP / MAC, alarma de fallo de alimentación, alarma de potencia. En la figura 2.10 muestra al switch KAYLAND SICOM2024M.



Figura 2.10 – Switch KAYLAND SICOM2024M

### 2.3.4.3 UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)

Es un equipo que concentra la información proveniente de los diferentes equipos que conforman un sistema, ya sean discretos, analógicos o dispositivos electrónicos inteligentes, para luego enviarla a dispositivos jerárquicos superiores tales como estaciones maestras e interfaces humano máquina.

La RTU realiza las tareas locales en una estación de transformación como parte de un sistema de telecontrol y telemedición.

En la actualidad son construidas con la finalidad de que cumplan con una gran gama de funciones entre ellas:

- Mantener actualizados y transmitir a niveles superiores estados y cambios sobre las entradas digitales y analógicas
- Ejecutar comandos provenientes de los niveles superiores.
- Almacenar información durante periodo de falla de comunicaciones

- Comunicarse con equipos de niveles inferiores como RTU esclavos, relés de protección y otros.

Hoy en día la RTU está concebida para permitir una gran flexibilidad de configuración y que pueda ser empleada en estaciones de diversos tamaños.

La flexibilidad se basa en módulos independientes tanto de hardware como de software que permiten agregar y quitar capacidades en forma sencilla. Además, están equipadas con puertos RS232, RS485 y Ethernet, lo cual permite comunicarse con otros equipos, una estación maestra o en la mayoría de los casos para establecer redes tipo LAN.

La RTU instalada en la subestación Huaraz Oeste es de origen canadiense fabricado por la empresa Cooper Power Systems a continuación una descripción de este equipo.

#### **2.3.4.3.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA SMP 16/CP GATEWAY**

El SMP Gateway es un único punto de acceso a la información de la subestación, ayudando a empresas de servicios públicos para agilizar el proceso de automatización y para proporcionar un control completo de su entorno. El SMP 16 / CP Gateway es el primer paso ideal en un proyecto de automatización de subestaciones. Como la solución de nivel de entrada, es compatible con la redundancia, IEC 61850 mensajería GOOSE y ofrece sólidas características de seguridad, todo en la misma caja.



## CARACTERÍSTICAS

- SMP 16gateway se conecta a los RTUs existentes de los nuevos centros de control, utilizando los protocolos del centro de control modernos.
- Añade nuevos IEDs: el SMP 16se integra a nuevos dispositivos digitales, como los relés de protección, PLC o IED.
- Realiza el mantenimiento de dispositivos remotos y de configuración: SMP 16 Gateway accede remotamente a cualquier dispositivo para su mantenimiento.
- El SMP Gateway recupera automáticamente fallas, eventos y perturbaciones. Proporcionar un único punto de acceso para datos no operativos.

## FUNCIONES

- Protocolo Traductor: Convierte protocolos estándar o de propiedad de dispositivos para el control de los protocolos del centro como DNP3, IEC 60870-5-101 / 103/104 ó IEC 61850 (UCA 2.0
- Concentrador de datos: recopila datos de todos los dispositivos de la subestación, independientemente del protocolo, y pone a disposición de los centros de control y el HMI local, mediante LAN, WAN o conexiones en serie
- Terminal Servidor: SMP 16 Gateway se conecta a dispositivos de la subestación para el mantenimiento remoto, seguimiento y control.

En la figura 2.11 muestra a la Unidad Terminal Remota (RTU) SMP 16/CP GATEWAY.



Figura 2.11 – RTU SMP 16/CP GATEWAY

#### 2.3.4.4 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN

Los protocolos como el IEC 61850 es el primer estándar en el área eléctrica para las redes de comunicación de las subestaciones automatizadas. IEC publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas, mecánicas, hidráulicas y demás relacionadas con la automatización. A pesar de ser un estándar europeo, ha tenido una gran aceptación en América, por tanto, la IEC 61850 tiene el respaldo del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI por sus siglas en inglés).

En principio las dos vertientes de protocolos de comunicación eran los más destacados, DNP3 y la IEC 60870, sin embargo, fue necesario desarrollar una arquitectura que facilitara el diseño de los sistemas de protección, control, monitoreo y diagnóstico de la subestación. El objetivo primario es simplificar la interacción de estos sistemas automatizados para subestaciones de diferentes proveedores para alcanzar una mejora operativa y obtener niveles más altos de

integración de equipos. Esta iniciativa ha culminado con la creación de la UCA 2 los cuales son los precursores de IEC 61850.

El protocolo IEC 61850 fue emitido en 2005 y desarrollado para control y sistemas de protección estandarizados para el intercambio de información entre todos los IED's dentro de una subestación automatizada y telecontroladas vía remota.

### **2.3.5 SISTEMA SCADA NIVEL 3**

Es una plataforma que realiza una recopilación de datos y permite automáticamente controlar y administrar de forma remota los IED's que se encuentran en bahías, líneas y campo. Además de que facilita la intercomunicación del HMI con los equipos en bahía y entre los dispositivos.

Los equipos de campo que se encuentran en las bahías y llevan la información hacia los SCADA, realizan el transporte de información, a través de la red interna de la subestación. Esta red de telecomunicaciones anteriormente era por PLC, microondas, cobre y cables de cobre, actualmente en las subestaciones que trabajan con IEC 61850 usan Ethernet o/y fibra óptica, de esta forma se mejora el desempeño de la red, además de reducir el cableado hacia el SCADA.

El SCADA provee de toda la información y datos que se generan en la subestación a los centros de control y permite la manipulación de todo el equipo interconectado en la red de la subestación.

## **CAPITULO III**

# **DISEÑO DEL SISTEMA SCADA**

### **3.1 DESCRIPCION DEL PROYECTO**

En este capítulo detallamos el desarrollo de la ingeniería de detalle para la automatización de la subestación Huaraz Oeste, el cual es el objetivo de este proyecto. La automatización abarca al módulo de llegada de la línea HUALLANCA de 138 KV, los módulos de salida de la línea PIERINA de 138 KV y línea HUARAZ de 66 KV, módulo de la línea de SS.AA (servicios auxiliares) de 13.8 KV y los módulos de las bahías de los transformadores de potencia en 138 KV. Así mismo se ha incorporado al sistema SCADA las señales de los relés de protección que se encuentran en los tableros de protección junto con los medidores, con la finalidad de facilitar al operador el análisis y tomar las decisiones en tiempo real.

#### **3.1.1 PROYECCION DE LA AUTOMATIZACION DE LA SUBESTACION ELECTRICA.**

El proceso de automatización de la Subestación Eléctrica de Huaraz Oeste, viene siendo enfocado directamente al avance tecnológico de los dispositivos

que se encargan de la operación de la Subestación Eléctrica, es por eso que la proyección de este proceso de automatización está apuntando a la utilización de sistemas automatizados con funciones específicas de concentración y transmisión de datos, con estos dispositivos se está logrando la reducción del cableado de señales de los equipos de patio hacia cada una de las celdas.

En la siguiente figura se puede observar esta proyección a futuro a la cual apunta la automatización de la Subestación Eléctrica de Huaraz Oeste, es importante tener en cuenta que en esta proyección se ve la necesidad de contar con protocolos de comunicación diseñados para cumplir con estas funciones.

A continuación en la figura 3.1, muestra el conjunto de subestaciones distribuidos hacia el centro de control, en este proyecto solo se va a enfocar a la automatización y control de la subestación Huaraz Oeste al cual se le implementara al sistema SCADA, teniendo en cuenta que el centro de control está ubicado en TRUJILLO.,

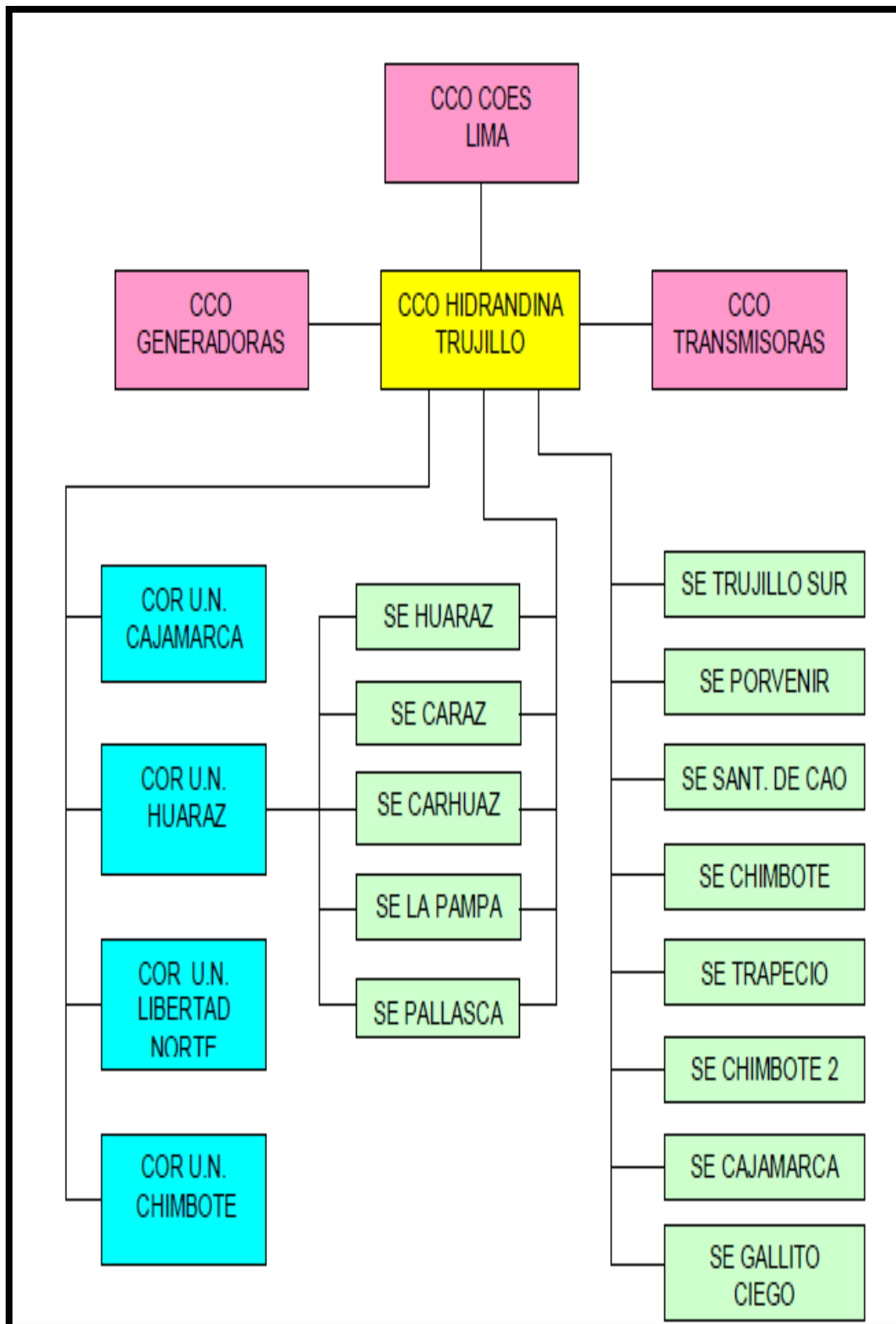


Figura 3.1 – Esquema del sistema eléctrico después del SCADA

### 3.2 DESARROLLO DE LA INGENIERIA PARA LA AUTOMATIZACION Y CONTROL DE LA SUBESTACION HUARAZ OESTE

En la figura 3.2, se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización de la Subestación Eléctrica Huaraz Oeste, en el cual se observa la utilización de los dispositivos establecidos en los paneles o llamado también tableros de protección, en donde cada tablero enlaza la información de los equipos de campo a los IED's, llevando estas señales al tablero de comunicaciones mediante un enlace de comunicación (switch) para luego concentrar su información en un dispositivo llamado RTU por protocolo IEC 61850 Y DNP3 y mediante este concentrador lleve toda la información de campo al sistema SCADA por protocolo IEC 60870-5-104.

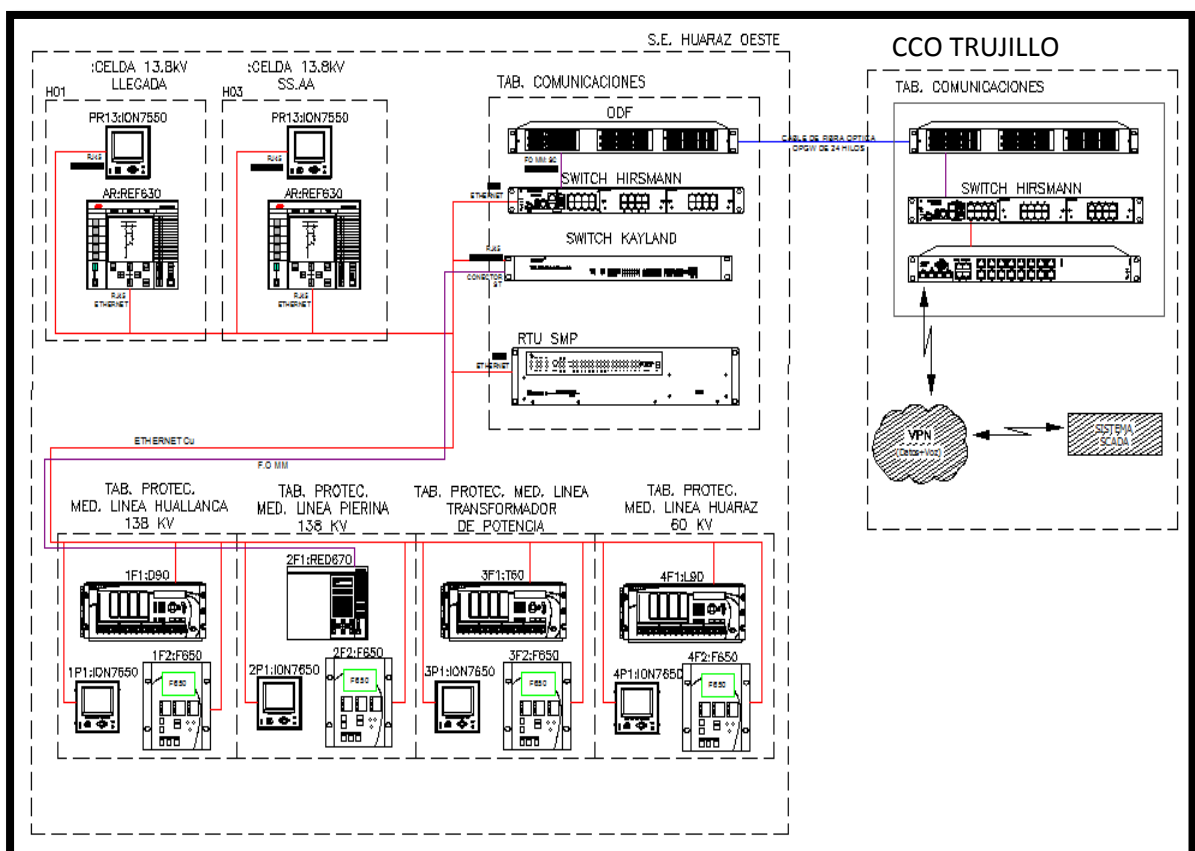


Figura 3.2 – Arquitectura de la Subestación Eléctrica Huaraz Oeste

Unos de los primeros pasos para empezar la realización de este proyecto debemos tener en cuenta que los equipos de protección se encuentren distribuidos en los tableros de protección y medición para luego ser enlazados con el tablero CDS (concentrador de datos de subestación).

A continuación veremos cómo están distribuidos los tableros de comunicaciones, los tableros de protección y de medición y que equipos se están utilizando en dichos tableros.

