



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN EN LA
COMPAÑÍA MINERA CANDELARIA PARA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE
EQUIPOS ESTRATÉGICOS EN MINA SUBTERRÁNEA SANTOS,
A TRAVÉS DE SWITCHGEAR**

Proyecto de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título
de Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor guía: Sr. Juan Carlos Madrigal Lobos

Alejandro Giovanni Pedemonte Flores
Damián Eduardo Velásquez López

Copiapó, Chile 2023

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su comprensión y apoyo incondicional en mis estudios, por estar siempre presente apoyándome y entregando fuerzas para no desistir pese a las adversidades y dificultades. Por ser mi motor para cada día ser mejor.

Atte.

Alejandro Giovanni Pedemonte Flores

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas y cada una de aquellas personas que sin esperar nada a cambio compartieron su tiempo, experiencias, conocimientos y diversión, para lograr convertir mi sueño en realidad.

Atte.

Damián Eduardo Velásquez López

DEDICATORIA

A mi esposa y mis hijos quienes día a día han sido mi mayor motivación, estando siempre a mi lado entregando su apoyo y fuerzas para dar lo máximo en mis estudios, nunca rendirme, ser constante en cada cosa que me propongo y lograr ser un ejemplo para ellos.

También dedico a mis padres que gracias a su formación me entregaron valores y principios para ser un profesional con ética para establecer objetivos y metas claras.

Atte.

Alejandro Giovanni Pedemonte Flores

DEDICATORIA

A Dios, por llevarme a su lado a lo largo de mi vida, llenándome siempre de alegría y gozo.

A Jorge Velásquez, mi padre por todo el amor y cariño que me distes, sé que desde el cielo sigues apoyándome para hacer de mí el hijo que siempre anhelaste.

A Martina Velásquez Rojas, y Damián Velásquez Rojas mis hijos “son mi fuente de motivación, amor y energía, inspiradores de mis desafíos, logros y alegrías”.

A Rosa Rojas, porque no solo es mi esposa, compañera, amiga, la mejor madre y consejera, también porque dentro de sus preocupaciones me dio la posibilidad de brillar.

Atte.

Damián Eduardo Velásquez López

ÍNDICE

CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes generales	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Metodología de trabajo.....	2
1.5 Resumen de capítulos.....	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 Switchgear	4
2.1.1 Principales componentes de un switchgear	5
2.1.2 Transformador de corriente y transformador de potencial.....	6
2.1.3 Interruptor	7
2.1.4 Relé de protección	8
2.2 Protocolo Modbus	8
2.2.1 Sobre el protocolo modbus	8
2.2.2 Versiones del protocolo.....	9
2.2.3 Modelo de Datos Modbus.....	10
2.2.5 Implementaciones.....	11
2.3 PLC ABB AC500.....	12
2.3.1 Elementos de funcionamiento, conexión de la CPU AC500-eCo	12
2.3.2 ¿Qué accesorios puede incorporar?	13
2.3.3 Cómo conectar la fuente de alimentación a la CPU AC500-eCo.....	14
2.3.4 AC500.....	15
2.3.5 Módulos de comunicación AC500	15
2.4 Switchgear Schneider Electric Easergy P3.....	17
2.4.1 Easergy P3 Schneider Electric	17
2.4.2 Ventajas y especificaciones.....	17
2.5 Evaluación económica de la mejor solución	20
2.5.1 Valor actual neto (VAN).....	20
2.5.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	20

CAPÍTULO III	21
SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN.....	21
3.1 Sistema de media tensión mina Santos.....	21
3.1.1 Distribución en media tensión de mina Santos.....	23
3.2 Switchgear nivel 430 mina Santos.....	25
3.2.1 Switchgear Easergy P3 mina Santos.....	26
3.2.2 Conexiones de control switchgear nivel 430 mina Santos.....	27
CAPÍTULO IV	29
AUTOMATIZACIÓN SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN.....	29
4.1 Configuración de PLC AC500.....	29
4.1.1 Creación de proyecto.....	29
4.1.2 Configuración de IP	32
4.2 Configuración de PLC en OPC.....	34
4.2.1 Configuración de PLC en Kepserver.....	34
4.3 Cableado de control desde PLC a Switchgear.....	38
4.3.1 Verificación de conexiones para aperturas y cierres desde PLC	38
4.3.2 Implementación de control remoto en Switchgear.....	39
4.4 Creación de pantalla HMI	40
4.4.1 Configuración de dirección IP en HMI	40
4.4.2 Pantalla HMI creada.....	41
4.5 Resultados de la implementación de un sistema automatizado de media tensión.....	42
4.6 Beneficios de la implementación de un sistema automatizado de media tensión.....	44
CAPÍTULO V	45
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	45
5.1 Propuesta Económica	46
5.2 Análisis de Sensibilidad	49
CAPÍTULO VI	52
CONCLUSIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	56
ANEXO A.....	57
CONFIGURACION PLC AC500	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Switchgear.....	5
Figura N° 2.2: Componentes del switchgear.....	6
Figura N° 2.3: Partes PLC ECO.....	13
Figura N° 2.4: Accesorios PLC ECO.....	14
Figura N° 2.5: Alimentación PLC ECO.....	14
Figura N° 2.6: Especificaciones ATV600.....	19
Figura N° 3.1: Diagrama unilínea mina Santos.....	22
Figura N° 3.2: Diagrama unilínea línea media tensión aérea.....	23
Figura N° 3.3: Diagrama unilínea línea media tensión subterránea.....	24
Figura N° 3.4: Switchgear nivel 430.....	25
Figura N° 3.5: Conexiones switchgear nivel 430.....	28
Figura N° 4.1: Autonomía Builder.....	29
Figura N° 4.2: AC500 Project.....	30
Figura N° 4.3: Escogiendo CPU.....	30
Figura N° 4.4: Agregando protocolos Modbus.....	31
Figura N° 4.5: Protocolo Modbus Client y server.....	31
Figura N° 4.6: Aumentando el número de conexiones máximas.....	32
Figura N° 4.7: Cambiando la IP.....	33
Figura N° 4.8: Escaneando PLC.....	33
Figura N° 4.9: Descargando proyecto al PLC.....	34
Figura N° 4.10: Creando nuevo canal.....	35
Figura N° 4.11: Escogiendo tipo de canal.....	35
Figura N° 4.12: Asignando nombre.....	36
Figura N° 4.13: Agregando un nuevo dispositivo.....	36
Figura N° 4.14: Asignando IP.....	37
Figura N° 4.15: Dispositivo creado.....	37
Figura N° 4.16: Diagrama de control PLC – Switchgear.....	38
Figura N° 4.17: Conexiones de control en switchgear.....	39
Figura N° 4.18: Conexiones de control en tablero PLC.....	40

Figura N° 4.19: Diagrama unilineal de media tensión en pantalla HMI.....	41
Figura N° 4.20: Pantalla de Switchgear en HMI.	42
Figura N° 5.1: Parámetros y estados.	45
Figura N° 5.2: Análisis sensibilidad VAN.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1: Modelo de datos Modbus.	11
Tabla N° 5.1: Recuperación de gastos.	47
Tabla N° 5.2: Flujo de caja proyecto en US\$.	48
Tabla N° 5.3: Indicadores proyecto.....	49
Tabla N° 5.4: Análisis de sensibilidad.	50

RESUMEN

El propósito de este proyecto de título fue enfatizar la importancia de operar y ejecutar sistemas de control distribuido a nivel de hardware y software, para controlar procesos automatizados que involucren costos y beneficios futuros. Un sistema automatizado distribuido se pudo aplicar a cualquier proceso que requiriera la automatización de 'n' variables contenidas en el sistema de media tensión para lograr una función planificada o programada. Una de las grandes ventajas de este equipo era que se dividía en diferentes niveles operativos del sistema de control distribuido y se monitoreaba todo el proceso desde un único panel de control (sistema constructor). El creciente número de procesos controlados en la industria hacía necesario el uso de sistemas de control distribuido como parte fundamental para controlar las variables de los distintos procesos automatizados. La importancia operativa de este sistema de control distribuido en todos los niveles operativos era muy importante a nivel de operador donde todo el proceso de control era monitoreado por un software de aplicación (Automation Builder), con gráficos e interfaz de usuario. En el nivel de proceso se pretendió mostrar la importancia que tenía, sus características físicas y técnicas con la riqueza operacional de cada protocolo para una comunicación exitosa de acuerdo a cada módulo comunicado de entradas y salidas analógico-digital. En el nivel de entradas y salidas analógicas-digitales se distinguía cada módulo de acuerdo a sus características, para conocer cuál era el más adecuado para el instrumento de campo que se requería emplear: sensor, transmisor, válvulas, cualquier instrumento de medición montado en campo para la medición de las variables presión y temperatura. Se empleó una estructura de programación ejecución basada y detallada en el uso del software Automation Builder, para la comunicación con el sistema de control distribuido por compañía minera Candelaria, a través de su sistema Switchgear con las topologías tipo bus empleadas correctamente para su comunicación con los protocolos de comunicación Modbus a cada módulo de entrada y salida.

AUTOMATIZACIÓN - INTERRUPTOR - EFICIENCIA ENERGÉTICA - ENERGÍA
ELÉCTRICA

ABSTRACT

The purpose of this thesis project was to emphasize the importance of operating and executing distributed control systems at the hardware and software levels, to control automated processes involving future costs and benefits. A distributed automated system could be applied to any process requiring the automation of 'n' variables contained in the medium-voltage system to achieve a planned or programmed function. One of the great advantages of this equipment was that it was divided into different operational levels of the distributed control system, and the entire process was monitored from a single control panel (builder system). The increasing number of controlled processes in the industry made it necessary to use distributed control systems as a fundamental part to control the variables of the different automated processes. The operational importance of this distributed control system at all operational levels was very important at the operator level, where the entire control process was monitored by an application software (Automation Builder), with graphics and user interface. At the process level, the aim was to demonstrate its importance, physical and technical characteristics, with the operational richness of each protocol for successful communication according to each analog-digital input and output module communicated. At the level of analog-digital inputs and outputs, each module was distinguished according to its characteristics, to determine which one was most suitable for the field instrument that needed to be used: sensor, transmitter, valves, any field-mounted measuring instrument for measuring pressure and temperature variables. A programming execution structure based on the use of Automation Builder software was employed for communication with the distributed control system by Candelaria mining company, through its Switchgear system with bus-type topologies correctly used for communication with Modbus communication protocols for each input and output module.

**AUTOMATION BUILDER - SWITCHWEAR - ENERGY EFFICIENCY -
ELECTRICAL POWER**

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes generales

Existe la necesidad de tener un sistema de media tensión que entregue confiabilidad, tanto en operación normal como cuando se requiere realizar aperturas o cierres de las celdas de media tensión de cada nivel, para realizar trabajos en líneas de distribución o cuando se generan condiciones anexas a la operación normal de estos equipos.

Cada vez que se genera un corte de energía en interior mina los tiempos de respuesta son relativamente largos, debido a los traslados que se deben realizar para revisar donde se generó el corte de energía o que celda es la que está abierta, es por esto que para tratar de generar una ayuda a la operación y reposición de estos equipos, se sugiere automatizar los SWG o celdas de media tensión y así lograr tener supervisión remota de los equipos, identificando de manera más rápida cual es la rama de media tensión afectada, generando un tiempo de respuesta menor para revisión de los conductores afectados y también permitiendo realizar aperturas o cierres de los SWG de manera remota tras una previa coordinación.

Debido a que los equipos de perforación dependen de contar con un suministro de energía constante para su funcionamiento, es de vital importancia optimizar los tiempos de corte y reposición de servicios eléctricos, dado a que cuando existe un corte de energía, se debe realizar una revisión completa del sistema de media tensión para detectar donde ocurrió el evento.

Por lo que, si se tiene una visualización remota del estado de las ramas principales del sistema de media tensión, se podría generar una reposición del suministro eléctrico más eficiente obteniendo así una mejora importante en el aumento de horas de perforación de equipos de desarrollo minero, lo cual permite obtener una mayor producción al final de cada turno de trabajo.

Evaluar la posibilidad de automatizar los sistemas de media tensión para lograr tener visualización remota y centralizada del estado de las celdas de media tensión.

Al implementar un sistema robusto de media tensión con la posibilidad de una supervisión y control remoto de estos equipos, se reducen de manera considerable los tiempos de revisión y de traslado entre sistemas de media tensión.

1.2 Objetivo general

Automatizar el sistema de media tensión de la compañía minera Candelaria, para supervisión y control de equipos estratégicos en mina subterránea Santos.

1.3 Objetivos específicos

- ✚ Describir el sistema de media tensión perteneciente a la compañía minera Candelaria.
- ✚ Dimensionar equipos disponibles en almacén e incorporarlos en la automatización.
- ✚ Automatizar las ramas principales del sistema de media tensión, con foco en la sustentabilidad y viabilidad económica del proyecto.
- ✚ Analizar los resultados de la automatización con respecto a las mejoras en los tiempos de respuestas.

1.4 Metodología de trabajo

El presente documento presenta el estudio para la automatización de un switchgear Easergy P3 marca SCHNEIDER cuyas señales y variables eléctricas son llevadas hacia un PLC AC500 de la marca ABB por medio de entradas digitales y la configuración nodos en el OPC Kepservers.

Mediante el uso de OPC Kepsriver es posible tomar las lecturas de las variables tanto en el controlador lógico programable (PLC) ABB AC500 como del switchgear SCHNEIDER Easergy P3, teniendo los 2 equipos en el OPC es posible realizar la lectura de las variables eléctricas entre los equipos para implementar un sistema de control.

Además, mediante las entradas y salidas del controlado lógico programable (PLC), es posible implementar un sistema de control para obtener estatus y ejercer control sobre el switchgear, de esta forma con estos dos elementos se obtiene la comunicación entre ellos de una forma confiable para su implementación.

1.5 Resumen de capítulos

El proyecto de título se estructura en 5 capítulos que se describen a continuación:

Capítulo II: se presenta información teórica de los elementos a utilizar, el PLC AC500, el switchgear, el software automation builder.

Capítulo III: se hará una descripción global del sistema de media tensión de mina santos.

Capítulo IV: encontraremos el desarrollo de la experiencia con la configuración de cada uno de los elementos mencionados.

Capítulo V: se analizará los resultados obtenidos tras la implementación del automatismo al sistema de media tensión.

Capítulo VI: tenemos las conclusiones, donde se explica las ganancias para los usuarios del sistema eléctrico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Switchgear

El switchgear es un término genérico que se utiliza para identificar un tipo de tablero eléctrico que incluye una amplia gama de dispositivos de conmutación como interruptores automáticos, unidades de fusibles, aisladores de carga, fusibles HRC, contactores, interruptores de circuitos en miniatura, ELCB, etc;

Donde también incluye la combinación de estos dispositivos de conmutación con equipos de control, medición, protección y regulación. Estos dispositivos de conmutación y sus conjuntos se utilizan en relación con la generación, transmisión, distribución y conversión de energía eléctrica.

Su función es proteger los circuitos eléctricos o activos de una instalación. Su construcción es un módulo de envolvente metálico completamente cerrado en todos sus lados y que encierra a los distintos componentes de interrupción, medición y monitoreo. De acuerdo con el nivel de voltaje, en la construcción de un switchgear se distinguen 2 zonas; la de media tensión que es donde se encuentran las barras, el interruptor y dispositivos de medición y la zona de baja tensión que es un cubículo donde se encuentran los dispositivos de monitoreo, señalización, cableado de control y comunicación, como se observa en la figura N° 2.1.

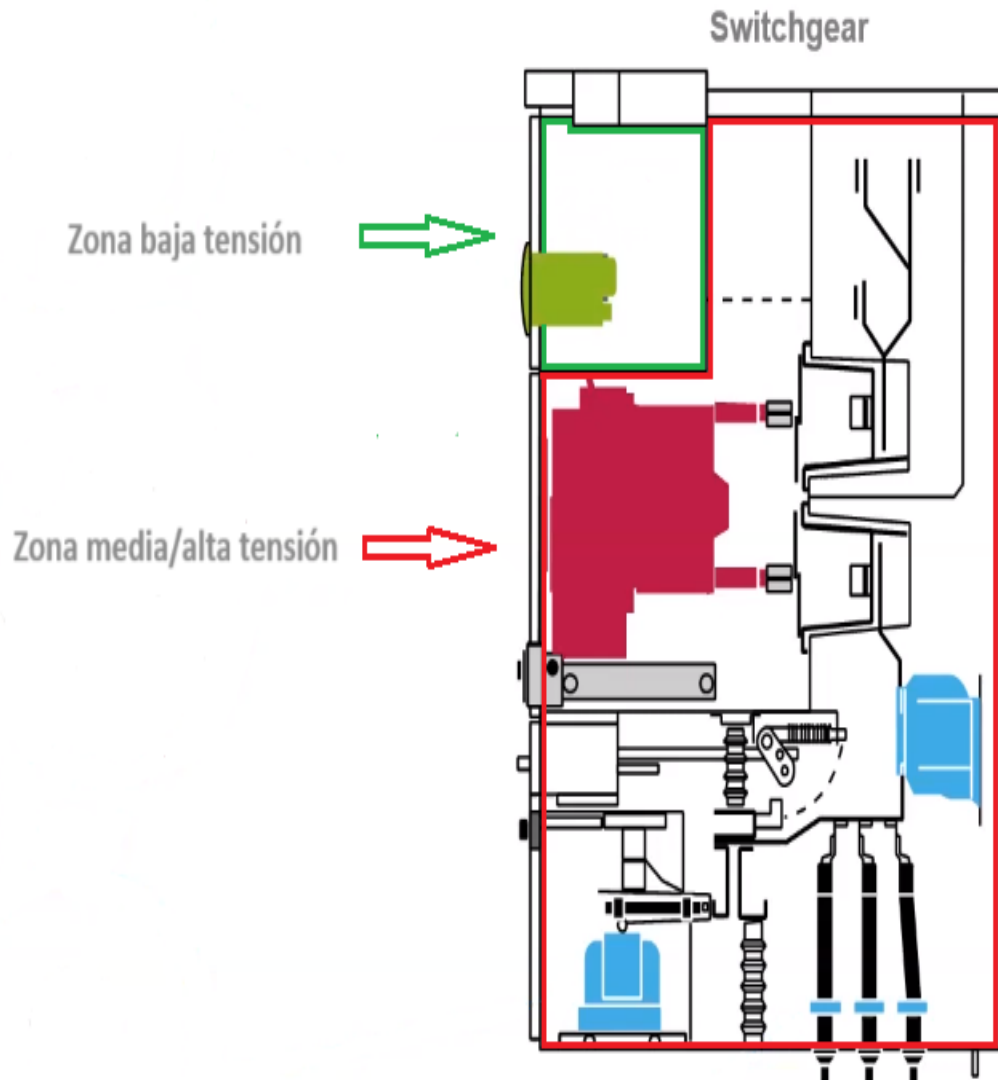


Figura N° 2.1: Switchgear.

Fuente: Manual de electricidad.

2.1.1 Principales componentes de un switchgear

Dentro de los principales componentes que conforman un switchgear se encuentran los transformadores de corriente y transformadores de potencial, el interruptor y el relé de protección. En la figura N° 2.2 se observa la ubicación de los dispositivos antes mencionados, dentro del switchgear.