### **3.2.1 TABLERO DE COMUNICACIONES CDS**

El tablero de concentrador de datos de subestación (CDS) es la fuente de la comunicación hacia el SCADA, recibe todas las señales requeridas de los IED ubicadas en los tableros de protección y medición para luego ser llevadas al centro de control y poder automatizar y controlar el patio de la subestación eléctrica Huaraz Oeste, contando así con los siguientes dispositivos:

- UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU) SMP 16/CP GATEWAY
- SWITCH KAYLAND SICOM2024M
- SWITCH HIRSCHMANN MACH100

En la figura 3.3 muestra los equipos ubicados en el tablero de comunicaciones.



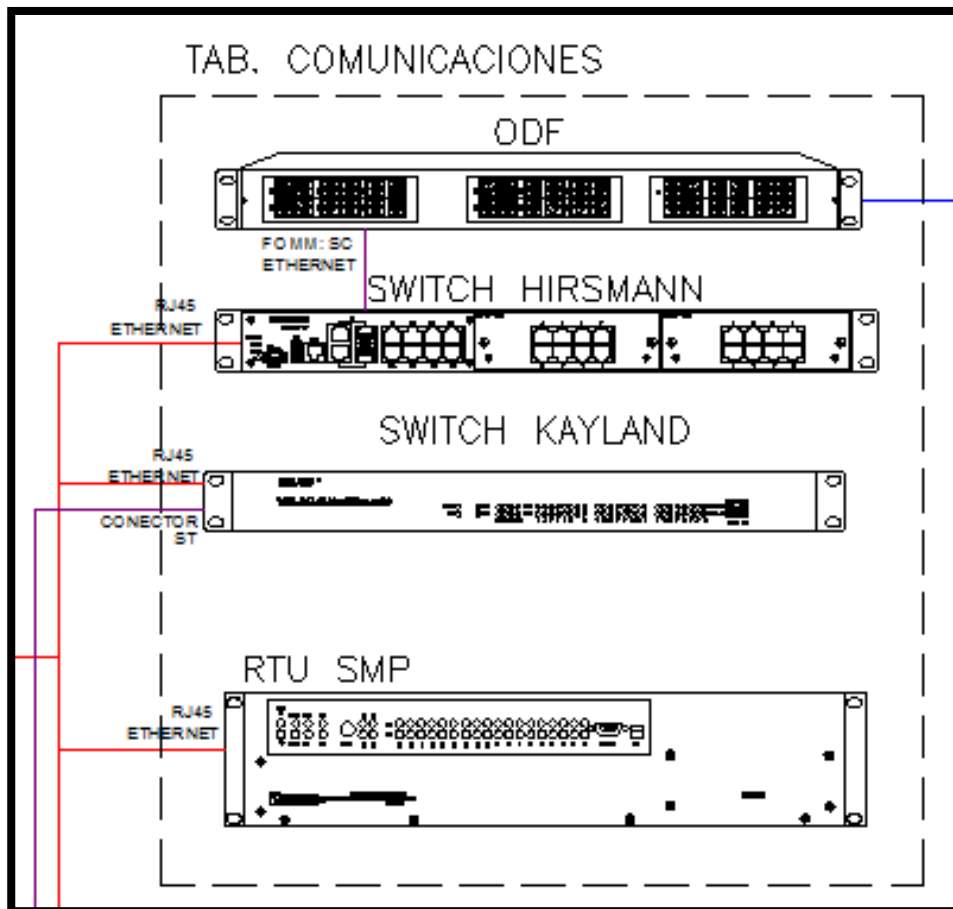


Figura 3.3 – tablero de comunicaciones

### 3.2.2 TABLEROS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

Los tableros de protección y medición, son del tipo auto soportado y fabricado a base de perfiles estructurales, y planchas de acero de acabado liso, para ser instalados al interior. En la parte frontal de los tableros se instalaron los equipos de protección y los equipos de medición; los tableros tienen acceso tanto por la parte anterior como posterior. En la subestación Huaraz Oeste tenemos los tableros de protección y medición nombrados de la siguiente manera:

- 01 Tablero de protección y medición para la línea HUALLANCA de 138 KV.
- 01 Tablero de protección y medición para la línea PIERINA de 138 KV.
- 01 Tablero de protección y medición para la línea TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- 01 Tablero de protección y medición para la línea HUARAZ de 60 KV.
- 01 Tablero de celda de llegada de 13.8 KV
- 01 Tablero de celda de salida de 13.8 KV

A continuación el cuadro de distribución de los equipos en los tableros de protección y medición de la subestación eléctrica Huaraz Oeste, tabla 3.1.

Tabla 3.1- Distribución de equipos en los tableros de protección y medición

TABLERO DE PROTECCION Y MEDICION	DISPOSITIVOS
LINEA HUALLANCA 138 KV	1P1: Equipo de Medición ION7650 1F1: Relé de Protección D90 1F2: Relé de Protección F650
LINEA PIERINA 138 KV	2P1: Equipo de Medición ION7650 2F1: Relé de Protección RED670 2F2: Relé de Protección F650
LINEA TRANSFORMADOR DE POTENCIA	3P1: Equipo de Medición ION7650 3F1: Relé de Protección T60 3F2: Relé de Protección F650
LINEA HUARAZ 60 KV	4P1: Equipo de Medición ION7650 4F1: Relé de Protección L90 4F2: Relé de Protección F650
CELDA LLEGADA 13.8 KV	PR13: Equipo de Medición ION7650 AR: Relé de Protección REF630
CELDA SS.AA 13.8 KV	PR13: Equipo de Medición ION7650 AR: Relé de Protección REF630

En la figura 3.4 se observa uno de los tableros contenido en ello los equipos de protección y medición, en este caso es el dispositivo de medición ION7650, relé de protección F650 y el relé de protección D90.

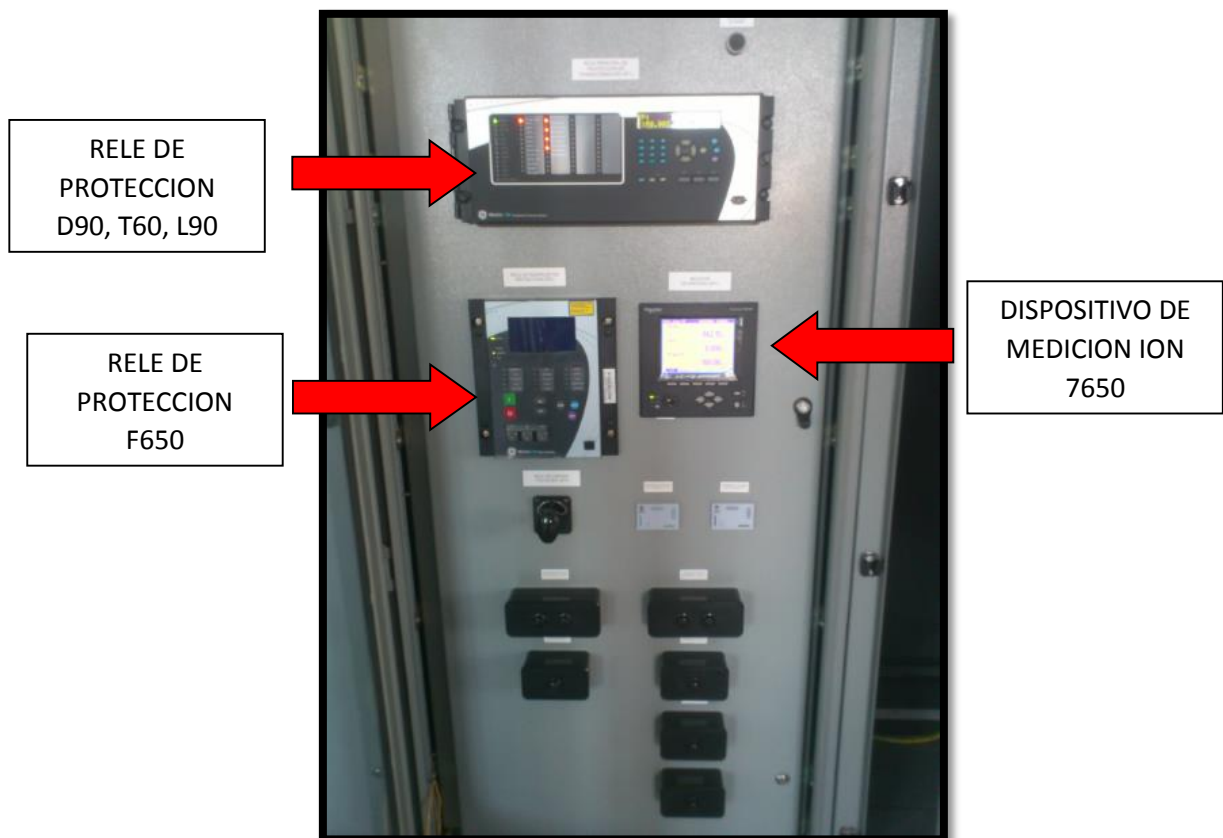


Figura 3.4 – Tablero de protección y medición

### 3.2.3 INTEGRACION DE LOS DISPOSITIVOS AL TABLERO

#### CONCENTRADOR DE DATOS (CDS)

Para la integración de IED's al CDS hay que tener en cuenta una red LAN en la cual están involucrados todos los dispositivos a ser integrados, por lo que se necesita de un switch diseñado para trabajar con el protocolo IEC 61850 y protocolo DNP3, para que de esta manera se pueda interpretar la información que los dispositivos intercambian.

### 3.2.3.1 ARQUITECTURA DE LA RED LAN IEC 61850

Con los dispositivos totalmente configurados y teniendo en cuenta que cada uno de ellos cuenta con un puerto Ethernet 10/100 Mbps, y con una lista de direcciones IP e IED de nombres establecidos, el siguiente paso es definir cuál será la arquitectura a implementar.

Hay que tener en cuenta que el protocolo IEC 61850 no es soportado por cualquier tipo de switch, por lo que hay que considerar uno que cumpla con el estándar. Es por eso que se eligió el SWITCH HIRSCHMANN MACH100, que es el más utilizado en el mundo por empresas eléctricas para la implementación de redes LAN utilizando el protocolo IEC 61850.

Una vez integrado al switch, queda lista la arquitectura de la red LAN de nuestro sistema en IEC 61850. En la figura 3.5 se muestra la distribución de los IED's de cada tablero hacia el switch de comunicaciones ubicada en el tablero de comunicaciones.

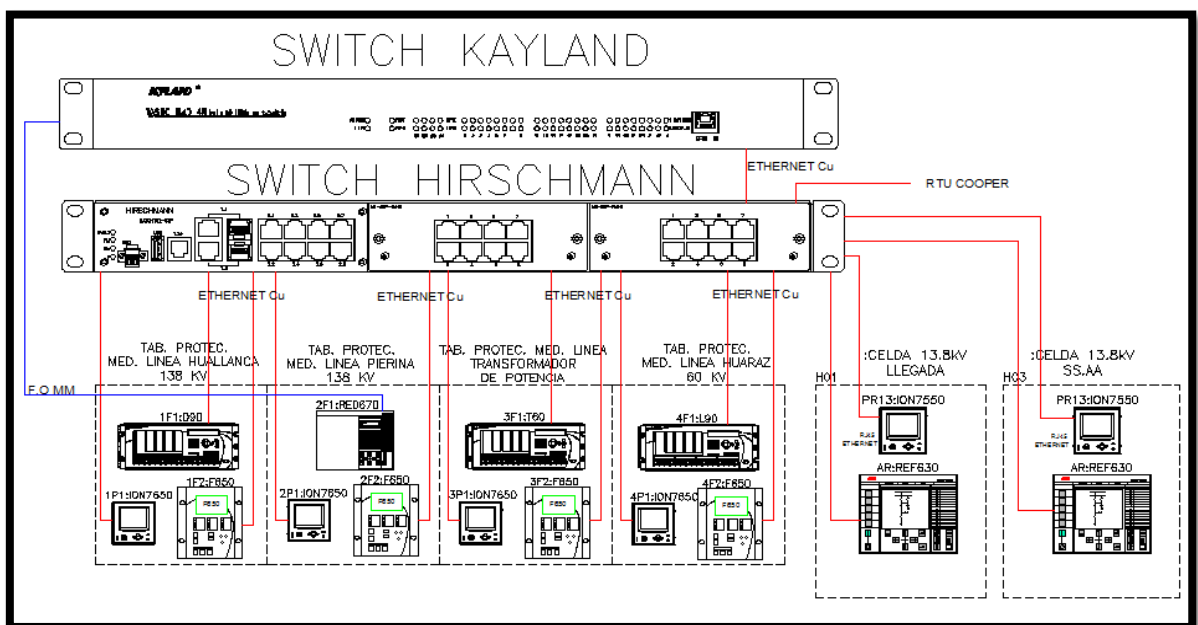


Figura 3.5 – Arquitectura de distribución de los equipos al switch de comunicaciones

Después de la conexión de los relés con el switch se procede a configurar manualmente los relés para asignar los IP a ser identificados por el RTU y SCADA.

### 3.2.4 NIVELES DE CONFIGURACION DE LOS EQUIPOS IED'S

En la subestación Huaraz Oeste planteamos tres niveles de configuración enlazados con protocolo IEC 61850 y IEC 60870-5-104 para la integración de los dispositivos inteligente, tal como se muestra la figura 3.6

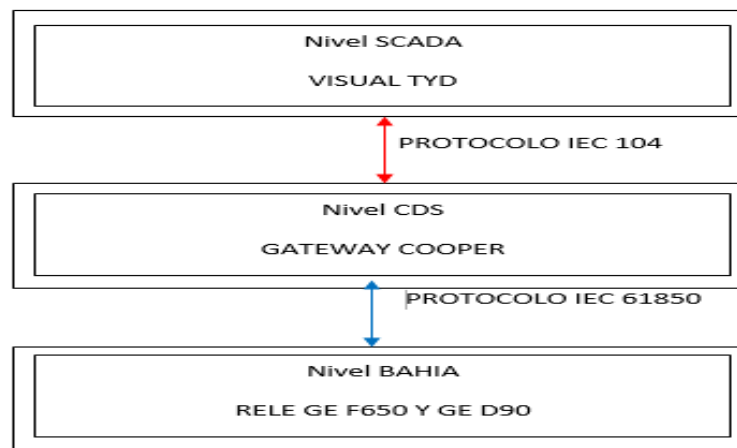


Figura 3.6 – Niveles de configuración

#### 3.2.4.1 CONFIGURACION NIVEL BAHIA

Para el proceso de integración de los relés de protección al RTU por protocolo IEC 61850 se propone, mediante un computador, la extracción del archivo .icd mediante el software ENERVISTA que es propio del relé de protección F650 y D90. El computador ingresa a la información del relé mediante su IP asignado a dicho relé de protección para luego recibir un fichero IEC 61850 donde se concentra la información del relé y luego extraerlo mediante un archivo .icd mencionado anteriormente.

A continuación los pasos para enlazar los relés de protección al RTU por protocolo IEC 61850.

En la figura 3.7 muestra la asignación de la dirección IP para la conexión al relé F650.

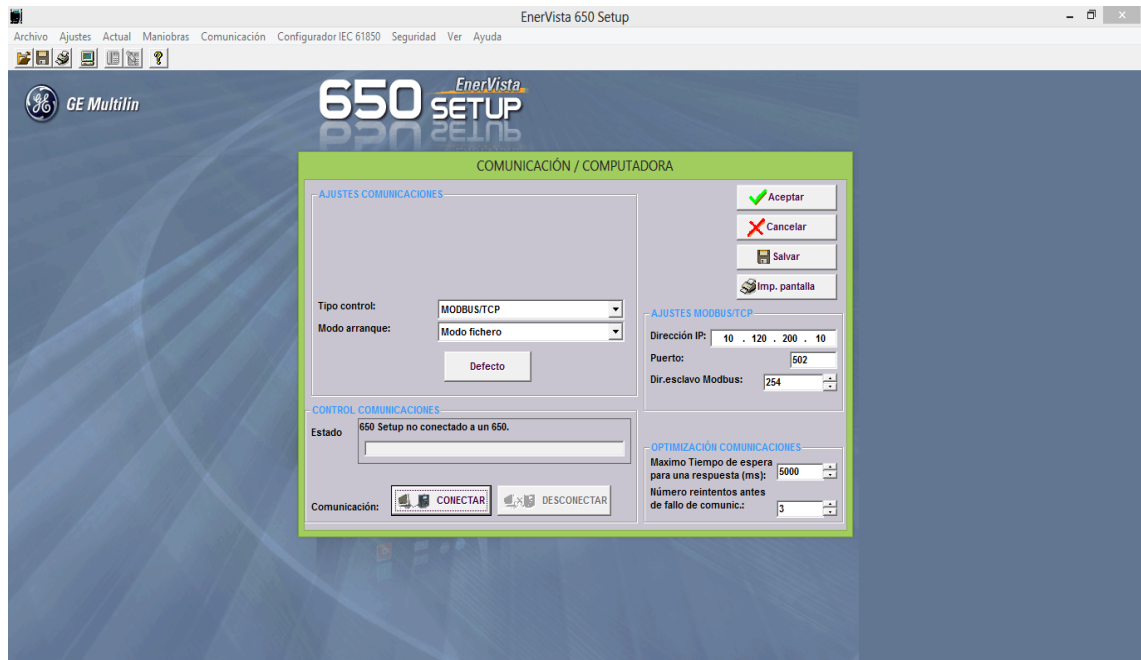


Figura 3.7 – Conexión al relé F60

Luego se ingresa en la pestaña IEC 61850 para su configuración y extracción del fichero .icd tal como se muestra en la figura 3.8, figura 3.9, figura 3.10 y figura 3.11.



Figura 3.8 – Extracción del fichero\_paso1

Pasamos a recibir fichero IEC 61850 desde el dispositivo.

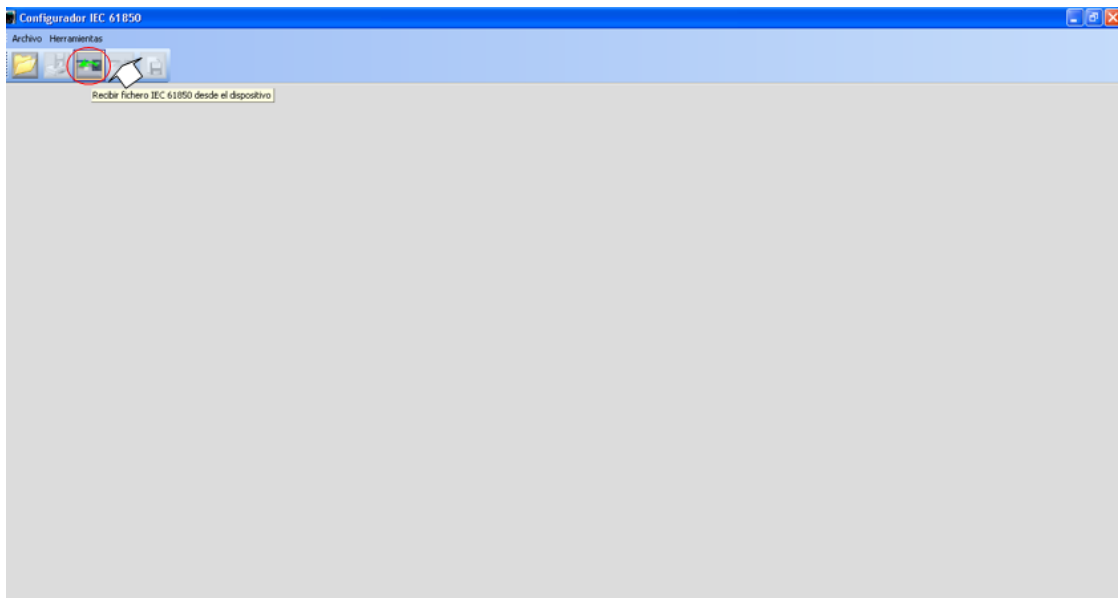


Figura 3.9 – Extracción del fichero\_paso2

Introducimos el IP para obtener los ficheros IEC 61850

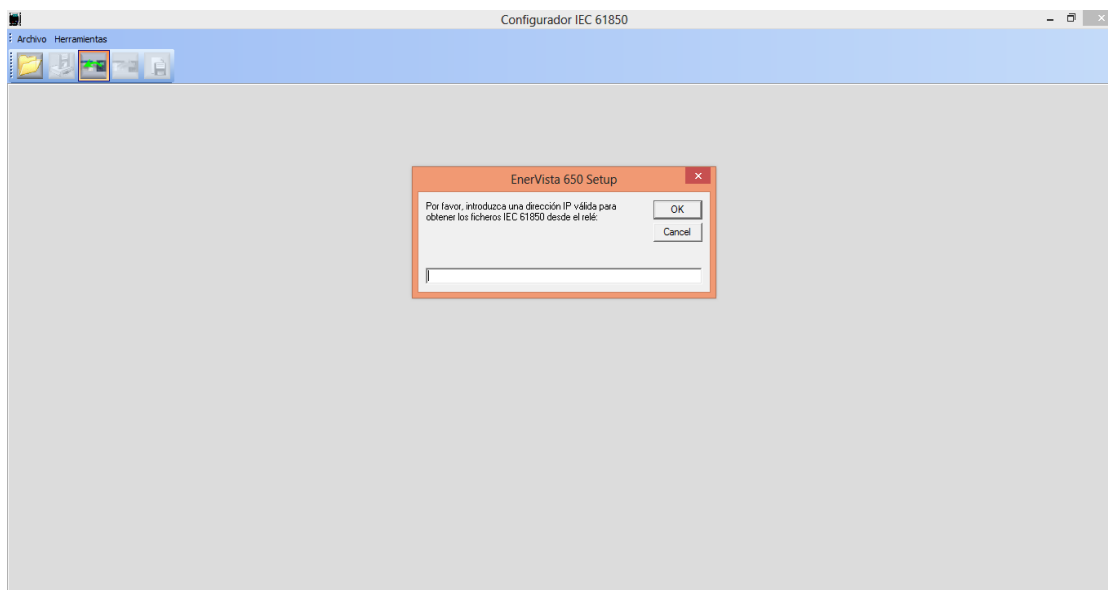


Figura 3.10 – Extracción del fichero\_paso3

Se guarda el archivo en formato .icd luego se procede a realizar la configuración en el Gateway COOPER

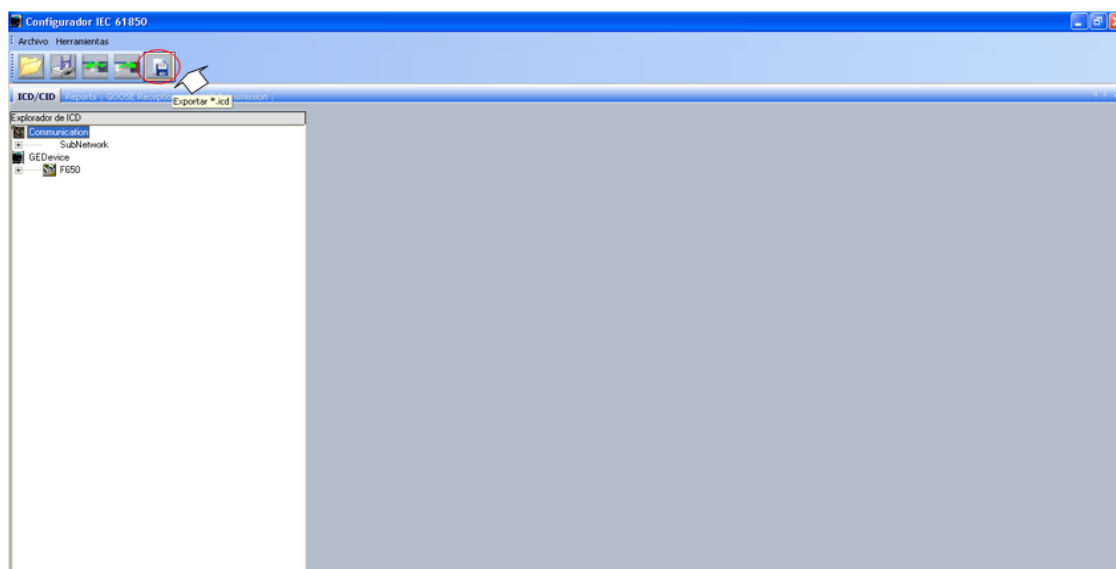


Figura 3.11 – Extracción del fichero\_paso4



Nota: De la misma forma es para todos los relés de protección f650 y D90 ya que lo importante es obtener el formato .icd para luego adherir al RTU como señales de comunicación.

En la subestación Huaraz Oeste, ya mencionado anteriormente, contamos con 4 relés de protección F650 y 1 relé de protección D90, todos de la marca GENERAL ELECTRIC, cada uno cuenta con su propio IP privada al igual que todos los relés de protección.

### 3.2.4.2 CONFIGURACION DE NIVEL CDS

Mediante el software llamado SMP MANAGER configuramos el RTU de la siguiente manera:

Adherimos una nueva pestaña SMP GATEWAY asignando su IP del RTU para el reconocimiento y enlace entre el computador y el RTU tal como muestra la figura 3.12.

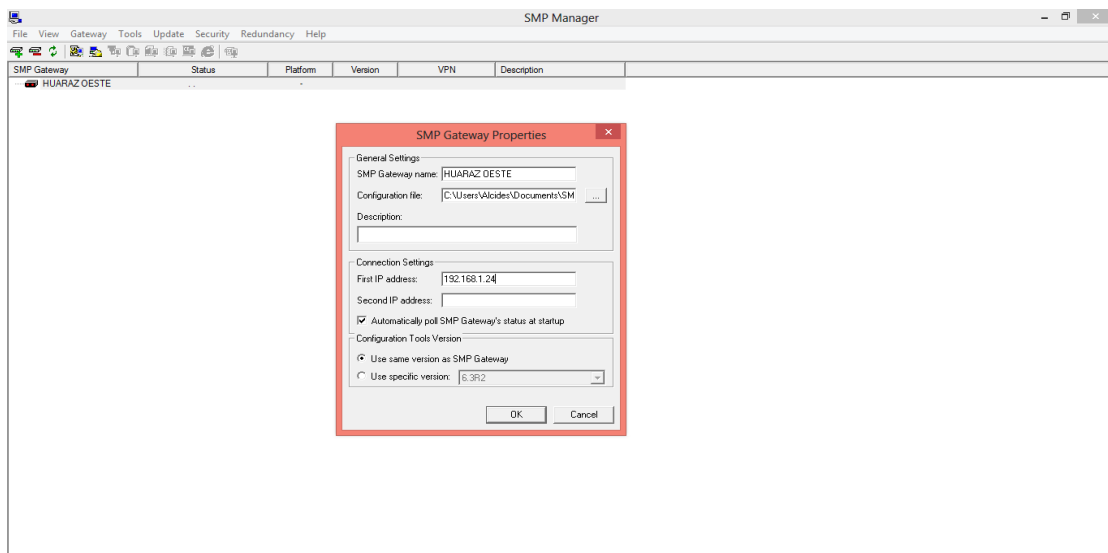


Figura 3.12 – Configuración del RTU SMP GATEWAY

Una vez enlazados el computador y el RTU SMP GATEWAY Abrimos la carpeta 61850 config. Para adherir y configurar los relés de protección F650 y D90 ya que estos dispositivos se enlazaran por protocolo IEC 61850, Tal como muestra la figura 3.13.

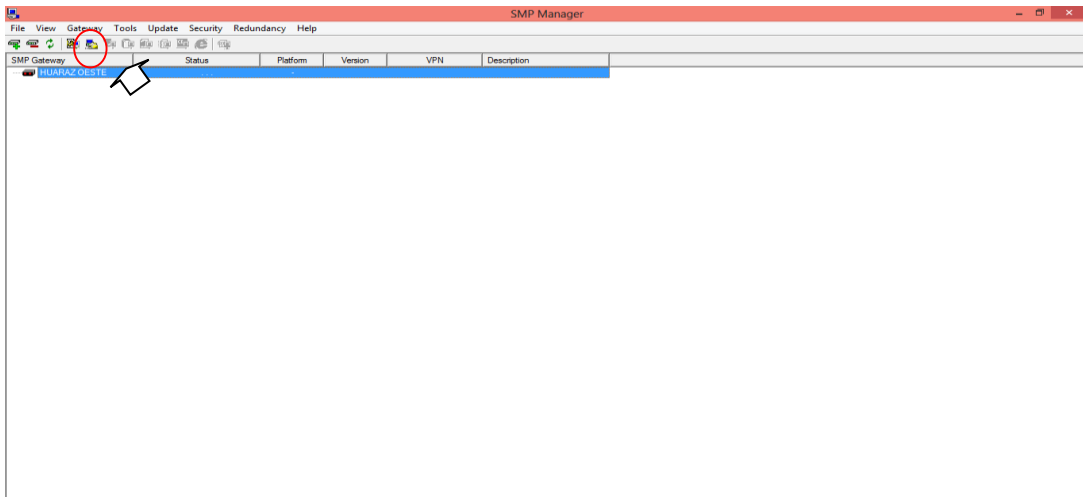


Figura 3.13 – Configuración IEC 61850

Se asigna los IP's y el número de puerto de todos los relés de protección F650 y D90 que se insertara en la pestaña MASTER CONNECTIONS tal como muestra la figura 3.14.

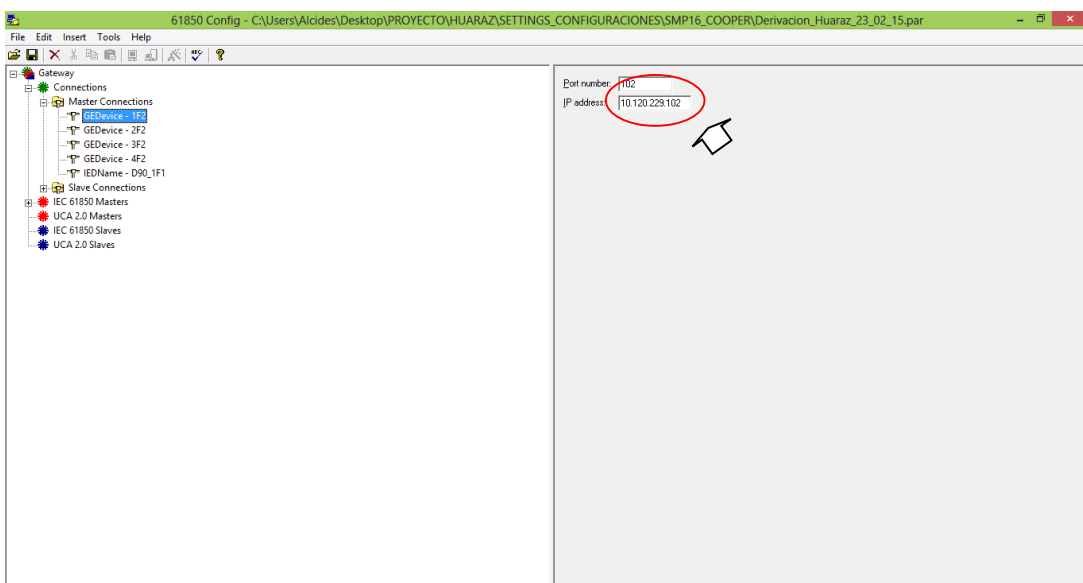


Figura 3.14 – Asignación de IPs a los relés de protección del RTU

En la parte SLAVE CONNECTIONS se asigna el puerto para el SCADA tal como se muestra en la figura 3.15

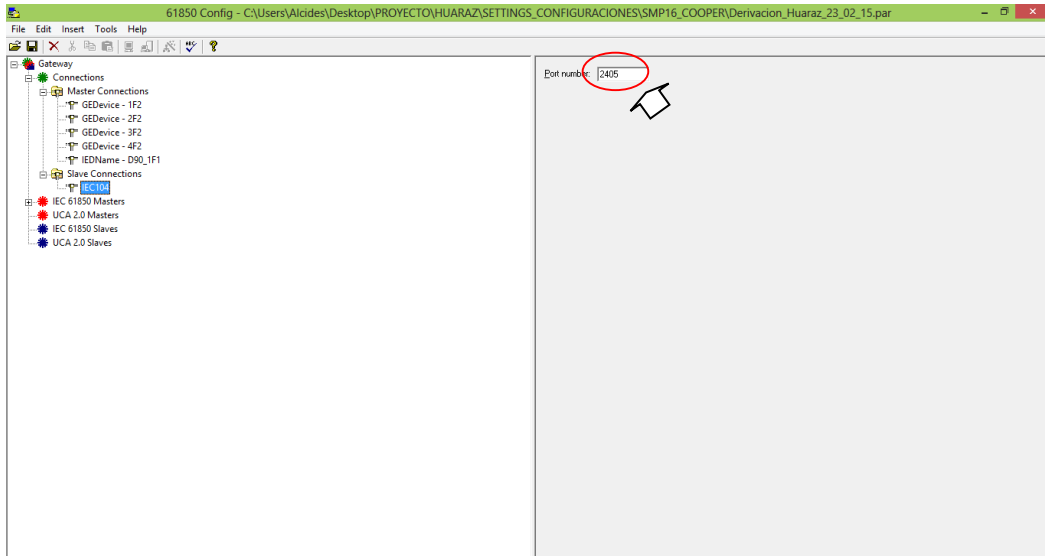


Figura 3.15 – Asignación de puerto para el SCADA

En la pestaña IEC 61850 masters asignamos los nombres de los relés e insertamos los formatos .icd de los relés de protección F650 y D90 que anteriormente fueron extraídos de las mismas. Tal como se muestran las figuras 3.16, figuras 3.17 y figuras 3.18.