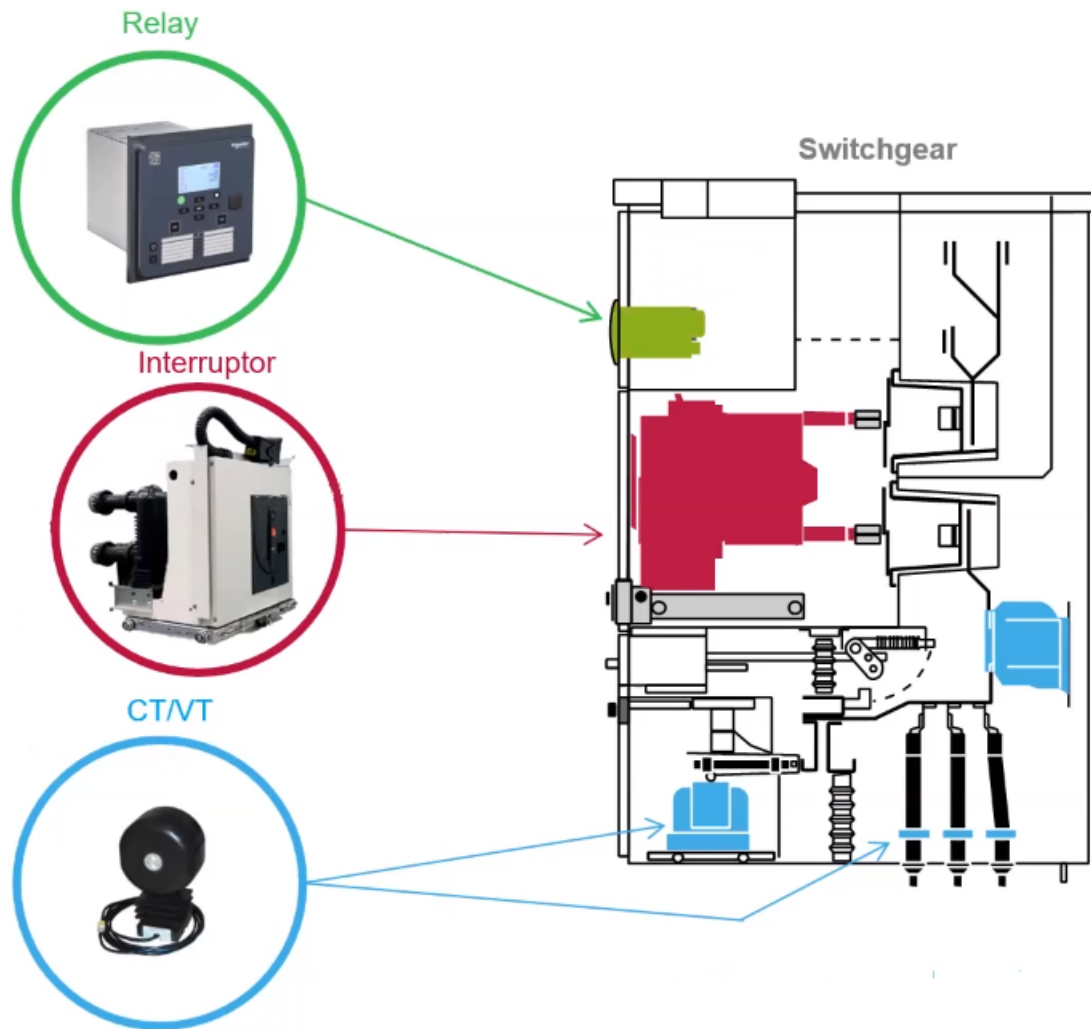


Figura N° 2.2: Componentes del switchgear.

Fuente: Manual de electricidad.

2.1.2 Transformador de corriente y transformador de potencial

Son transformadores de medida de baja potencia, también conocidos como sensores o transductores, ofrecen una señal secundaria proporcional a los valores primarios de corriente y tensión.

La función principal de los transformadores de corriente y potencial es extender la visibilidad de la red eléctrica de media tensión, ofreciendo la precisión y confiabilidad que necesitan los medidores y protecciones, permitiendo desplegar funciones avanzadas de automatización, lo que aumenta la supervisión, control y medida y por consecuencia una red eléctrica más eficiente.

2.1.3 Interruptor

El interruptor es el dispositivo que se utiliza para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones de carga nominal o sin carga. la conmutación puede realizarse de modo local mediante botoneras, de modo remoto si el sistema se encuentra automatizado y de modo automático al iniciar el pickup de una protección. La energía que se necesita para operar un interruptor es alta y debe estar disponible en pocos milisegundos, por lo que en la mayoría de los casos se utilizan resortes comprimidos (por intermedio de motores) como método de almacenamiento de energía, la que es liberada mediante bobinas para la operación de apertura y cierre del interruptor.

Cuando se abre un interruptor bajo carga, se produce un arco eléctrico entre sus contactos por lo que es necesario un medio de extinción de arco eléctrico, dentro de los medios más comunes se encuentran:

El aire, que es el aislante más común y el menos costoso, sin embargo, el aire también tiene propiedades de menor fuerza dieléctrica y requiere equipos físicamente más grandes y resistentes para soportar los efectos de un arco eléctrico.

El gas aislante, ofrece una fuerza dieléctrica significativamente mejor en comparación con el aire. El gas más comúnmente utilizado como medio aislante es el hexafluoruro de azufre (SF₆), en donde los contactos eléctricos están sellados dentro de un tanque con gas SF₆ presurizado.

El vacío es una de las soluciones más populares en media tensión, ya que presenta una alta fortaleza dieléctrica y una velocidad de interrupción muy rápida. Cuando los contactos principales en un ambiente de vacío se separan, el arco generado se disipa en forma de

plasma de vapor metálico, al pasar la forma de onda por cero el arco es totalmente extinguido.

2.1.4 Relé de protección

La función principal del relé de protección es detectar condiciones anormales del sistema y dirigir al interruptor del circuito para operar. El relé obtiene información de las variables del sistema por intermedio de los transformadores de corriente y potencial, información que puede ser almacenada, distribuida y analizada para determinar la conmutación del interruptor.

La mayoría de los relés de protección actuales son electrónicos de estado sólido o dispositivos basados en microprocesadores, aunque los dispositivos electromecánicos más antiguos todavía están disponibles y siguen funcionando.

2.2 Protocolo Modbus

2.2.1 Sobre el protocolo modbus

Modbus es un protocolo de comunicaciones situado en los niveles 1, 2 y 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo (RTU) o cliente/servidor (TCP/IP), diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar de facto en la industria, es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales.

Las principales razones por las cuales el uso de Modbus en el entorno industrial se ha impuesto por encima de otros protocolos de comunicaciones son:

- ✚ Se diseñó teniendo en cuenta su uso para aplicaciones industriales.

- ✚ Es público y gratuito.
- ✚ Es fácil de implementar y requiere poco desarrollo.
- ✚ Maneja bloques de datos sin suponer restricciones.

Modbus permite el control de una red de dispositivos, por ejemplo, un sistema de medida de temperatura y humedad, y comunicar los resultados a un ordenador. Modbus también se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión adquisición de datos (SCADA). Existen versiones del protocolo Modbus para puerto serie y Ethernet (Modbus/TCP).

Cada dispositivo de la red Modbus posee una dirección única. Cualquier dispositivo puede enviar órdenes Modbus, aunque lo habitual es permitirlo sólo a un dispositivo maestro. Cada comando Modbus contiene la dirección del dispositivo destinatario de la orden. Todos los dispositivos reciben la trama, pero solo el destinatario la ejecuta (salvo un modo especial denominado "Broadcast").

Cada uno de los mensajes incluye información redundante que asegura su integridad en la recepción. Los comandos básicos Modbus permiten controlar un dispositivo RTU para modificar el valor de alguno de sus registros o bien solicitar el contenido de dichos registros.

2.2.2 Versiones del protocolo

Hay muchas variantes de protocolos Modbus, existen versiones del protocolo Modbus para el puerto serie, para Ethernet, y otros protocolos que soportan el conjunto de protocolos TCP/IP de Internet:

- ✚ **Modbus RTU:** Es la implementación más común disponible para Modbus. Se utiliza en la comunicación serie y hace uso de una representación binaria compacta de los

datos para el protocolo de comunicación. El formato RTU sigue a los comandos/datos con una suma de comprobación de redundancia cíclica (CRC), como un mecanismo de comprobación de errores para garantizar la fiabilidad de los datos. Un mensaje Modbus RTU debe transmitirse continuamente sin vacilaciones entre caracteres. Los mensajes Modbus son entramados (separados), por períodos inactivos (silenciosos).

✚ **Modbus ASCII:** Se utiliza en la comunicación serie y hace uso de caracteres ASCII para el protocolo de comunicación. El formato ASCII utiliza un checksum de control de redundancia longitudinal (LRC). Los mensajes Modbus ASCII están entramados por los dos puntos principales (":") y la nueva línea (CR/LF).

✚ **Modbus TCP/IP o Modbus TCP:** Se trata de una variante Modbus utilizada para comunicaciones a través de redes TCP/IP, conectándose a través del puerto 502.2. No requiere un cálculo de suma de verificación (checksum), ya que las capas inferiores ya proporcionan protección de checksum.

✚ **Modbus sobre TCP/IP o Modbus sobre TCP o Modbus RTU/IP:** Esta es una variante de Modbus que difiere del Modbus TCP en que se incluye una suma de comprobación en la carga útil como en Modbus RTU.

2.2.3 Modelo de Datos Modbus

El modelo de datos en Modbus distingue entre entradas digitales (discrete input), salidas digitales (coils), registros de entrada (input register), y registros de retención (holding registers). Las entradas y salidas digitales ocupan, evidentemente, un bit; mientras que los registros, tanto de entrada como de retención, ocupan dos Bytes.

La siguiente tabla N° 2.1 es de tipos de objetos proporcionados por un dispositivo esclavo Modbus a un dispositivo maestro Modbus:

Tabla N° 2.1: Modelo de datos Modbus.

Tipo de objeto	Acceso	Tamaño
Discrete input	Solo leer	1 bit
Coil	Leer/escribir	1 bit
Input register	Solo leer	16 bits
Holding register	Leer/escribir	16 bits

Fuente: Manual de electricidad.

2.2.5 Implementaciones

Todas las implementaciones presentan variaciones respecto al estándar oficial. Algunas de las variaciones más habituales son:

✚ Tipos de Datos:

- Coma Flotante IEEE.
- Entero 32 bits.
- Datos 8 bits.
- Tipos de datos mixtos.
- Campos de bits en enteros.
- Multiplicadores para cambio de datos a entero. 10, 100, 1000, 256.

✚ Extensiones del Protocolo:

- Direcciones de esclavo de 16 bits.
- Tamaño de datos de 32 bits (1 dirección = 32 bits de datos devueltos.).

2.3 PLC ABB AC500

La plataforma de automatización de un AC500 se distingue por su escalabilidad, flexibilidad, oferta muy amplia de comunicaciones y además por su facilidad de configuración, programación y puesta en marcha. La compatibilidad total entre CPU AC500 y AC500- eCo y módulos de E/S S500 y S500-eCo, las comunicaciones integradas y opcionales y la programación estándar mediante la misma herramienta de ingeniería Automation Builder, hacen de la plataforma AC500 la solución ideal para aplicaciones sencillas, arquitecturas avanzadas, aplicaciones en condiciones extremas (AC500-XC), e incluso sistemas redundantes con el sistema AC500 High Availability. Las capturas de pantalla en este documento se han hecho con Windows 7, Windows® siendo una marca registrada del grupo Microsoft.

2.3.1 Elementos de funcionamiento, conexión de la CPU AC500-eCo

Son señalados a continuación en la figura N° 2.3.