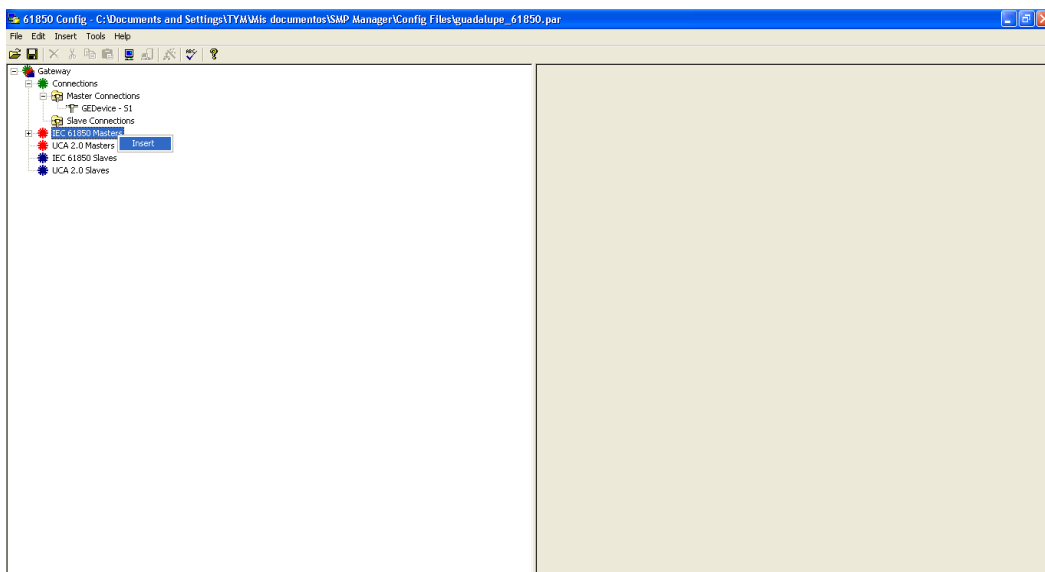


Figura 3.16– introducción de los formatos .icd al RTU\_paso1

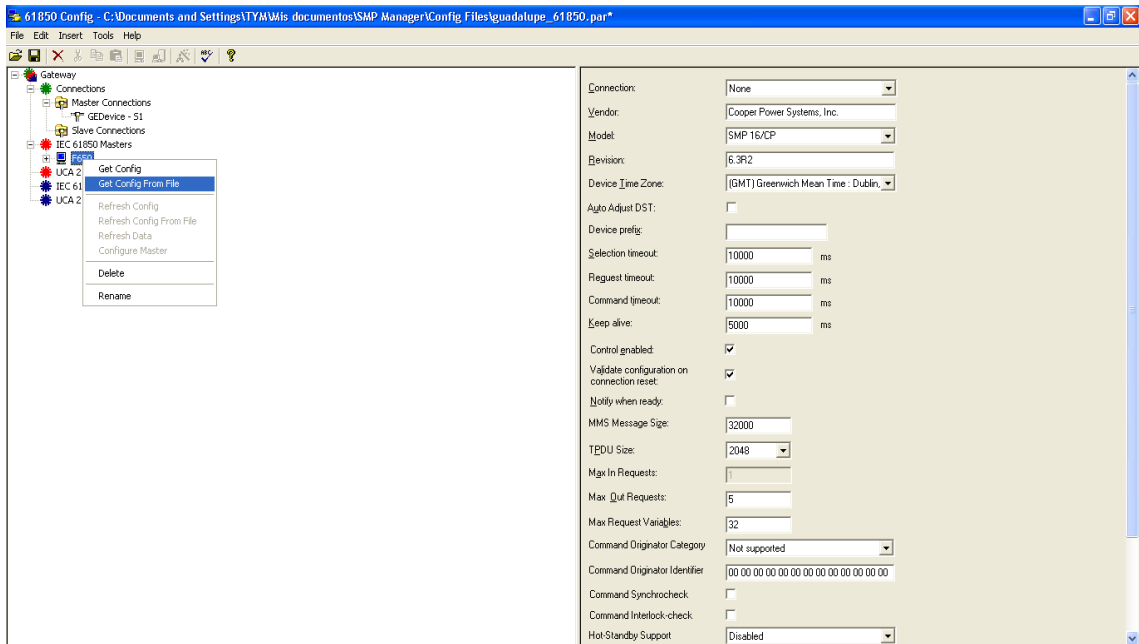


Figura 3.17 –introducción de los formatos .icd al RTU\_paso2

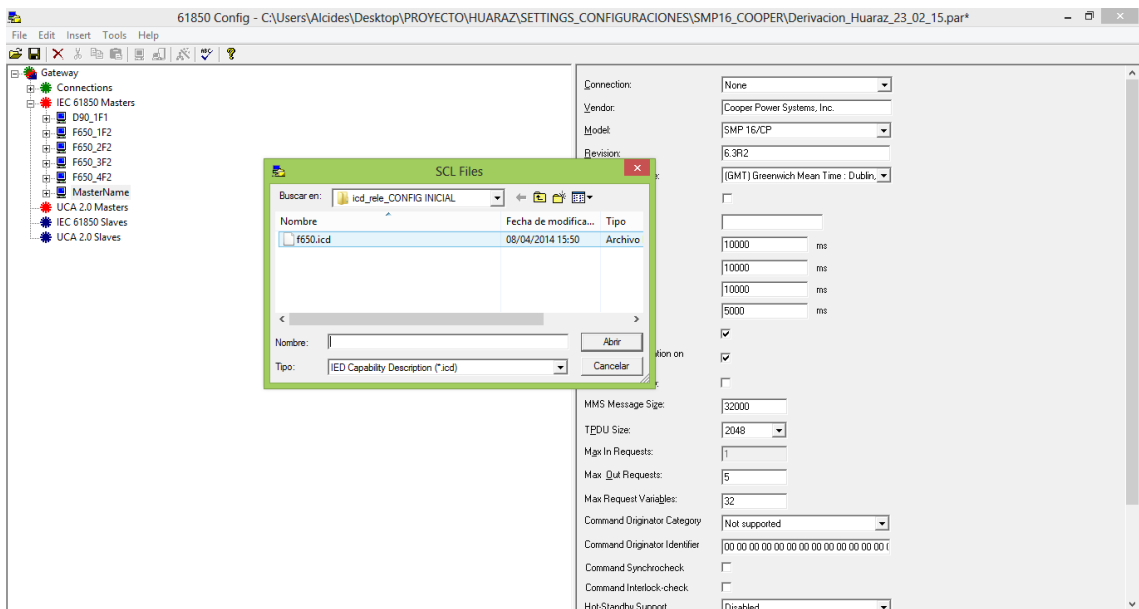


Figura 3.18 –Introducción de los formatos .icd al RTU\_paso3

Insertadas las señales en formato .icd, procedemos a guardar la configuración de los dispositivos de protección f650 y d90 al SMP GATEWAY.

NOTA: Estas señales son guardadas automáticamente como MASTER PROTOCOLS

Abrimos la opción SMP CONFIG, donde se mapeara las señales de todos los dispositivos que integraran al RTU SMP GATEWAY. Tal como muestra la figura 3.19.

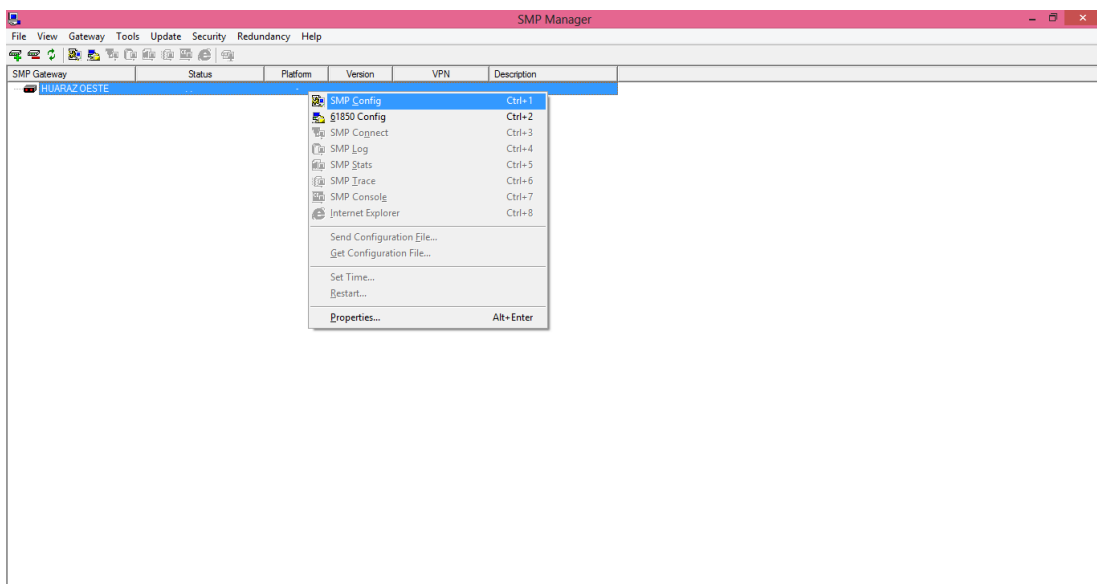


Figura 3.19 – Ingreso al SMP CONFIG

Las señales de los relés de protección f650 y d90 se mapearan en forma automática ya que anteriormente hemos configurado cada dispositivo en el RTU SMP GATEWAY, este mapeo se encuentra en la pestaña MASTER PROTOCOLS en el protocolo IEC 61850, tal como muestra la figura 3.20

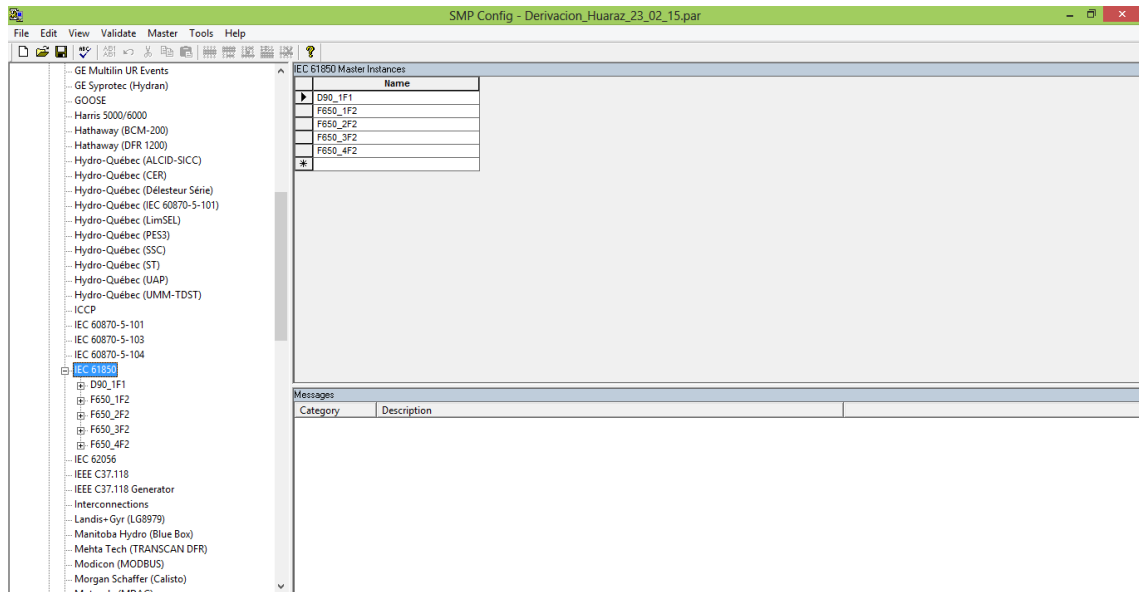


Figura 3.20 – Mapeo de los relés de protección por protocolo IEC 61850

Buscamos las señales que hemos asignado para nuestra mapeo en cada uno de los dispositivos de protección. Tal como muestra la figura 3.21.

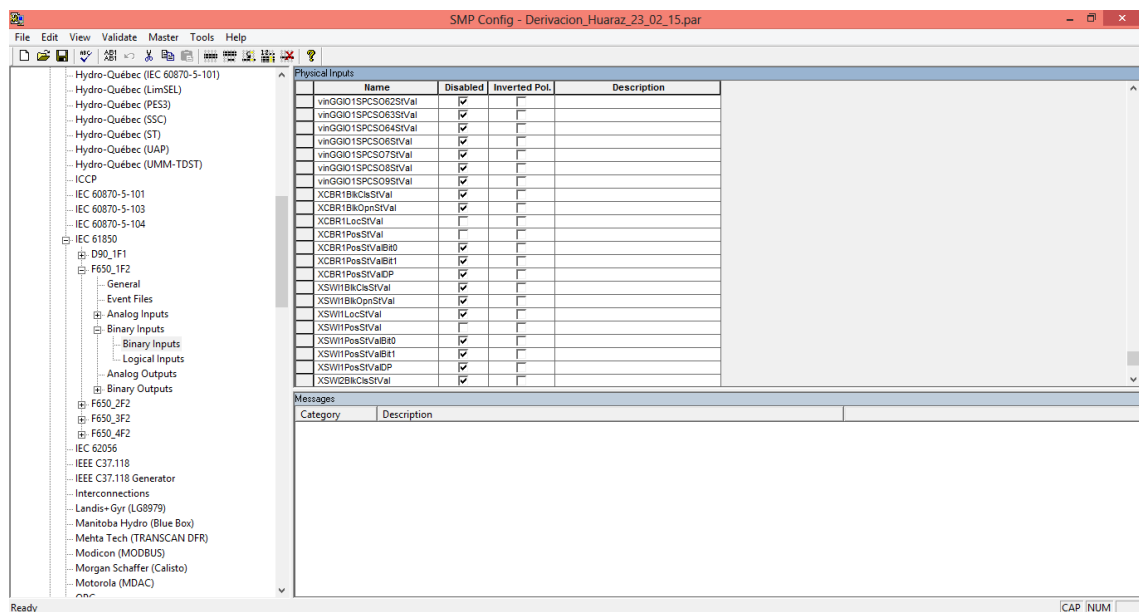


Figura 3.21– Señales de los relés de protección por IEC 61850

NOTA: las señales asignadas por protocolo IEC 61850 se copiará en un cuadro de Excel para mantener un mejor trabajo y no perder la secuencia de las

señales al momento de trasladar a la pestaña de SLAVE PROTOCOLS para enlazar al SCADA por protocolo 60870-5-104 .