- ✚ LED de estado: PWR (alimentación), RUN, ERR y estado de las Entradas / Salida.
- ✚ Conmutador Run / Stop. Operación de control de la CPU.
- ✚ CPU Ethernet con el puerto RJ45 con funcionalidad FTP (servidor).
- ✚ HTTP (servidor Web), SNTP (protocolo de tiempo de red simple), SMTP (correo electrónico), BACNet (comunicación de datos), KNX IP (control de Home & building) y MySQL (gestión de base de datos).
- ✚ COM1: Acceso en línea, Modbus RTU (RS485), Maestro de bus CS31, ASCII. Entradas / Salidas integradas.

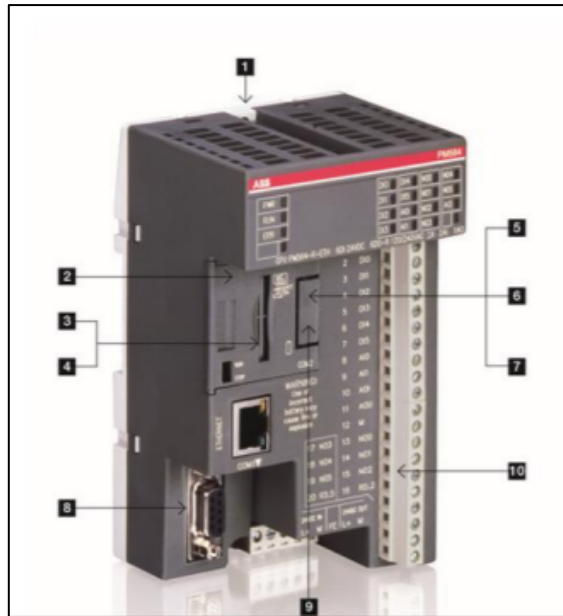


Figura N° 2.3: Partes PLC ECO.

Fuente: Manual de electricidad.

2.3.2 ¿Qué accesorios puede incorporar?

La CPU AC500-eCo ofrece todo lo que pueda esperar de un controlador lógico programable (PLC) moderno, al cual se puede integrar módulos de ampliación en formato modular o compacto.

Todo esto desde un software completo incluyendo una herramienta para visualización mediante el servidor, como se observa a continuación en la figura N° 2.4.

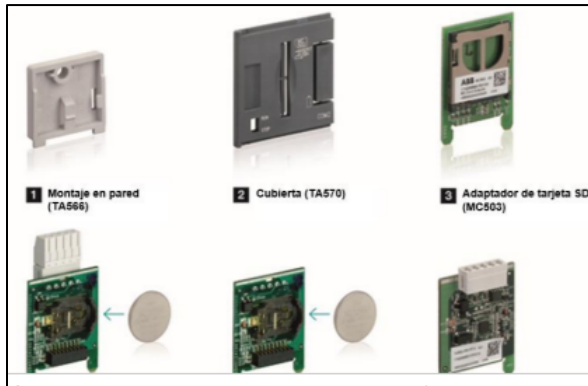


Figura N° 2.4: Accesorios PLC ECO.

Fuente: Manual de electricidad.

2.3.3 Cómo conectar la fuente de alimentación a la CPU AC500-eCo

En función de la variante de la CPU AC500-eCo, el módulo tiene que ser alimentado a 24VDC o 100- 240VAC.

Un bloque de terminales de tornillo, como el de la figura N° 2.5, permite la conexión de la alimentación, la que debe conectarse en las entradas IN del conector.

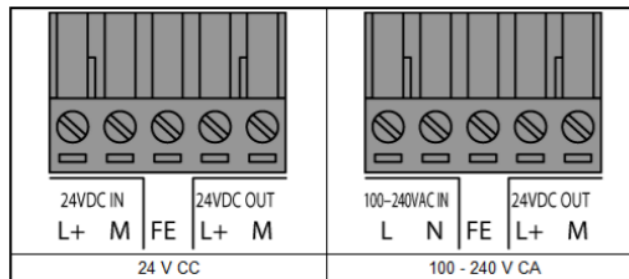


Figura N° 2.5: Alimentación PLC ECO.

Fuente: Manual de electricidad.

2.3.4 AC500

La gama de PLC AC500 proporciona una plataforma fiable y potente para diseñar y crear soluciones de automatización escalables, flexibles y competitivas.

Escalables: La escalabilidad del PLC AC500 se logra ofreciendo una gran variedad de dispositivos para diseñar e implementar configuraciones adecuadas, para tareas de control sencillas o soluciones de automatización complejas.

Mediante una herramienta de ingeniería única es posible realizar aplicaciones simples hasta las más complejas.

Competitivas: La plataforma AC500 dispone de varias CPU, módulos de E/S, módulos de comunicación y accesorios, entre otros.

La combinación perfecta entre los diferentes tipos de módulos de E/S y CPU, permite adaptarse a los requisitos individuales de cada aplicación y así ofrecer una solución competitiva.

Flexibles: La plataforma AC500 ha sido diseñada para ofrecer la facilidad necesaria, seguridad y fiabilidad para expandir el sistema de automatización a nuevos retos.

La memoria, el rendimiento y las posibilidades de comunicación significan mayor funcionalidad, visualización avanzada y más comodidad de operación para obtener mejores soluciones.

2.3.5 Módulos de comunicación AC500

Se han desarrollado diferentes opciones de comunicación para la plataforma AC500, tanto a nivel de control como de campo.

Esto beneficia a los clientes para que su solución de automatización sea compatible con el pasado, adaptada al presente y preparada para el futuro.

La base de la CPU AC500 dispone de 4 interfaces de comunicación (serie y Ethernet entre otros), y permite añadir hasta 4 módulos de comunicación (según la base de terminales escogida).

Estos módulos de comunicación opcionales proporcionan una gran variedad de posibilidades de comunicación y pueden ser integrados en diferentes combinaciones para soluciones de automatización grandes y pequeñas.

Los protocolos de comunicación que ofrecen los dispositivos son:

- ✚ Serie (Modbus RTU / ASCII / RCOM / ABB CS31).

- ✚ Ethernet (Modbus TCP/IP / UDP).

- ✚ PROFIBUS DP.

- ✚ CANopen.

- ✚ DeviceNet.

- ✚ PROFINET.

- ✚ EtherCAT.

- ✚ RCOM.

- ✚ ABB CS31.

2.4 Switchgear Schneider Electric Easergy P3

2.4.1 Easergy P3 Schneider Electric

Schneider Electric S.A. es una compañía francesa que actúa principalmente en los sectores de energía e infraestructura, proporcionando equipos para redes de distribución y optimización eléctrica y automatización industrial. En este ámbito, los principales productos y servicios de solución que ofrece a sus clientes son: Procesos de control y supervisión, fuentes de alimentación y distribución, seguimiento y control de energía, redes eléctricas inteligentes, sistemas de prepago para entregar electricidad a sectores lejanos, entre otros.

La empresa tiene presencia en 190 países alrededor del mundo, regionalmente está presente en naciones como: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú, Venezuela, por mencionar algunos. Registra más de 130 mil empleados. Easergy P3 Relé de protección eléctrica enfocado en la gestión de redes de distribución con funciones de protección de alimentador, motor y transformador en un solo dispositivo, está diseñado para la protección contra sobre corriente y arco eléctrico.

2.4.2 Ventajas y especificaciones

Ventajas

- ✚ **Optimización de procesos:** Aporta inteligencia al sistema, permitiendo que los activos proporcionen datos de proceso avanzados mediante protocolos de comunicación, y un software robusto para operaciones más inteligentes.
- ✚ **Seguridad mejorada:** Operaciones más seguras para aplicaciones de media tensión, con más de 40 funciones de protección, incluyendo la protección de arco integrada, las cuales también pueden ser modificadas y ajustadas a distancia mediante el uso del software del equipo.

- ✚ **Mejor conectividad:** Conexiones remotas con nuevos protocolos de comunicación totalmente compatibles con modbus RTU, también posee la opción de configuración de IP en el equipo, para su uso mediante el puerto ethernet integrado, facilitando el uso de comunicaciones industriales, para controles de procesos avanzados.

Especificaciones

Se mencionan a continuación en la figura N° 2.6, donde principalmente se destacan los protocolos de comunicación utilizados para este estudio.

- ✚ Ethernet IP.
- ✚ Modbus serial.
- ✚ Modbus over ethernet.

Easergy P3 contains Two main devices, each with specific functions to address your needs in a one-box design, regardless of application.	Easergy P3 Standard			Easergy P3 Advanced	
	P3U10	P3U20	P3U30 with directional O/C with voltage protection	P3F30 with directional	P3L30 line diff. & distance
Voltage	-			-	
Feeder	-			-	
Transformer	-			-	
Motor	-			-	
Generator	-			-	
Characteristics	1/5A CT (x3)			1/5A CT (x3)	1/5A CT (x6)
Measuring inputs	1/5A CT or 0.2/1A CT			1/5A CT & 1A CT or 1A CT & 0.2A CT	1/5ACT (x2) & 1A CT or 1/5A CT & 1A CT & 0.2A CT
	VT (x1)		VT (x4)	VT (x4)	VT (x4)
Arc-flash sensor input	-			0 to 4 point sensor ⁽¹⁾⁽²⁾	0 to 4 point sensor ⁽¹⁾
Digital	Input	2	10	16	6 to 36
	Output	5 + SF	5 + SF	8 + SF	10 to 21 + SF
Analogue	Input	-	0 or 4 ⁽³⁾	0 or 4 ⁽³⁾	0 or 4 ⁽³⁾
	Output	-	0 or 4 ⁽³⁾	0 or 4 ⁽³⁾	0 or 4 ⁽³⁾
Temperature sensor input	-			0 or 8 or 12 ⁽³⁾	0 or 8 or 12 ⁽³⁾
Front port	USB			USB	
Nominal power supply	24V dc or 48-230V ac/dc			24 to 48V dc or 110-240V ac/dc	
Ambient temperature, in service	-40 to 60°C (-40 to 140°F)			-40 to 60°C (-40 to 140°F)	
Communication	-			-	
Rear ports	-			-	
RS232, IIRIG/B, RS485, Ethernet	-	•	•	•	•
IEC61850 ed1 & ed2	-	•	•	•	•
IEC 60870-5-101 & 103	-	•	•	•	•
DNP3 over Ethernet	-	•	•	•	•
DNP3 serial	-	•	•	•	•
Modbus serial	-	•	•	•	•
Modbus over Ethernet	-	•	•	•	•
Ethernet IP	-	•	•	•	•
DeviceNet	-	•	•	•	•
Profibus DP	-	•	•	•	•
SPANbus	-	•	•	•	•
Redundancy protocols (RSTP/PRP)	-	•	•	•	•
Others	-			-	
Control	1 object mimic	6 controlled + 2 monitored objects mimic		6 controlled + 2 monitored objects mimic	
Logic (Matrix + Logic equation)	-			-	
Withdrawable CT connector with shorting	-			-	
Remote HMI	-			-	
Hardware dimensions (W/H/D)	171 x 176 x 214 mm / 6.73 x 6.93 x 8.43 in			264 x 177 x 208 mm / 10.39 x 6.97 x 8.19 in	

(1) Depends on optional module
(2) Arc flash protection option not available on Easergy P3L30
(3) 226 mm (8.90 in) with ring-bug connectors

Figura N° 2.6: Especificaciones ATV600.