Las señales está distribuido en 3 partes: señalización, comandos y mediciones.

### 3.2.4.2.1 SEÑALES DE ESTADO O SEÑALIZACION

Las señales de estado permiten identificar la posición abierto/cerrado de los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores), así como también la posición de los selectores Local / Remoto.

Tabla 3.2- Tabla de Señales de Estado

ITM	SS.EE.	TENSI ON (KV)	LINEA	EQUIPO	DESCRIPCION SEÑAL	ESTADO	DIR MST	DIR IEC 104
1	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR LINEA	ABIERTO	XSWI2PosStVal	2001
				D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR LINEA	CERRADO	XSWI2PosStVal	2001
2	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR TIERRA	ABIERTO	XSWI3PosStVal	2002
				D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR TIERRA	CERRADO	XSWI3PosStVal	2002
3	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV INTERRUPTOR	ABIERTO	XCBR1PosStVal	2003
				D90	HUARAZ OESTE 138KV INTERRUPTOR	CERRADO	XCBR1PosStVal	2003
4	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR BARRA	ABIERTO	XSWI1PosStVal	2004
				D90	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR BARRA	CERRADO	XSWI1PosStVal	2004
5	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV POSICION SELECTOR INT EN REMOTO	TRUE/FALSE	IEDNameLDInst.GGIO 1.ST.Ind3.stVal	2114
6	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	D90	HUARAZ OESTE 138KV POSICION SELECTOR CONTROLADOR D90 EN REMOTO	TRUE/FALSE	XSWI1LocStVal	2115
7	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR LINEA	ABIERTO	XSWI3PosStVal	2005
				F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR LINEA	CERRADO	XSWI3PosStVal	2005
8	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR TIERRA	ABIERTO	XSWI4PosStVal	2006
				F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR TIERRA	CERRADO	XSWI4PosStVal	2006
9	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV INTERRUPTOR	ABIERTO	XCBR1PosStVal	2007
				F650	HUARAZ OESTE 138KV INTERRUPTOR	CERRADO	XCBR1PosStVal	2007
10	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR BARRA	ABIERTO	XSWI2PosStVal	2008

				F650	HUARAZ OESTE 138KV SECCIONADOR BARRA	CERRADO	XSWI2PosStVal	2008
11	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	RED670	HUARAZ OESTE 138KV SELECTOR INT EN REMOTO	TRUE/FALSE	SELEC INT EN REMOTO	2134
12	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV SELECTOR CONTROLADOR F650 EN REMOTO	TRUE/FALSE	XSWI1LocStVal	2135
13	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR 138KV SECCIONADOR BARRA	ABIERTO	XSWI2PosStVal	2009
				F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR 138KV SECCIONADOR BARRA	CERRADO	XSWI2PosStVal	2009
14	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR 138KV INTERRUPTOR	ABIERTO	XCBR1PosStVal	2010
				F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR 138KV INTERRUPTOR	CERRADO	XCBR1PosStVal	2010
15	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR SELECTOR INT EN REMOTO	TRUE/FALSE	GEDeviceF650.eveGGI O1.ST.Ind5.stVal	2154
16	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR SELECTOR CONTROL. F650 EN REMOTO	TRUE/FALSE	XSWI1LocStVal	2155
17	HUARAZ OESTE	66	LT A HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE L-6694 66kV SECCIONADOR LINEA 1SL6053	ABIERTO	XSWI2PosStVal	2011
				F650	HUARAZ OESTE 66kV SECCIONADOR LINEA	CERRADO	XSWI2PosStVal	2011
18	HUARAZ OESTE	66	LT A HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE 66KV SECCIONADOR TIERRA	ABIERTO	XSWI3PosStVal	2012
				F650	HUARAZ OESTE 66KV SECCIONADOR TIERRA	CERRADO	XSWI3PosStVal	2012
19	HUARAZ OESTE	66	LT A HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE 66kV INTERRUPTOR	ABIERTO	XCBR1PosStVal	2013
				F650	HUARAZ OESTE 66kV INTERRUPTOR	CERRADO	XCBR1PosStVal	2013
20	HUARAZ OESTE	66	LT A HUARAZ	L90	HUARAZ OESTE 66KV SELECTOR INT EN REMOTO	TRUE/FALSE	SELEC INT EN REMOTO	2176
21	HUARAZ OESTE	66	LT A HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE 66KV SELECTOR CONTROLADOR F650 EN REMOTO	TRUE/FALSE	XSWI1LocStVal	2177
22	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV INTERRUPTOR	ABIERTO	INT IN1263 M_A	2014
				REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV INTERRUPTOR	CERRADO	INT IN1263M_C	2014
23	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV SECCIONADOR TIERRA	ABIERTO	SECC TIERRA A	2016
				REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV SECCIONADOR TIERRA	CERRADO	SECC TIERRA C	2016
24	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV SELECTOR RELE EN REMOTO	TRUE/FALSE	SELEC EN REMOTO	2178
25	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	REF630	HUARAZ OESTE SS.AA 13.8KV INTERRUPTOR	ABIERTO	INT IN1264 M_A	2015
				REF630	HUARAZ OESTE SS.AA 138K.V INTERRUPTOR	CERRADO	INT IN1264 M_C	2015
26	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	REF630	HUARAZ OESTE SS.AA 13.8KV SECCIONADOR TIERRA	ABIERTO	SECC TIERRA A	2017
				REF630	HUARAZ OESTE SS.AA 138K.V SECCIONADOR TIERRA	CERRADO	SECC TIERRA C	2017
27	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	REF630	HUARAZ OESTE SS.AA. 13.8KV SELECTOR RELE EN REMOTO	TRUE/FALSE	SELEC EN REMOTO	2179



### 3.2.4.2.2 SEÑALES DE COMANDO

Agrupar las señales para la apertura y cierre de los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores). Estas señales son captadas desde las borneras de tensión existentes de los tableros de control y mando de las bahías, barras.

Tabla 3.3- Tabla de Señales de comando

ITM	SS.EE.	TENSI ON (KV)	LINEA	EQUIPO	DESCRIPCION SEÑAL	MANDO	DIR MASTER	DIR IEC 104
1	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO SECCIONADOR LINEA	ABRIR	CSWI3PosCtlVal	1
				F650		CERRAR	CSWI3PosCtlVal	1
2	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	XCBR1PosCtlVal	2
				F650		CERRAR	XCBR1PosCtlVal	2
3	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO SECCIONADOR BARRA	ABRIR	CSWI2PosCtlVal	3
				F650		CERRAR	CSWI2PosCtlVal	3
4	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO SECCIONADOR LINEA	ABRIR	CSWI3PosCtlVal	4
				F650		CERRAR	CSWI3PosCtlVal	4
5	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	XCBR1PosCtlVal	5
				F650		CERRAR	XCBR1PosCtlVal	5
6	HUARAZ OESTE	138	LT A PIERINA	F650	HUARAZ OESTE 138KV MANDO SECCIONADOR BARRA	ABRIR	XCBR1PosCtlVal	6
				F650		CERRAR	XCBR1PosCtlVal	6
7	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	MANDO SECCIONADOR BARRA	ABRIR	CSWI2PosCtlVal	7
				F650		CERRAR	CSWI2PosCtlVal	7
8	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	F650	HUARAZ OESTE TRANSFORMADOR TP- A049 138KV MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	XCBR1PosCtlVal	8
				F650		CERRAR	XCBR1PosCtlVal	8
9	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE 66kv MANDO SECCIONADOR LINEA	ABRIR	CSWI2PosCtlVal	9
				F650		CERRAR	CSWI2PosCtlVal	9
10	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	F650	HUARAZ OESTE 66kv MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	XCBR1PosCtlVal	10
				F650		CERRAR	XCBR1PosCtlVal	10
11	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	INT IN1263 M_A	11
				REF630		CERRAR	INT IN1263 M_C	11
12	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	REF630	HUARAZ OESTE BARRA 13.8KV MANDO INTERRUPTOR	ABRIR	INT IN1264 M_A	13
				REF630		CERRAR	INT IN1264 M_C	13

### 3.2.4.2.3 SEÑALES DE MEDICION

Agrupar las señales de medición de las variables eléctricas tales como: Tensión, Corriente, Frecuencia, Potencia Activa, Reactiva, Factor de Potencia. Estas señales se obtienen desde los medidores multifunción ION 7650.

Tabla 3.4- Tabla de Señales de Medición

ITM	SS.EE.	TENSION (KV)	CAMPO	IED	UNIDAD	DESCRIPCION SEÑAL	DIR MST	DIR MST INDEX	DIR IEC 104
1	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA CORRIENTE FASE R	HUALLANCA CORRIENTE IR	8	1000
2	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA CORRIENTE FASE S	HUALLANCA CORRIENTE IS	9	1001
3	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA CORRIENTE FASE T	HUALLANCA CORRIENTE IT	10	1002
4	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA POTENCIA ACTIVA TOTAL	HUALLANCA POT. ACTIVA TOT	15	1003
5	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA POTENCIA REACTIVA TOTAL	HUALLANCA POT. REACTIVA TOT	19	1004
6	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION RS	HUALLANCA TENSION RS	4	1005
7	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION ST	HUALLANCA TENSION ST	5	1006
8	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION TR	HUALLANCA TENSION TR	6	1007
9	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION RN	HUALLANCA TENSION RN	0	1008
10	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION SN	HUALLANCA TENSION SN	1	1009
11	HUARAZ OESTE	138	LT A SE HUALLANCA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV HUALLANCA TENSION TN	HUALLANCA TENSION TN	2	1010
12	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA L-1143	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA CORRIENTE FASE R	PIERINA CORRIENTE IR	8	1011
13	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA CORRIENTE FASE S	PIERINA CORRIENTE IS	9	1012
14	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA CORRIENTE FASE T	PIERINA CORRIENTE IT	10	1013
15	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA POTENCIA ACTIVA TOTAL	PIERINA POT. ACTIVA TOT	15	1014
16	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA POTENCIA REACTIVA TOTAL	PIERINA POT. REACTIVA TOT	19	1015
17	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION RS	PIERINA TENSION RS	4	1016
18	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION ST	PIERINA TENSION ST	5	1017
19	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION TR	PIERINA TENSION TR	6	1018
20	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION RN	PIERINA TENSION RN	0	1019
21	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION SN	PIERINA TENSION SN	1	1020
22	HUARAZ OESTE	138	LT A SE PIERINA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV PIERINA TENSION TN	PIERINA TENSION TN	2	1021
23	HUARAZ OESTE	138	TRAFO	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV TRAFO CORRIENTE FASE R	TRAFO CORRIENTE IR	8	1022

24	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 CORRIENTE FASE S	TRAF0 CORRIENTE IS	9	1023
25	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 CORRIENTE FASE T	TRAF0 CORRIENTE IT	10	1024
26	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 POTENCIA ACTIVA TOTAL	TRAF0 POT. ACTIVA TOTAL	15	1025
27	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TP-AO49 POTENCIA REACTIVA TOTAL	TRAF0 POT. REACTIVA TOTAL	19	1026
28	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION RS	TRAF0 TENSION RS	4	1027
29	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TP-AO49 TENSION ST	TRAF0 TENSION ST	5	1028
30	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION TR	TRAF0 TENSION TR	6	1029
31	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION RN	TRAF0 TENSION RN	0	1030
32	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION SN	TRAF0 TENSION SN	1	1031
33	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION TN	TRAF0 TENSION TN	2	1032
34	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	ION 7650	Hz	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 FRECUENCIA	TRAF0 FRECUENCIA	31	1033
35	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	T60	MW	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 POTENCIA ACTIVA TOTAL	POT. REACTIVA TOTAL	0	1061
36	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	T60	MVAR	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 POTENCIA REACTIVA TOTAL	P. REACTIVA TOTAL	1	1062
37	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	T60	A	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 CORRIENTE FASE PROMEDIO	I FASE PROM.	2	1063
38	HUARAZ OESTE	138	TRAF0	T60	A	HUARAZ OESTE 138KV TRAF0 TENSION LINEA PROMEDIO	T LINEA PROM	3	1064
39	HUARAZ OESTE	66	TRAF0	T60	MW	HUARAZ OESTE 66KV TRAF0 POTENCIA ACTIVA TOTAL	P. ACTIVA TOTAL	4	1065
40	HUARAZ OESTE	66	TRAF0	T60	MVAR	HUARAZ OESTE 66KV TRAF0 POTENCIA REACTIVA TOTAL	P. REACTIVA TOTAL	5	1066
41	HUARAZ OESTE	66	TRAF0	T60	A	HUARAZ OESTE 66KV TRAF0 CORRIENTE FASE PROMEDIO	I FASE PROM.	6	1067
42	HUARAZ OESTE	66	TRAF0	T60	A	HUARAZ OESTE 66KV TRAF0 TENSION LINEA PROMEDIO	T LINEA PROM	7	1068
43	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ CORRIENTE FASE R	HUARAZ CORRIENTE IR	8	1034
44	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ CORRIENTE FASE S	HUARAZ CORRIENTE IS	9	1035
45	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ CORRIENTE FASE T	HUARAZ CORRIENTE IT	10	1036
46	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ POTENCIA ACTIVA TOTAL	HUARAZ POT. ACTIVA TOTAL	15	1037
47	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ POTENCIA REACTIVA TOTAL	HUARAZ POT. REACTIVA TOTAL	19	1038
48	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ I-6694 TENSION RS	HUARAZ TENSION RS	4	1039
49	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ TENSION ST	HUARAZ TENSION ST	5	1040
50	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ TENSION TR	HUARAZ TENSION TR	6	1041
51	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ TENSION RN	HUARAZ TENSION RN	0	1042
52	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ TENSION SN	HUARAZ TENSION SN	1	1043
53	HUARAZ OESTE	66	LT A SE HUARAZ	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 66KV HUARAZ TENSION TN	HUARAZ TENSION TN	2	1044
54	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE R	CORRIENTE IR	8	1045
55	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE S	CORRIENTE IS	9	1046
56	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE T	CORRIENTE IT	10	1047

57	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA POTENCIA ACTIVA TOTAL	POT. ACTIVA TOTAL	15	1048
58	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA POTENCIA REACTIVA TOTAL	POT. REACTIVA TOTAL	19	1049
59	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADATENSION RS	TENSION RS	4	1050
60	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA TENSION ST	TENSION ST	5	1051
61	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA TENSION TR	TENSION TR	6	1052
62	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA TENSION RN	TENSION RN	0	1053
63	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA TENSION SN	TENSION SN	1	1054
64	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA LLEGADA	ION 7650	KV	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA TENSION TN	TENSION TN	2	1055
65	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE R	CORRIENTE IR	8	1056
66	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE S	CORRIENTE IS	9	1057
67	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	ION 7650	A	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA CORRIENTE FASE T	CORRIENTE IT	10	1058
68	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	ION 7650	MW	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA POTENCIA ACTIVA TOTAL	POT. ACTIVA TOTAL	15	1059
69	HUARAZ OESTE	13,8	CELDA SS.AA	ION 7650	MVAR	HUARAZ OESTE 13.8KV LLEGADA POTENCIA REACTIVA TOTAL	POT. REACTIVA TOTAL	19	1060

NOTA: el RTU SMP GATEWAY viene ser maestro de todos los dispositivos de bahía es por eso que los dispositivos de protección son mapeados en MASTER PROTOCOLS, en la figura 3.22 y la figura 3.23 muestra el mapeo de las señales analógicas y binarias tal cuales son las señales de medición, comando y estado.

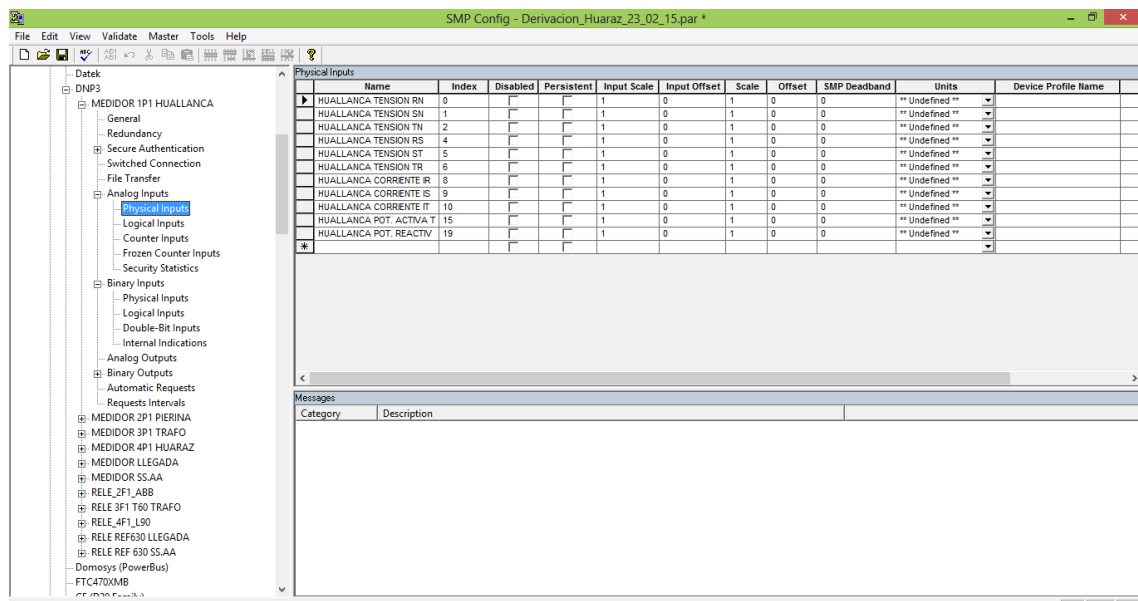


Figura 3.22 – Mapeo de las señales analógicas en masters protocols

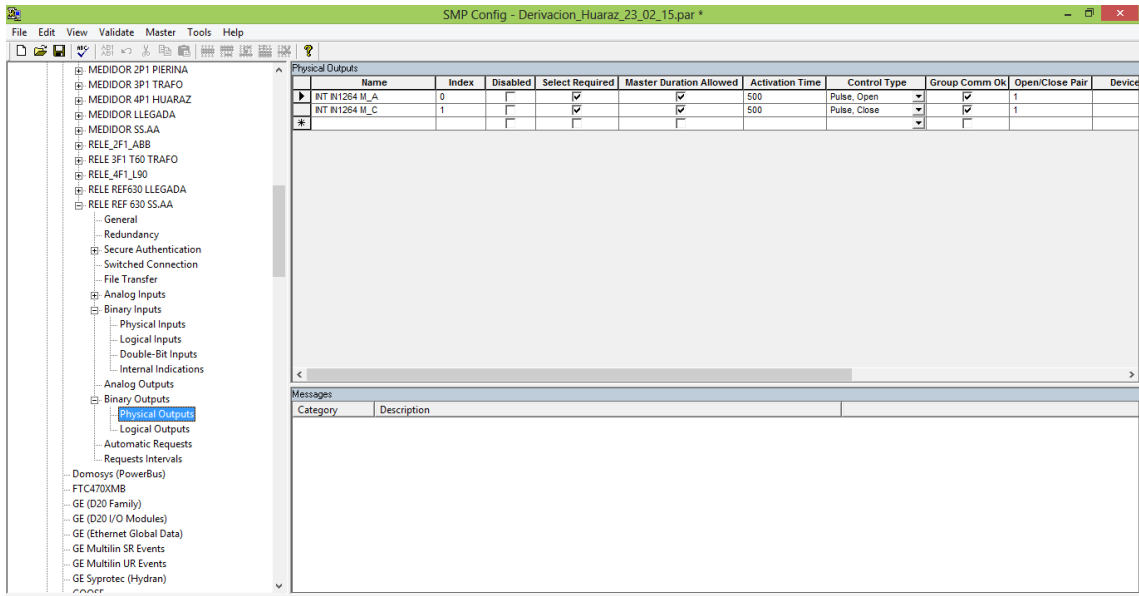


Figura 3.23 – Mapeo de las señales binarias en master protocols

Después de haber mapeado las señales de todos los dispositivos de bahía en MASTER PROTOCOLS, se prosigue a trasladar las mismas señales en SLAVE PROTOCOLS en el protocolo 104 con sus respectivas direcciones tal como muestra la tabla de señales. A este proceso se le llama configuración de esclavo en el RTU, tal como muestra la figura 3.24.

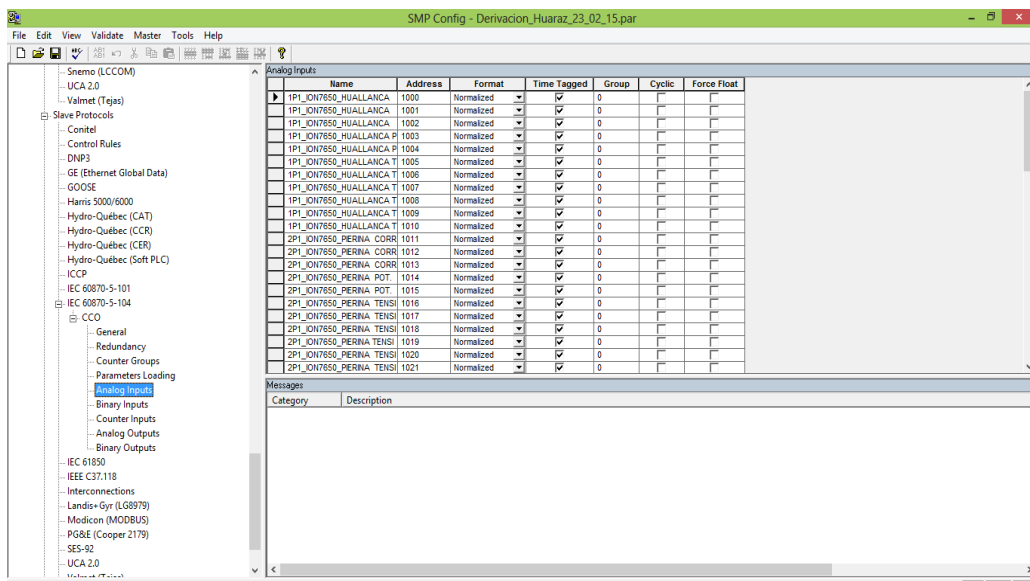


Figura 3.24 – Mapeo de las señales analógicas en Slave protocols

Figura 3.25 muestra el mapeo de las señales binarias en Slave protocols por protocolo IEC 60870-5-104.

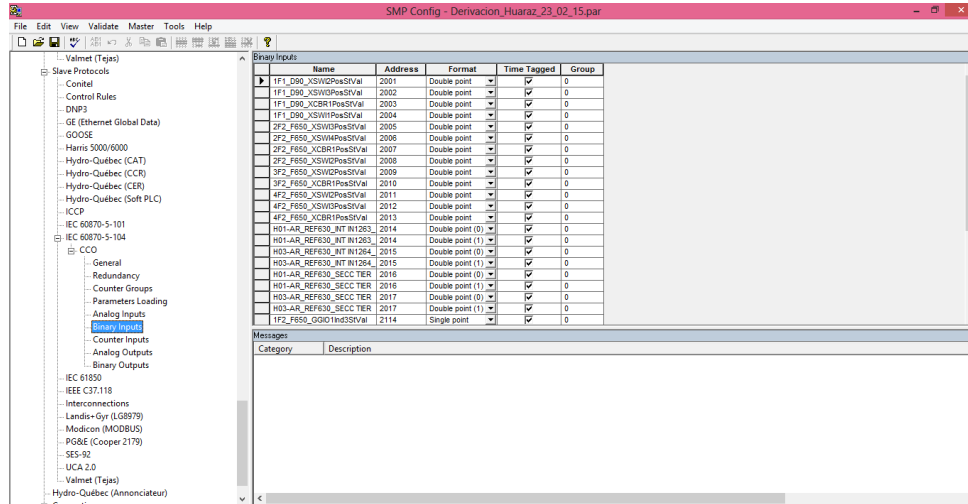


Figura 3.25 – Mapeo de las señales de entrada binarias en Slave protocols

En la figura 3.26 muestra mapeo e ingreso de los IPs de todos relés de protección como de medición

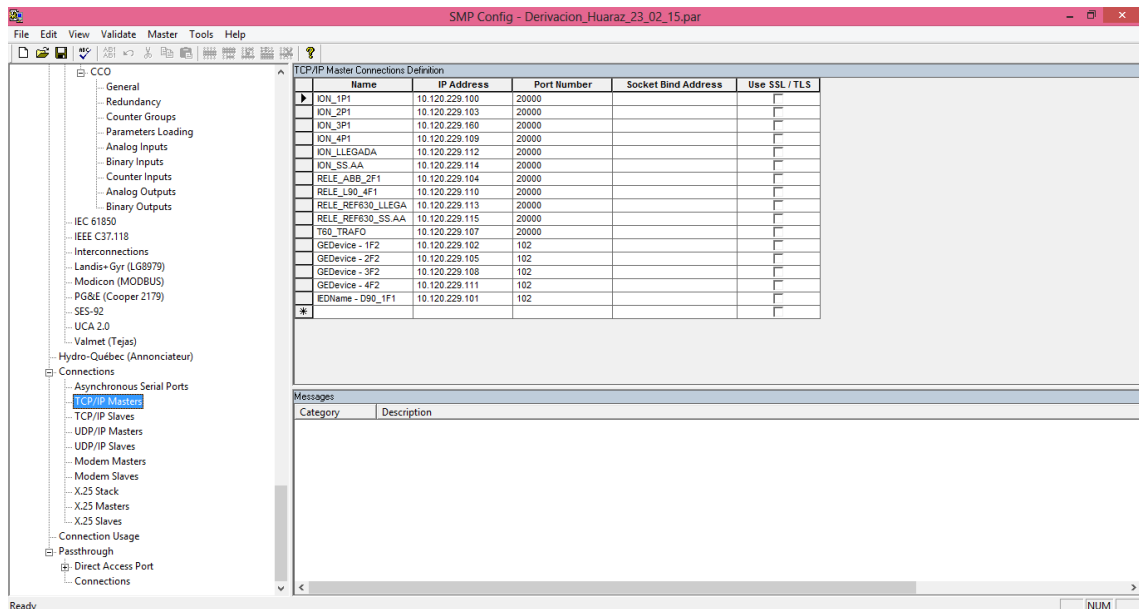


Figura 3.26 – Mapeo de las IPs de los dispositivos en TCP/IP MASTERS

En la figura 3.27 muestra Configuración de la conexión del RTU hacia el SCADA en TCP/IP SLAVE.

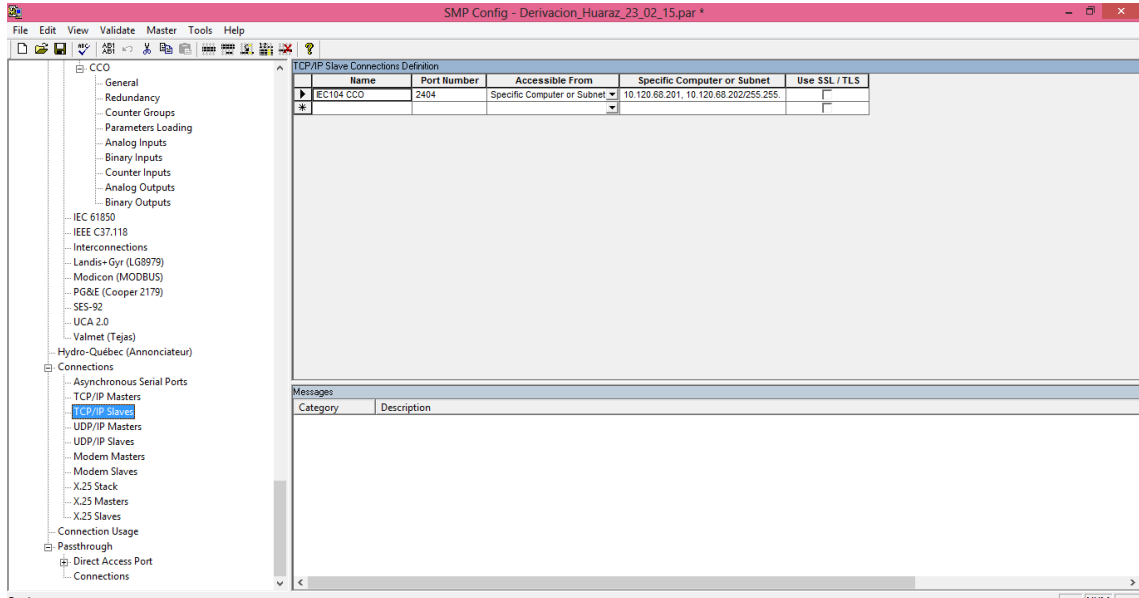


Figura 3.27 – Mapeo del número de puerto del SCADA en TCP/IP MASTERS

Asignamos al RTU los puntos de conexión tanto como master protocols como slave protocols, tal como muestra la figura 3.28

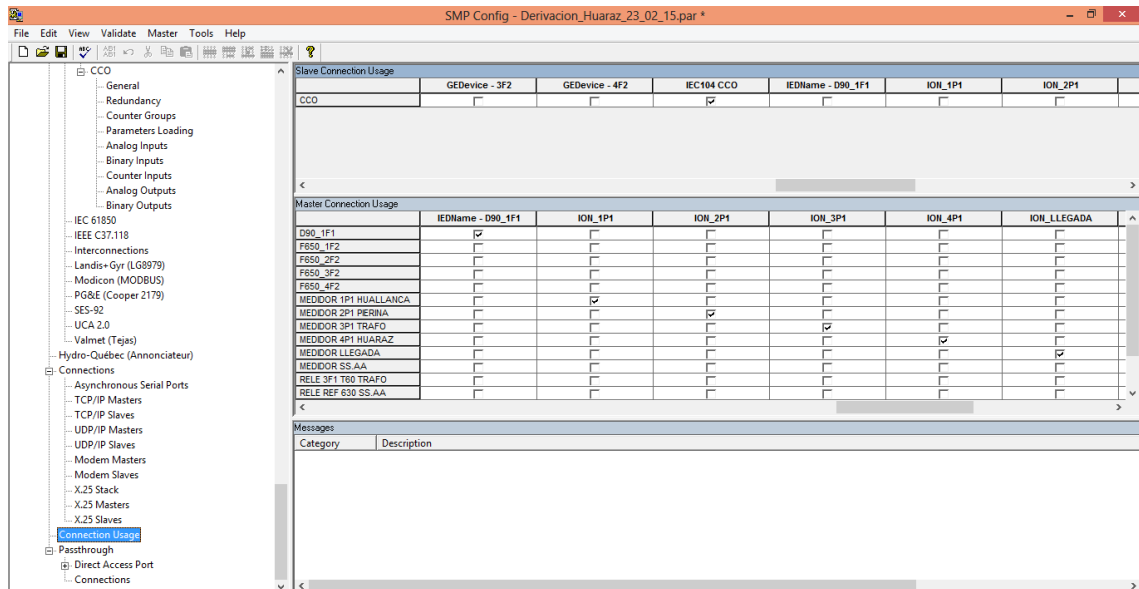


Figura 3.28 – Enlace del RTU como master protocols como Slave protocols

### **3.2.4.2 CONFIGURACION NIVEL SCADA**

Una vez configurado e integrado las señales de los dispositivos inteligente (IED) al RTU se procede integrar las señales al nivel SCADA, La integración del RTU SMP GATEWAY de la subestación Huaraz Oeste con el sistema SCADA se efectúa usando el sistema de comunicaciones basada en la red IP VPN tipo WAN, con el protocolo IEC 60870-5-104 sobre TCP/IP. El medio físico para el traslado de la información es la fibra óptica que son recepcionadas por un ODF (ordenadores de fibra).