Fuente: Manual de electricidad.

2.5 Evaluación económica de la mejor solución

En los proyectos de ingeniería es necesario definir indicadores para la evaluación de su desempeño económico, los principales indicadores de proyectos son:

2.5.1 Valor actual neto (VAN)

Este indicador corresponde a la suma de los flujos de efectivo del proyecto para un tiempo cero (actual), para un proyecto en el que se están evaluando N periodos el VAN se calcula según:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 2.1})$$

Donde:

✚ r : representa la tasa de descuento del proyecto que aumenta para sistemas más riesgosos y representa el valor del dinero en el tiempo.

✚ Un proyecto que retorne flujos de efectivo posee un VAN mayor a cero.

2.5.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador se define como la tasa de descuento a la que el proyecto posee VAN igual a cero, luego la TIR se puede calcular igualando a cero la ecuación.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 2.2})$$

Otra forma de entender la TIR es como la tasa que entrega un monto equivalente a la inversión del proyecto en el tiempo de evaluación.

CAPÍTULO III

SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

3.1 Sistema de media tensión mina Santos

El sistema de media tensión se sitúa en el rango intermedio entre los sistemas de baja tensión, tales como los consumos domiciliarios y edificios, y los sistemas de alta tensión, empleada en la transmisión de energía a larga distancia. El sistema de media tensión ha adquirido un papel crucial al facilitar la distribución eficiente y segura de la energía eléctrica, donde se requiere una potencia mayor que la que puede proporcionar la baja tensión, pero aún no se justifican los costos en estructura asociados con la alta tensión. La media tensión es protagonista en las redes de distribución y se utiliza en aplicaciones comerciales, industriales y fuertemente en la minería.

Un sistema de media se compone básicamente, de un sistema estructural, encargado de soportar, aislar y proteger los conductores, elementos o dispositivos del sistema. Una de las partes más importantes del sistema de media tensión son sus conductores ya que son los encargados de transportar la energía eléctrica en cantidad y calidad suficiente de acuerdo con las necesidades demandadas. La elección del tipo de conductor varía de acuerdo con: factores ambientales, capacidad de carga, tipo de instalación, entre otras. Complementando el sistema se encuentran los dispositivos de protección, control, maniobras y transformación, que permiten modelar las variables eléctricas a los niveles demandados, resguardando el correcto funcionamiento y vida útil de los activos que componen el sistema de media tensión.

En la figura N° 3.1, se muestra el diagrama unilineal de media tensión en mina Santos, donde se exponen los principales elementos que integran el circuito, además dada la naturaleza de yacimiento subterráneo de mina Santos, en cuanto a la construcción de las líneas de media tensión se observa la combinación de tramos con tendido aéreo y tramos subterráneo que ingresan a diferentes niveles, hasta las subestaciones disponibles en el interior de la mina.

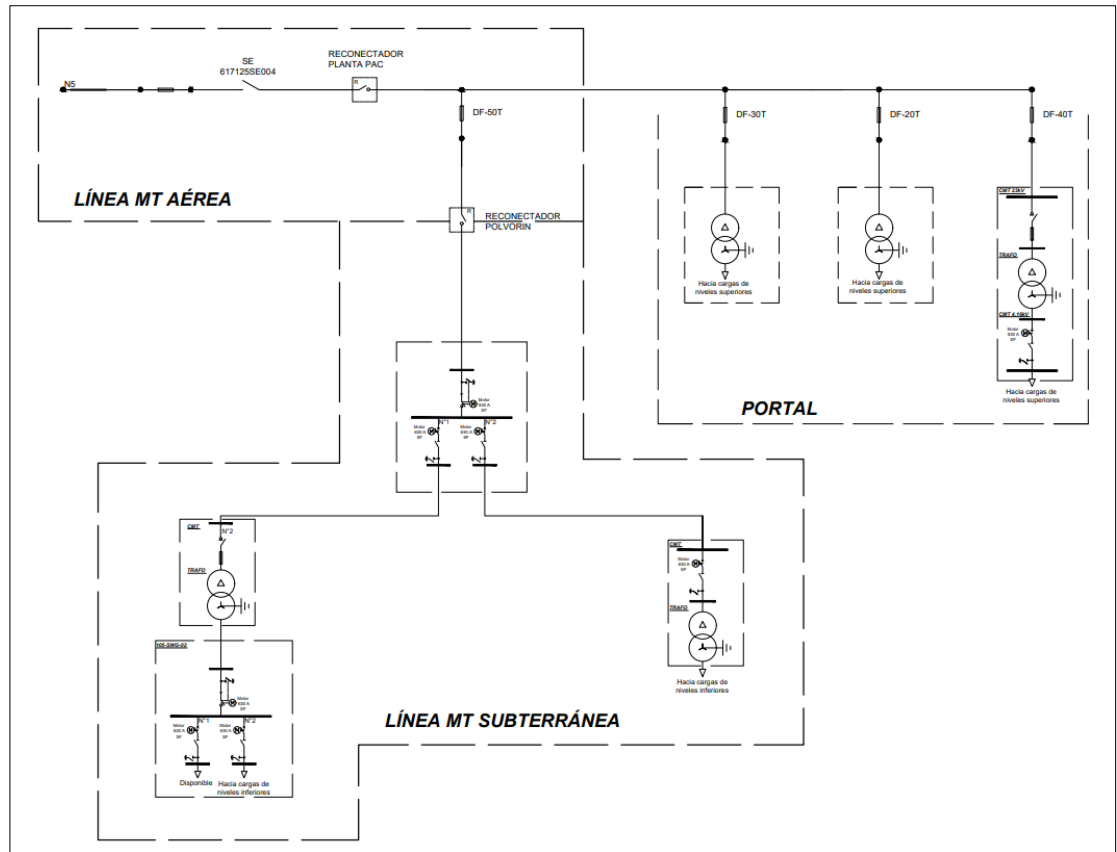


Figura N° 3.1: Diagrama unilineal mina Santos.

Fuente: Minera Candelaria.

En Chile, el pliego técnico normativo RPTD N°2, clasifica a las instalaciones destinadas a la producción, almacenamiento y distribución de energía eléctrica. En el punto 4, las clasifica según su nivel de tensión, estableciendo que, se considera media tensión cuando la instalación eléctrica consta de tensión nominal en 1 kV (1000 volt), e inferior o igual a 23 kV (23000 volt).

Mina Santos posee un sistema de media tensión de 23 kV (23000 volt), con secciones en 4,16 kV (4160 volt) y una longitud aproximada entre todos sus tramos de 10500 metros de extensión.

3.1.1 Distribución en media tensión de mina Santos

A modo de facilitar la ubicación específica, donde se ejecutó este proyecto de título, se describe de forma simplificada y secuencial parte la red de media tensión comprometida en el desarrollo del proyecto.

El sistema de media tensión de mina Santos tiene su origen en el empalme denominado nodo N5. Se extiende con distribución aérea, pasando a los 90 metros por un seccionador, luego a 40 metros se encuentra el reconectador planta PAC. Después del reconectador PAC continua su distribución aérea por 2250 metros hasta el punto de derivación desde la línea principal denominado DF-50T. Posteriormente al punto de derivación, distante a unos 5 metros, las líneas ingresan al reconectador Polvorín.

Desde el nodo N5, hasta el reconectador polvorín, las líneas de distribución aérea van montadas sobre aisladores se porcelana, soportadas en crucetas de acero galvanizado, instaladas sobre postes de hormigón armado.

En la figura N° 3.2, se puede observar el diagrama unilineal con los dispositivos y longitudes que interactúan en el tramo aéreo del sistema de media tensión de mina Santos.

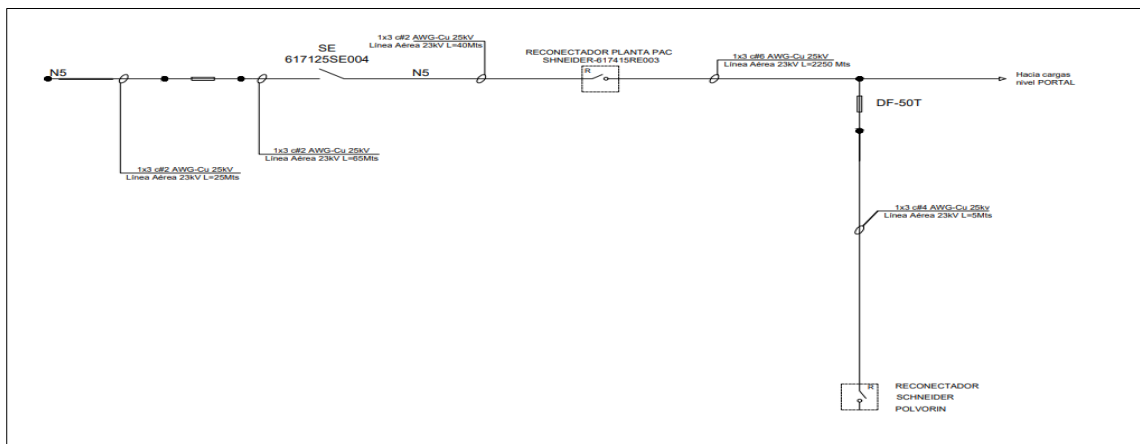


Figura N° 3.2: Diagrama unilineal línea media tensión aérea.

Fuente: Minera Candelaria.