#### **3.2.4.2.1 CONSTRUCCION DEL DESPLIEGUE DE LA SUBESTACION HUARAZ OESTE**

Para este caso se usa el software VISUAL T&D donde cuenta con dos parámetros para su programación estos son:



VISUAL T&D EXPLORER es el programa donde se mapeara las señales con sus respectivas direcciones provenientes de los IED ubicadas en MASTER PROTOCOLS el cual estos se integraran con la señales mapeadas anteriormente en el RTU GATEWAY en SLAVE PROTOCOLS. Este programa cuenta con protección para su acceso, el cual solo conoce el programador y el personal de control. Tal como muestra la figura 3.29.

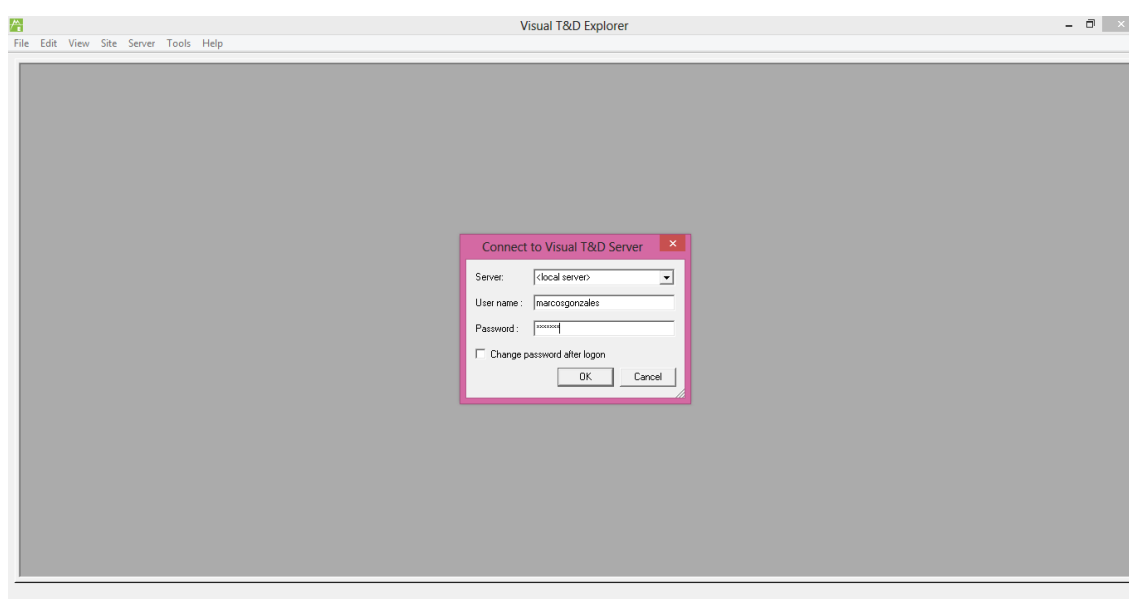


Figura 3.29 – Programa VISUAL T&D

Una vez ingresado a la plataforma los pasos a seguir para la elaboración del mapeo de las señales son los siguientes:

- Site – new site
- Se escribe un nombre – click en siguiente
- Click add – click communication server
- Se escribe un nombre (SET) – click configure

Tal como muestra la figura 3.30.

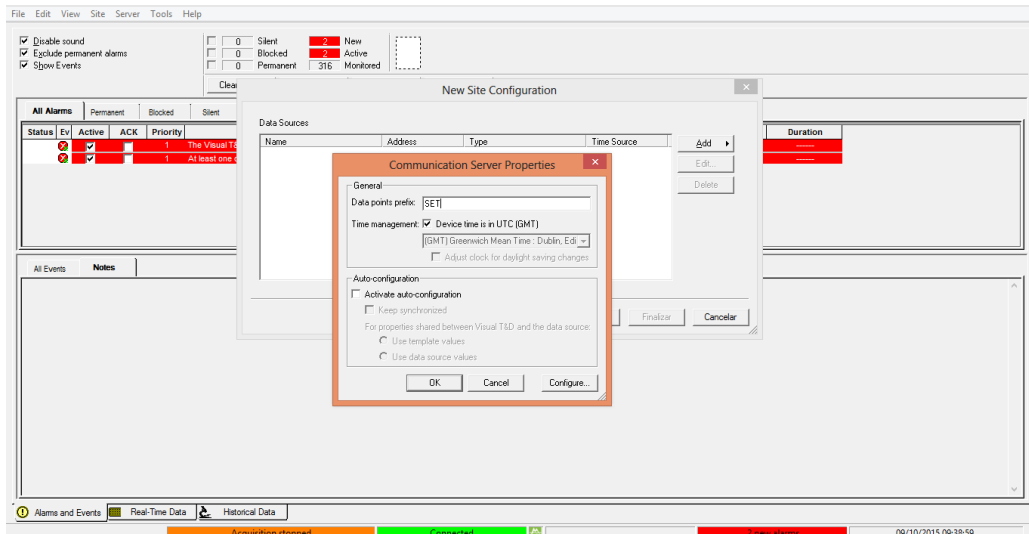


Figura 3.30 – Configuración del programa VISUAL T&D

Luego se mapea las señales con sus respectivas direcciones con el protocolo IEC 60870-5-104 y enlazar con el RTU para que exista una comunicación en ambas, tal como muestra la figura 3.31

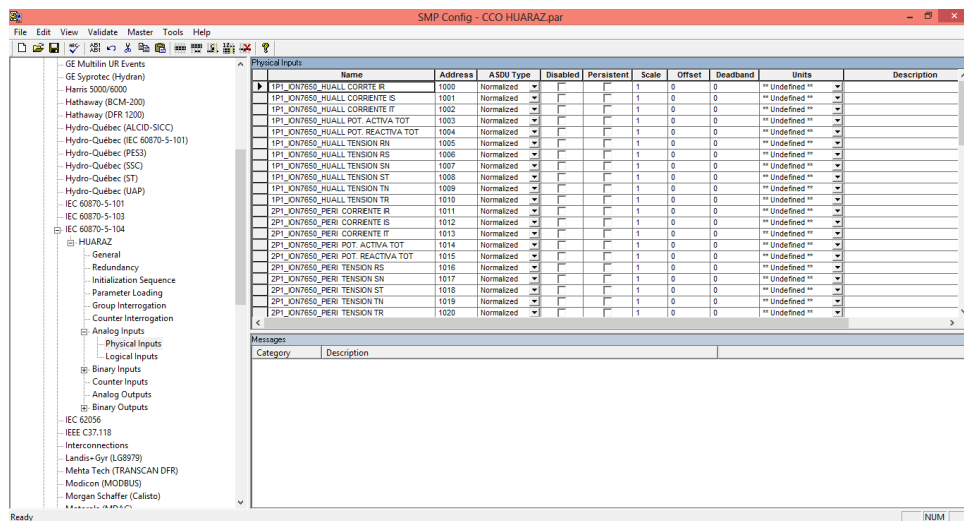


Figura 3.31 – Mapeo de las señales en VISUAL T&D

Al término del mapeo se procede asignar la dirección y el número de puerto del scada como conexión master en CONNECTIONS TCP/IP MASTERS, tal como indica la figura 3.32

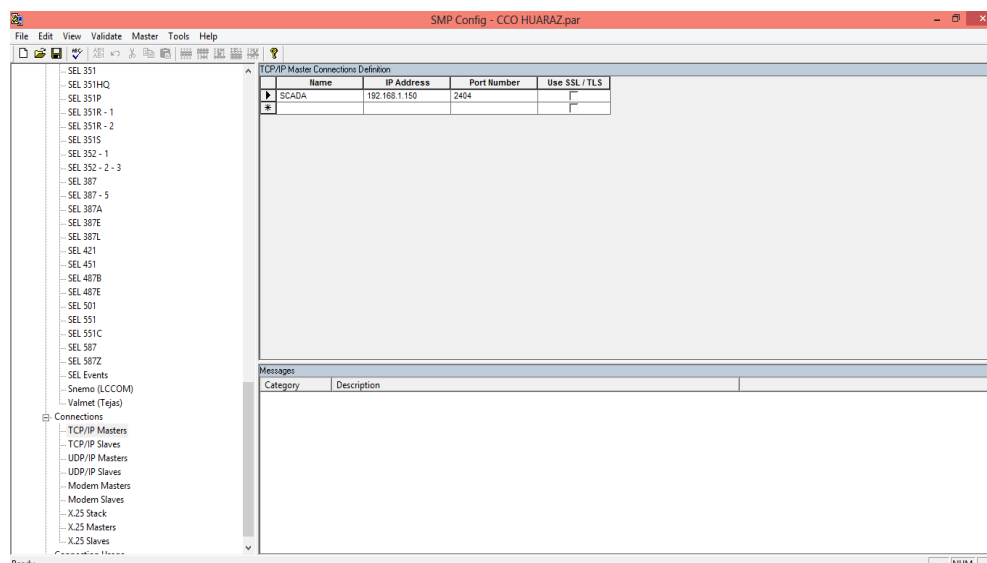


Figura 3.32 – Asignación del número de puerto y IPS del SCADA

Luego se procede a conectar el SCADA con el RTU en la opción CONNECTION USAGE tal como indica la figura 3.33

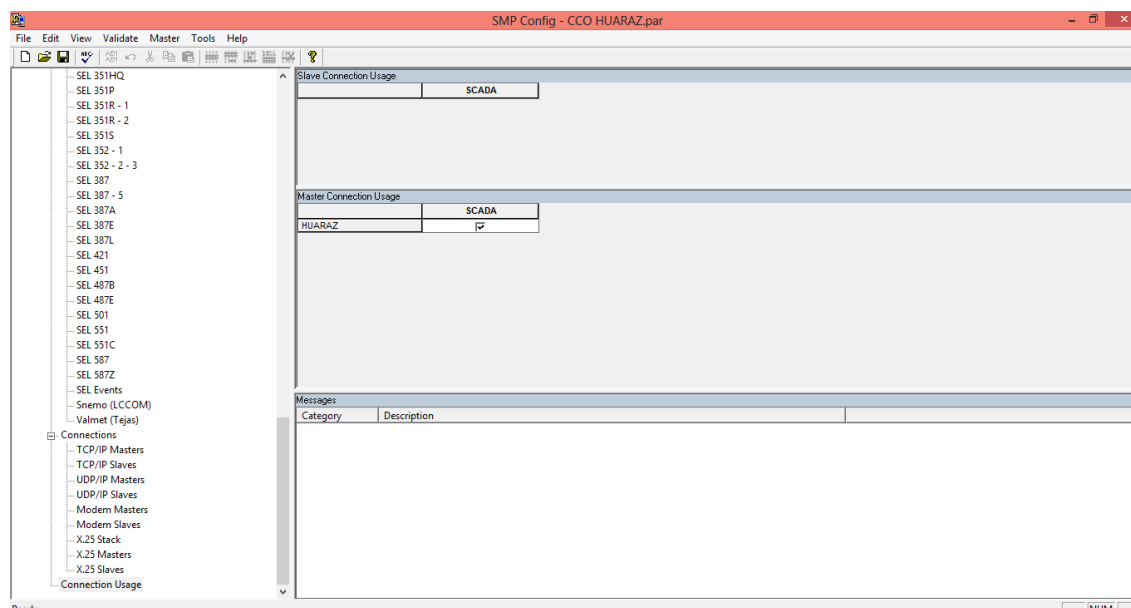


Figura 3.33 – Conexión del SCADA con el RTU

Después de configurar y mapear las señales provenientes del RTU en el programa VISUAL T&D EXPLORER se procede a configurar en el programa VISUAL T&D DIAGRAM EDITOR.

VISUAL T&D DIAGRAM EDITOR es el editor de despliegues interactivos del sistema SCADA, el cual está basado en estándares gráficos, y permite la generación, modificación, edición y eliminación de despliegues con el sistema SCADA en línea, mediante el VISUAL T&D se procede a elaborar el despliegue de la subestación Huaraz Oeste.

Para la elaboración del despliegue de la Subestación Huaraz Oeste, el VISUAL T&D DIAGRAM EDITOR cuenta con figuras, símbolos, acceso a fuentes de textos incluyendo tamaño, tipo y colores; librería con íconos, facilidades para la inclusión de nuevos íconos, asignación de colores a los símbolos básicos y dibujos preparados por el usuario. El sistema es capaz de manejar los despliegues por páginas. Cada despliegue básicamente consta de dos partes:

Una parte estática que hace la representación gráfica del entorno sobre el cual se va a mostrar la información dinámica, y que permite orientarse rápidamente al operador en sus funciones de supervisión.

Una parte dinámica que está constituida por todas aquellas formas de representación de la información recolectada o calculada por el sistema y que en forma periódica es refrescada en la pantalla del operador.

El despliegue de la subestación Huaraz Oeste, muestra los puntos de estado a través de gráficas diseñadas por el usuario y los puntos análogos se mostrarán en forma numérica y con membretes de distintos tamaños

A continuación detallaremos las funciones del editor:

- Gráfica los elementos a partir de figuras predefinidas por el sistema o creadas por el usuario como por ejemplo arcos, líneas, rectángulos, etc.
- Capacidad de insertar, borrar, mover, rotar y copiar partes del gráfico.
- Capacidad de copiar partes de otros despliegues definidos con anterioridad.
- Define enlaces a otros despliegues y programas.
- Combina capas de despliegue dentro de despliegues.

La ejecución del Subsistema Editor de Despliegues no interfiere con las funciones en línea del sistema SCADA.

En la Figura 3.34.se muestra el área de trabajo del editor de despliegues VISUAL T&D DIAGRAM EDITOR.

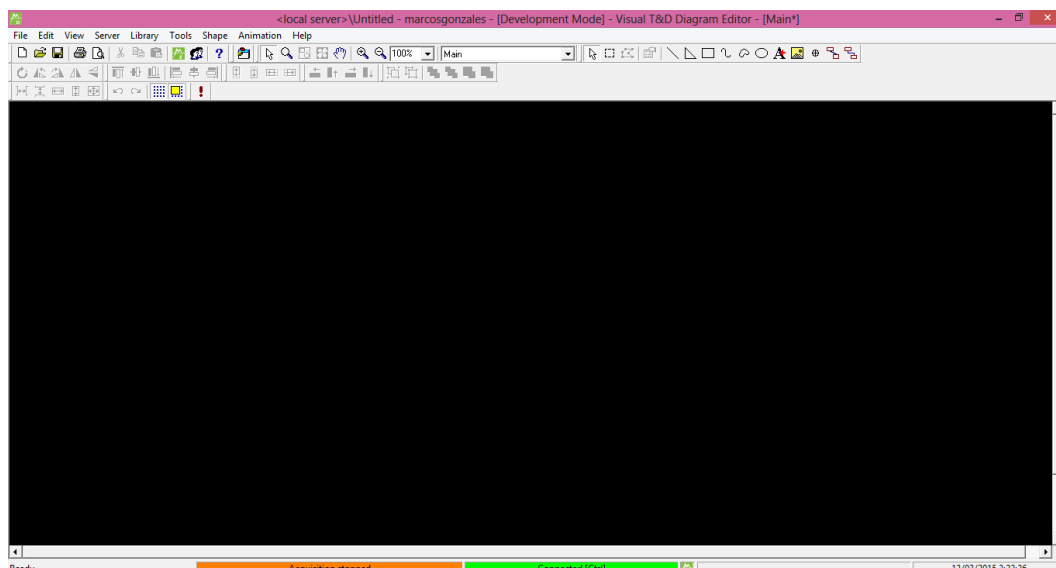


Figura 3.34 - Área de trabajo VISUAL T&D EDITOR

A continuación en la figura 3.35 se detalla la simbología usada, para identificar a los equipos de protección y maniobra en la subestación de potencia.