Desde el reconectado polvorín, las líneas de media tensión ingresan subterráneas, canalizadas en ductos de acero galvanizado, atravesando chimeneas, hasta llegar a la subestación de maniobra ubicada en el nivel 430, distante a 360 metros. Las líneas ingresan al interruptor de poder principal del switchgear 105-SWG-01/Nv430, el cual energiza con 23 kV (23000 volt) la barra del switchgear.

Desde la barra y por intermedio de dos interruptores de poder secundarios se suministra la alimentación a dos subestaciones transformadoras, en el primero de los casos, se suministra hacia la subestación 105-SE-20/Nv430, encargada de reducir la tensión desde 23 kV (23000 volt), hasta 4,16 kV (4160 volt). En el segundo caso se suministra energía a la subestación 105-SE-19/Nv310, la que reduce el nivel de voltaje desde los 23 kV (23000 volt), hasta los 0,4-0,23 kV (400-230 volt).

Agua debajo de estos circuitos, derivan la mayoría de las cargas eléctricas, utilizadas en las operaciones de mina Santos.

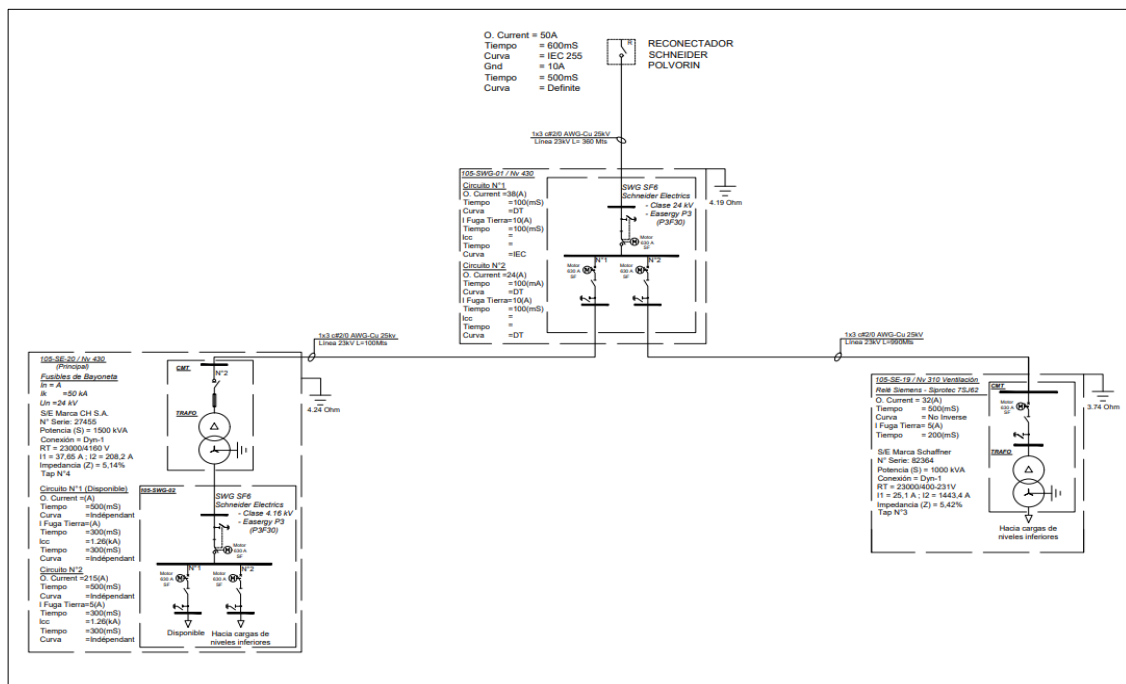


Figura N° 3.3: Diagrama unilineal línea media tensión subterránea.

Fuente: Minera Candelaria.

3.2 Switchgear nivel 430 mina Santos.

El equipo seleccionado para realizar la automatización es el switchgear de la subestación de maniobra, ubicada en el nivel 430, denominado 105-SWG-01/Nv430, del cual se derivan la mayoría de las cargas y circuitos para niveles inferiores de mina Santos. La integración de este switchgear al modo de monitoreo y control remoto genera ventajas significativas en cuanto a mejorar tiempos de respuestas y disponibilidad del suministro eléctrico, especialmente donde está la mayor concentración de equipos mineros de perforación, evitando pérdidas en producción, o detenciones inesperadas.

En la figura N° 3.4, se observa el switchgear 105-SWG-01/Nv430 del nivel 430 en interior mina Santos.



Figura N° 3.4: Switchgear nivel 430.

Fuente: Minera Candelaria.

Es importante señalar las posibilidades que brinda el sistema automatizado, ya que dispone de registros históricos de los consumos de cada celda que es controlada, permitiendo anticiparse a posibles fallas por sobreconsumo o desbalances de cargas.

Por otro lado, el registro de históricos se almacena e indica las causas de los posibles eventos que ocasionan la activación de protecciones y por consecuencia la interrupción del suministro eléctrico. Esta última información resulta fundamental al momento de canalizar las decisiones que se deben tomar frente a labores destinadas a resolver las causas de alguna avería.

La opción de comandar remotamente la apertura o cierre de un circuito evita la exposición de personas a este tipo de maniobras, maniobras que por lo demás concentran parte de los accidentes con más alto potencial en cuanto a energía eléctrica se refiere.

Es preciso comentar que si bien, no en todas las instalaciones existe un estudio relacionado a la energía incidente de la instalación eléctricas, estudio que permite establecer zonas seguras, distancias de aproximación o restringidas, también establece el tipo de elementos de protección personal que se debe utilizar al momento de ingresar a la instalación eléctrica. De acuerdo con el nivel de tensión los elementos de protección personal del tipo aislante no deben ser inferior a la clase 3 (26500 volt), mientras que para minimizar los efectos de la exposición a arc flash, se sugiere utilizar traje completo con capucha y careta facial categoría 4, con protección mínima de 40 (cal/cm²).

3.2.1 Switchgear Easergy P3 mina Santos

En el nivel 430 de mina Santos se utiliza un switchgear marca Schneider equipado con un relé de protección Easergy P3. El funcionamiento del relé se inicia con la información obtenida de los transductores de tensión y corriente disponibles en el switchgear, y mediante entradas y salidas lógicas, gestionar la apertura o cierre del interruptor cuando de inicia el pick up de alguna protección, y por consecuencia proteger los activos de la instalación. El relé de protección Easergy P3, permite comunicarse con sistemas como SCADA local, supervisión superior o centro de operaciones, además de almacenar

históricos y alarmas. Presenta diferentes tipos de aplicaciones ya sea para proteger alimentadores, transformadores, generadores, motor o barras.

3.2.2 Conexiones de control switchgear nivel 430 mina Santos.

Para realizar la automatización del sistema de media tensión es muy importante conocer cuáles son los equipos instalados y las características de estos, como también analizar los diagramas de conexiones locales en el switchgear.

Una vez identificados los equipos instalados, se debe revisar el tipo de conexiones de control que posee para realizar la automatización de estos, con el uso de conexiones cableadas y con el uso de comunicaciones industriales para verificación de estados y parámetros eléctricos, como se puede observar a continuación en la figura N° 3.5.



Figura N° 3.5: Conexiones switchgear nivel 430.

Fuente: Minera Candelaria.

CAPÍTULO IV

AUTOMATIZACIÓN SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

4.1 Configuración de PLC AC500

4.1.1 Creación de proyecto

En primera instancia se abre el software Automation Builder, en este caso se utiliza la versión 2.1, y elegir “New Project” como se muestra en la figura N° 4.1.

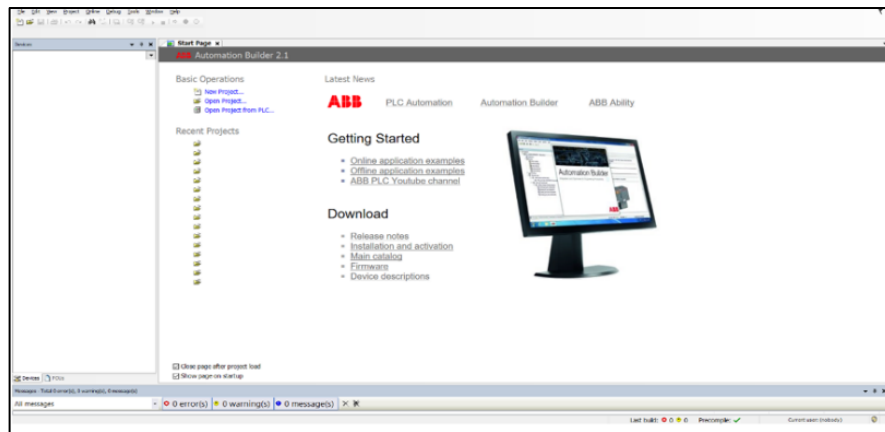


Figura N° 4.1: Autonomía Builder.

Fuente: Manual software Automation Builder.

En la ventana emergente elegir un nuevo proyecto de AC500, a continuación, en la figura N° 4.2 se muestra la ventana.

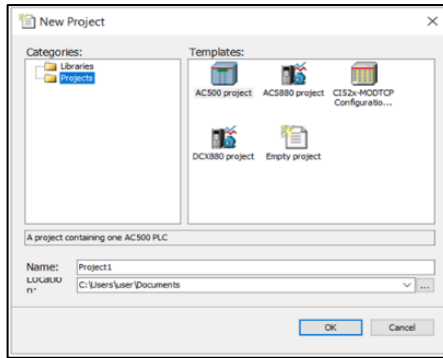


Figura N° 4.2: AC500 Project.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Seguido de esto se debe elegir la CPU con la que se está trabajando, en este caso la AC500 PM573-ETH, que corresponde a la figura N° 4.3.

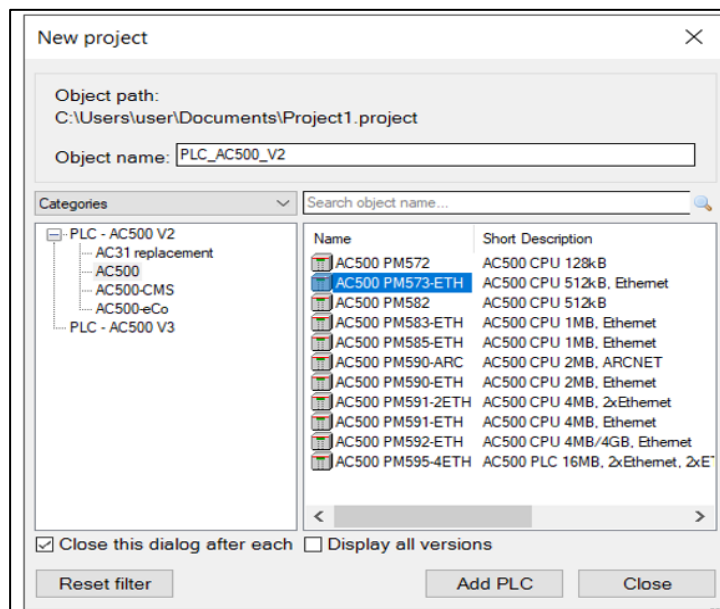


Figura N° 4.3: Escogiendo CPU.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Se requiere agregar el protocolo de comunicación Modbus en el proyecto, esto para poder establecer la comunicación con el OPC, se requiere agregar el protocolo de servidor como el de cliente, que se muestra a continuación en la figura N° 4.4 y figura N° 4.5.

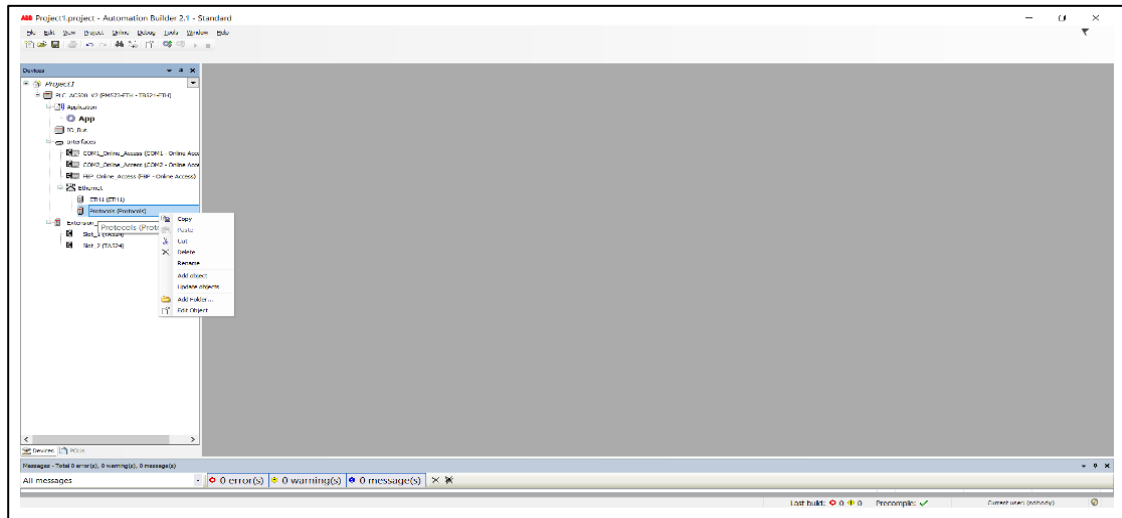


Figura N° 4.4: Agregando protocolos Modbus.

Fuente: Manual software Automation Builder.

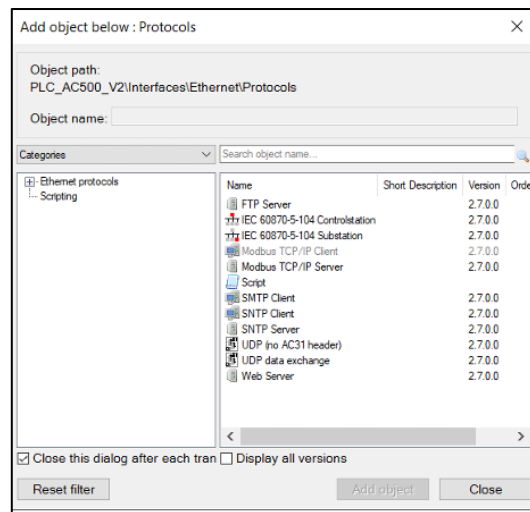


Figura N° 4.5: Protocolo Modbus Client y server.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Para terminar con la configuración de protocolos, se aumentan las conexiones máximas de modo de que el equipo se comunique al OPC sin problemas, como se muestra a continuación en la figura N° 4.6.

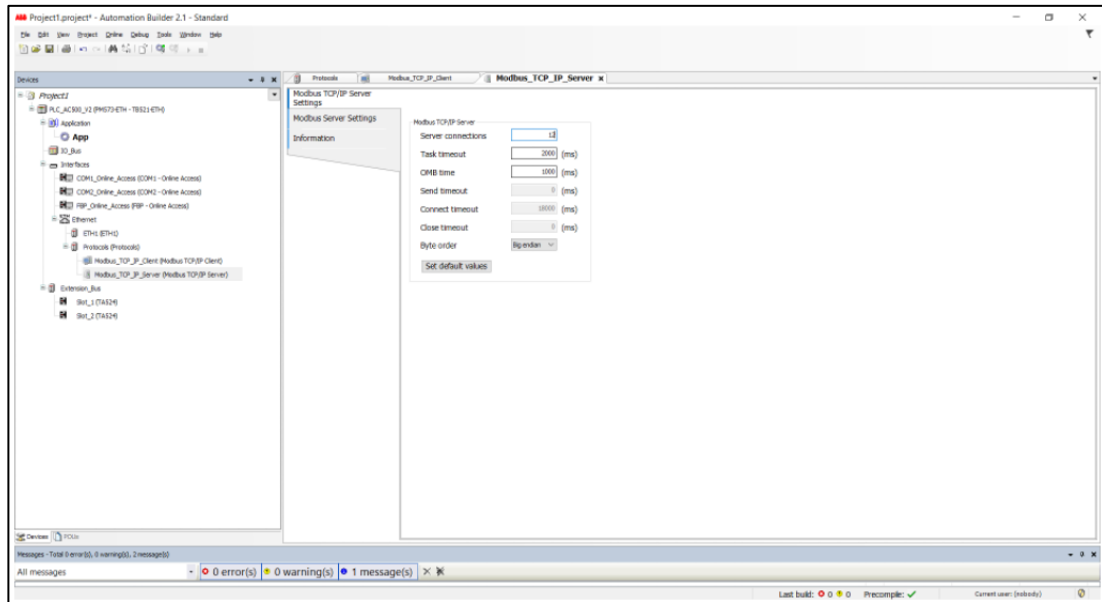


Figura N° 4.6: Aumentando el número de conexiones máximas.

Fuente: Manual software Automation Builder.

4.1.2 Configuración de IP

De acuerdo con lo observado en la figura N° 4.7, se podrá configurar la IP del controlador lógico programable (PLC), para esto se debe hacer clic en ETH1 y deseleccionar “DHCP” para poder agregar una IP de forma manual.

En “IP configuration” se realiza un scan teniendo el PLC conectado con el PC mediante un cable de red, el PLC aparecerá en la lista donde se le debe cargar la IP deseada, como se observa en la figura N° 4.8.



Figura N° 4.7: Cambiando la IP.

Fuente: Manual software Automation Builder.

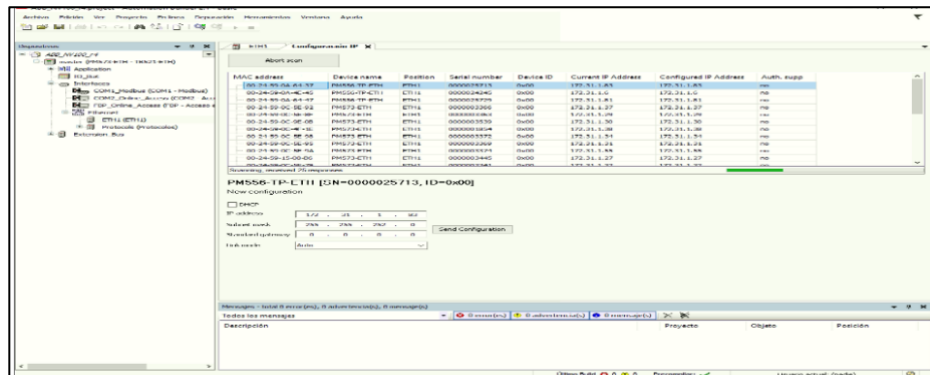


Figura N° 4.8: Escaneando PLC.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Finalmente, en el menú Download manager, se descargan los cambios del proyecto hacia el PLC, tal como se visualiza en la figura N° 4.9.

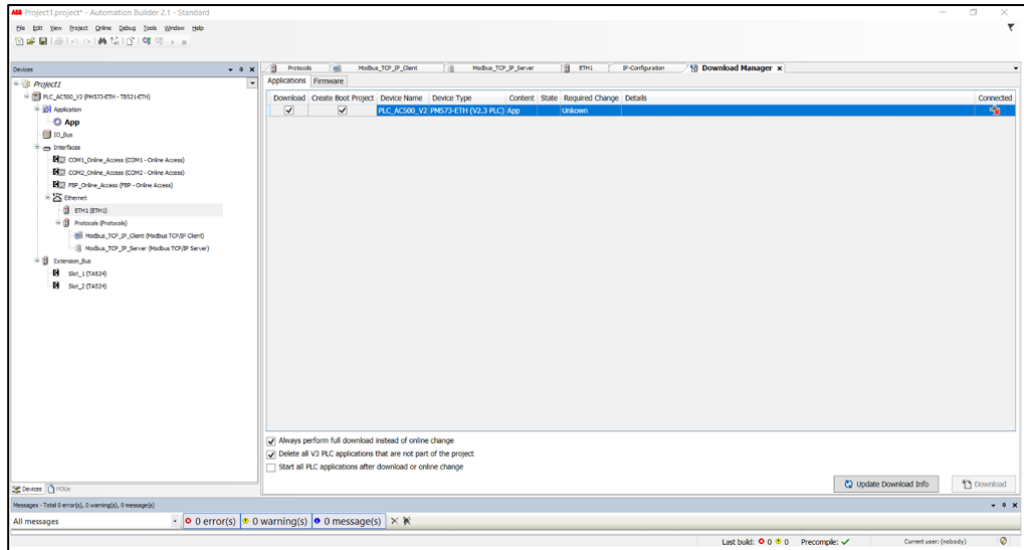


Figura N° 4.9: Descargando proyecto al PLC.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Con esto el PLC queda en condiciones para la escritura de la lógica y la configuración del OPC.

4.2 Configuración de PLC en OPC

4.2.1 Configuración de PLC en Kepservers

En el software Kepservers se procederá a configurar un dispositivo para la lectura de las señales PLC AC500.