	Interruptor en posición INTERMEDIO con alarma		Seccionador en posición INTERMEDIO con alarma
	Interruptor en posición CERRADO con alarma		Seccionador en posición CERRADO con alarma
	Interruptor en posición ABIERTO con alarma		Seccionador en posición ABIERTO con alarma
	Interruptor en posición CERREADO con alarma reconocida		Seccionador en posición CERREADO con alarma reconocida
	Interruptor en posición ABIERTO con alarma reconocida		Seccionador en posición ABIERTO con alarma reconocida
	Tierra		Transformador

Figura 3.35 - Simbología de equipos de protección y maniobra

En la figura 3.36 se muestra la creación de los equipos y la vista final del despliegue de la subestación Huaraz Oeste con la incorporación de las señales de medición al costado de cada bahía.

El despliegue de la subestación Huaraz Oeste es el diagrama unifilar de dicha subestación. En él se puede apreciar los valores de medición análogas (potencias activas y reactivas, tensiones, corrientes por fase y frecuencia), los estados de los equipos de maniobras los cuales pueden estar abiertos o cerrados y ejecutar los comandos sobre dichos equipos.

Los valores de las mediciones análogas son en tiempo real, por lo cual están en constante variación. Los estados de los equipos de maniobras se distinguen por el color sombreado dicho equipo, si esta sombreado significa que el equipo está cerrado y si no lo está, significa que el equipo está abierto.

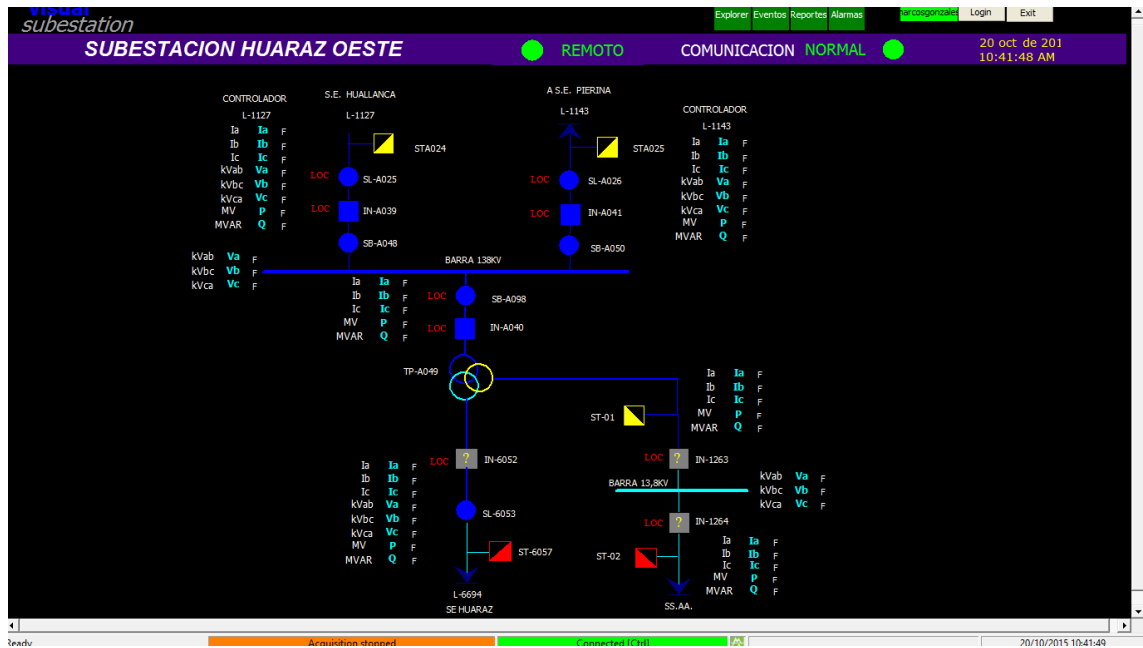


Figura 3.36 - SCADA HUARAZ OESTE

Por tanto ya que tenemos todos los pasos se procede a controlar y a monitorear en tiempo real la subestación Huaraz Oeste mediante el SCADA teniendo en cuenta que el centro de control se ubica en Trujillo.

Las señales junto con las direcciones son reconocidas por el programa VISUAL T&D provenientes del RTU dando entre si una comunicación e integración de los relés protección con el computador.

# CONCLUSIONES

Luego de realizadas las pruebas correspondientes se concluye lo siguiente:

- Se estableció los conceptos necesarios que implican la automatización y control de la subestación Huaraz Oeste dando un énfasis primordial al sistema SCADA.
- Se configuro el RTU SMP GATEWAY 16/CP en la subestación Huaraz Oeste al igual que todos los equipos de protección de la red de enlace formando así un sistema controlable a través del sistema SCADA.
- Se diseñó un enlace con los protocolos IEC 61850, DNP3 y IEC60870-5-104 siendo estos protocolos un método de estandarización internacional de comunicación e integración con el objetivo de brindar apoyo a la construcción de sistemas a partir de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) de varios fabricantes de igual modo se diseñó una plataforma de la subestación con el programa VISUAL T&D para controlar y supervisar desde el centro de control en tiempo real siendo esto un sistema SCADA.
- Mediante el sistema SCADA diseñado y con todo el proceso de automatización elaborado, se puede controlar, supervisar y monitorear la Subestación Eléctrica Huaraz Oeste llevando así una mejora en crecimiento y calidad al servicio eléctrico de la provincia de Huaraz.



## RECOMENDACIONES

1. En los equipos de patio para todas las operaciones de supervisión y control remoto, utilizar cables apantallados para evitar pérdidas de señal.
2. Se recomienda que los equipos de protección, medición y control tales como: relés, medidores, etc. que se van a incorporar a la subestación, cumplan con los requisitos técnicos mínimos para su integración al sistema SCADA.
3. En cuanto a la adaptación y manejo del software SCADA se deben disponer de profesionales especialistas, para de esa forma optimizar el sistema de monitoreo y supervisión, para abaratar el proceso de mantenimiento.
4. En la configuración del puerto de la *PC* se *deben* especificar los valores de los parámetros de comunicación de acuerdo a las características del protocolo usado, para evitar problemas de comunicación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABB – 2009  
“IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations”
2. Arthur Pereira Neto – Siemens Latinoamérica.  
“Redes Ethernet en Subestaciones & La Norma Técnica”  
Junio 2012
3. EPRI Project Manager - L. van der Zel  
“Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC61850, the International Power System Information Modeling Standard”  
Publicación: Diciembre 2013
4. Praxis Profiline – Vogel  
“IEC 61850 – Global Standards IEC 61850 and IEC 61400’-25 widely accepted new perspectives in utility integration and automation”  
Publicación: Abril 2014
5. Praxis Profiline – Vogel  
“IEC 61850 - Standardization of electric power delivery systems”  
Publicación: Agosto 2010
6. SIEMENS – 2013  
“Case study - IEC61850 communications protocol”
7. Stuart A. Boyer  
“SCADA Supervisory Control And Data Acquisition 5era Edition”  
Publicación: Agosto 2014
8. UTC United Telecom Council & KEMA  
“IEC61850”  
Publicación: 2013

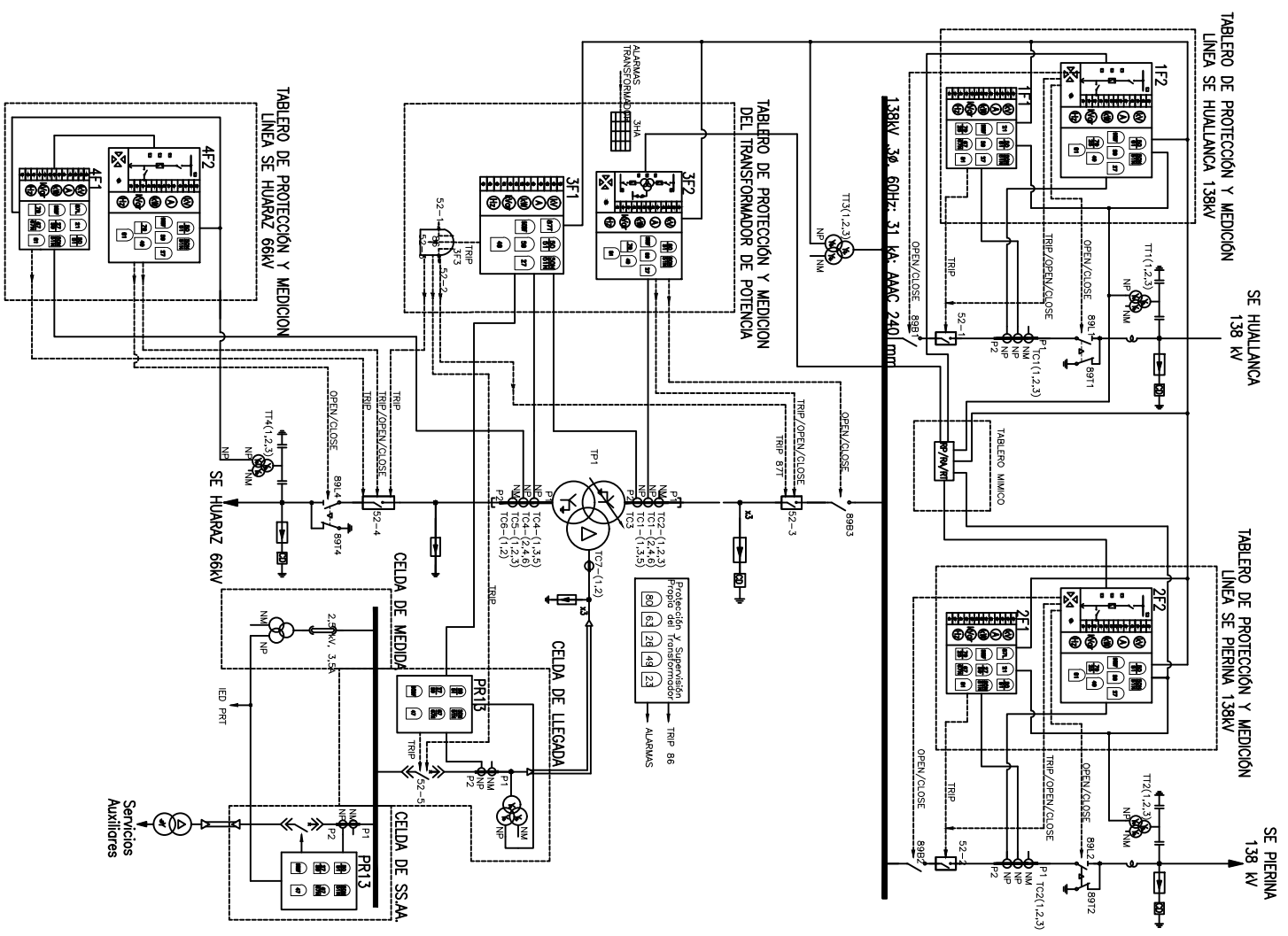
9. Manuales de configuración de los equipos F650
10. Manuales de configuración del Sistema VISUAL T&D.
11. Manuales de configuración del Software VISUAL T&D EXPLORER.
12. Manuales de configuración de los equipos ION 7650
13. Manual de configuración del switch KYLAND SICOM 2404

Referencia Web:

<http://www.61850.com/>

## **ANEXO**

- a) Diagrama unifilar del sistema de protección
- b) Diagrama unifilar del sistema de medición



TABLERO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN  
LINEA SE HUALLANCA 138kV

SE HUALLANCA  
138 kV

TABLERO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN  
LINEA SE PIERINA 138kV

SE PIERINA  
138 kV

138kV, 3φ, 60Hz, 31 kVA, AAC-240 mm<sup>2</sup>

TABLERO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN  
LINEA SE HUARAZ 66kV

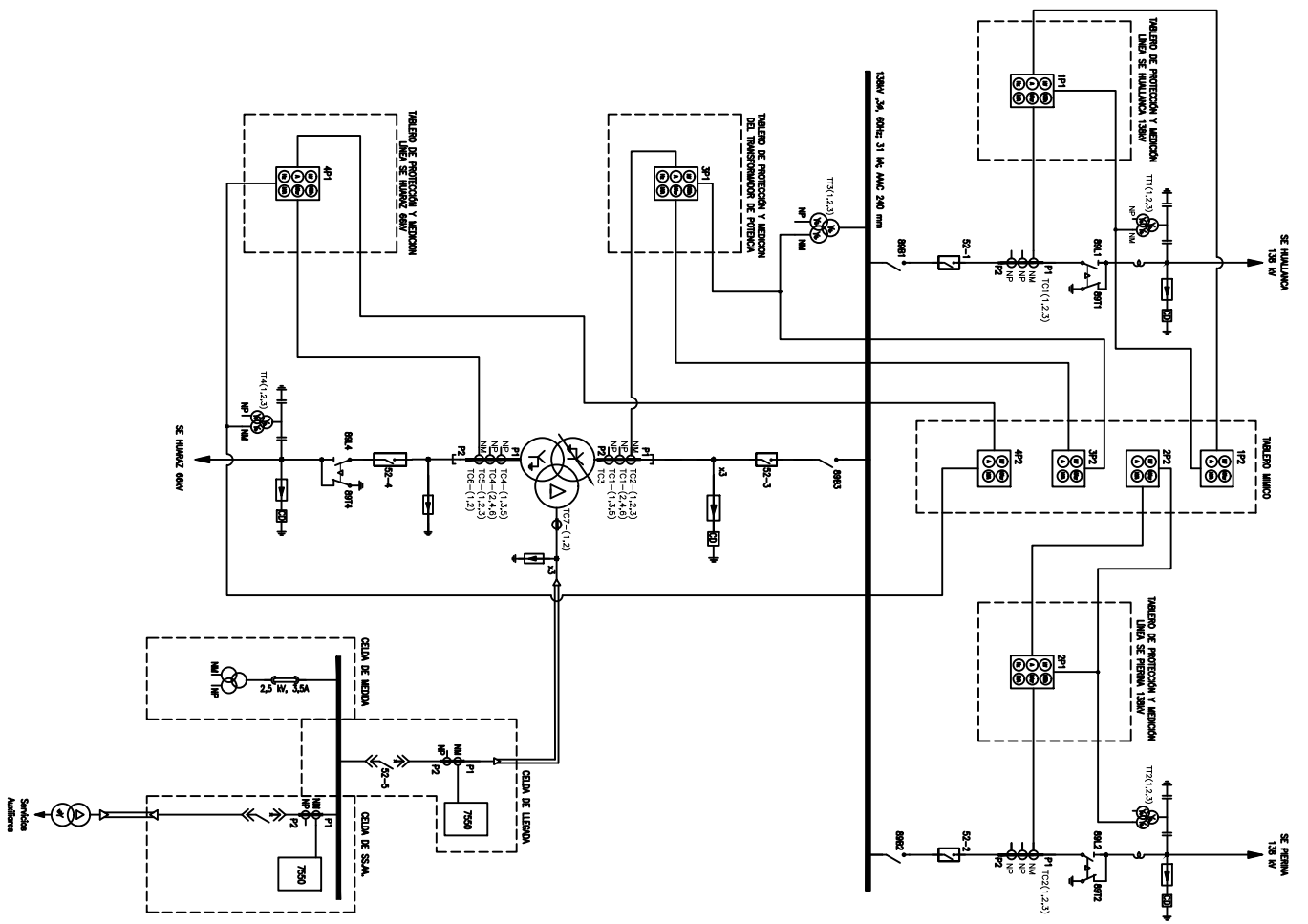
SE HUARAZ 66kV

CELDA DE MEDIDA

CELDA DE LLEGADA

CELDA DE SSAA

Servicios Auxiliares



Senador Andares