Para esto con el software abierto proceder a agregar un nuevo “channel”, como se muestra a continuación en la figura N° 4.10.

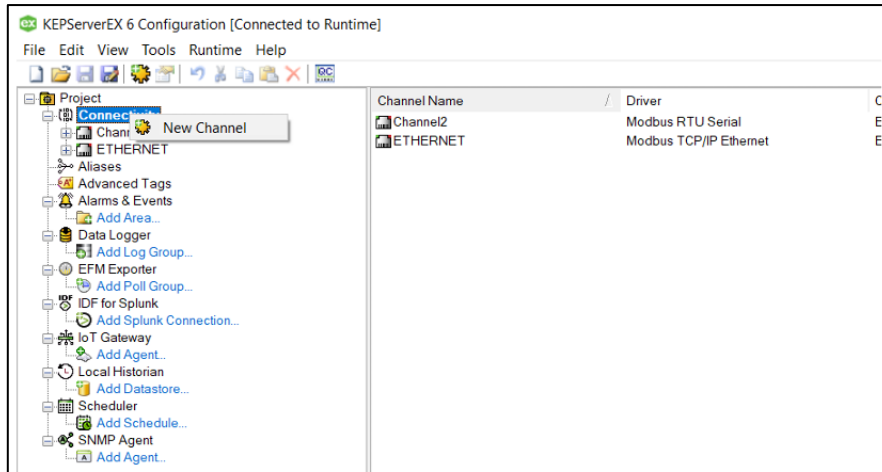


Figura N° 4.10: Creando nuevo canal.

Fuente: Manual software Automation Builder.

En el asistente se debe escoger el tipo “Modbus TCP/IP”, como se muestra en la figura N° 4.11. y continuar con “siguiente”, donde se le debe asignar un nombre al canal como en la figura N° 4.12.

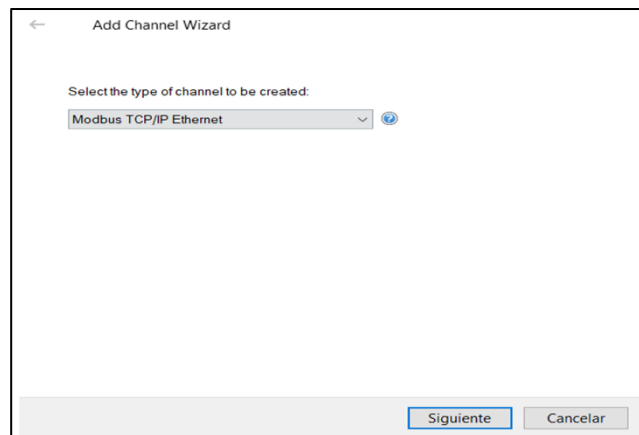


Figura N° 4.11: Escogiendo tipo de canal.

Fuente: Manual software Automation Builder.

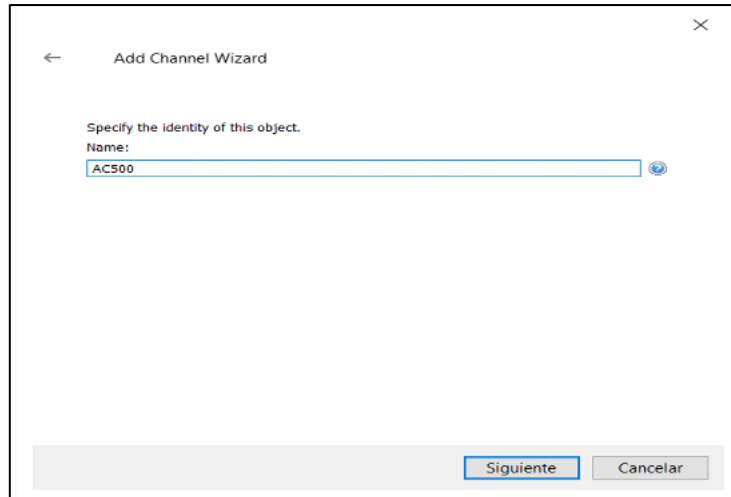


Figura N° 4.12: Asignando nombre.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Al terminar el asistente se tendrá creado el canal como se puede ver en la figura N°4.13, con lo que se puede crear el dispositivo, para esto haremos clic en “click to add device”.



Figura N° 4.13: Agregando un nuevo dispositivo.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Continuando con el asistente se debe asignar un nombre al dispositivo y luego escribirle la IP que se había cargado al PLC anteriormente con el software Automation Builder, como se muestra a continuación en la figura N° 4.14.

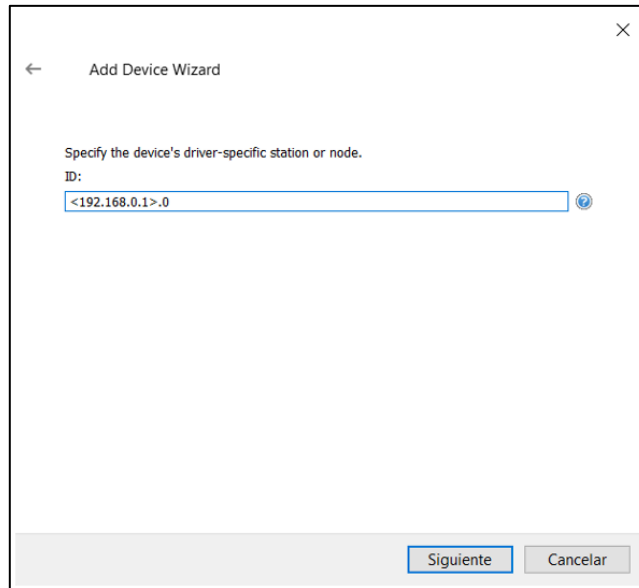
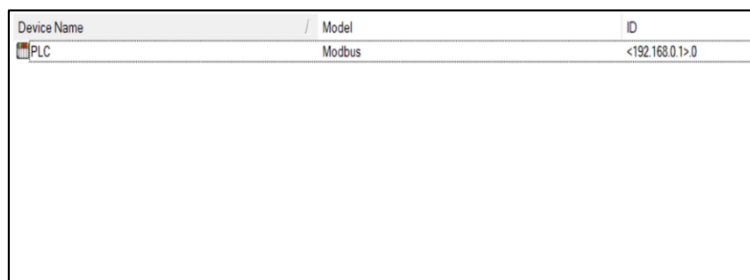


Figura N° 4.14: Asignando IP.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Como se puede observar en la figura N° 4.15 el dispositivo fue creado correctamente.



Device Name	Model	ID
PLC	Modbus	<192.168.0.1>.0

Figura N° 4.15: Dispositivo creado.

Fuente: Manual software Automation Builder.

Con estos preparativos terminados, se está en condiciones de crear los tags en el software que se desea leer desde el PLC, para esto se deberán asignar memorias, las cuales serán leídas por Kepserver a través de las direcciones Modbus.

4.3 Cableado de control desde PLC a Switchgear

4.3.1 Verificación de conexiones para aperturas y cierres desde PLC

Una vez realizada toda la configuración en PLC y Kepserver se debe realizar todo el conexionado de control tanto en el tablero PLC como en el Switchgear según como se indica en la figura N° 4.16.

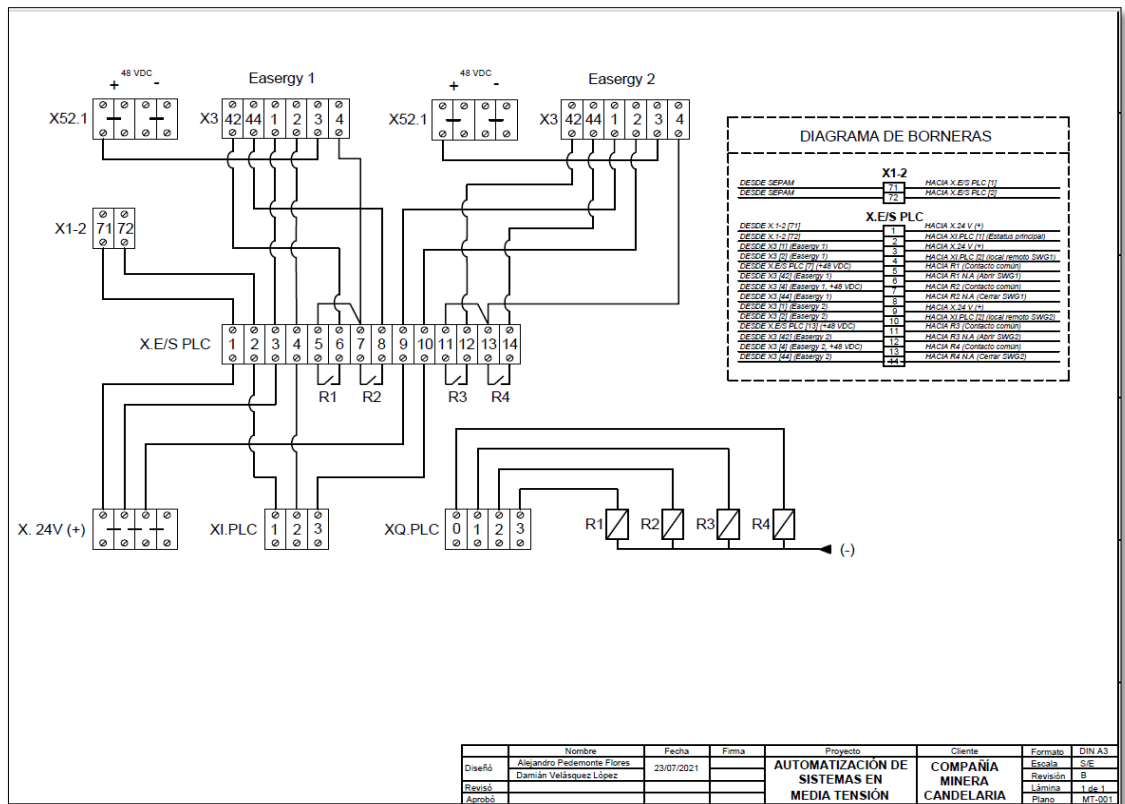


Figura N° 4.16: Diagrama de control PLC – Switchgear.

Fuente: Minera Candelaria.

4.3.2 Implementación de control remoto en Switchgear

Tras identificar los puntos de conexión de cada señal de control para apertura, cierre y estados de las celdas, en el switchgear se deberá conectar como se muestra a continuación, en la figura N° 4.17.

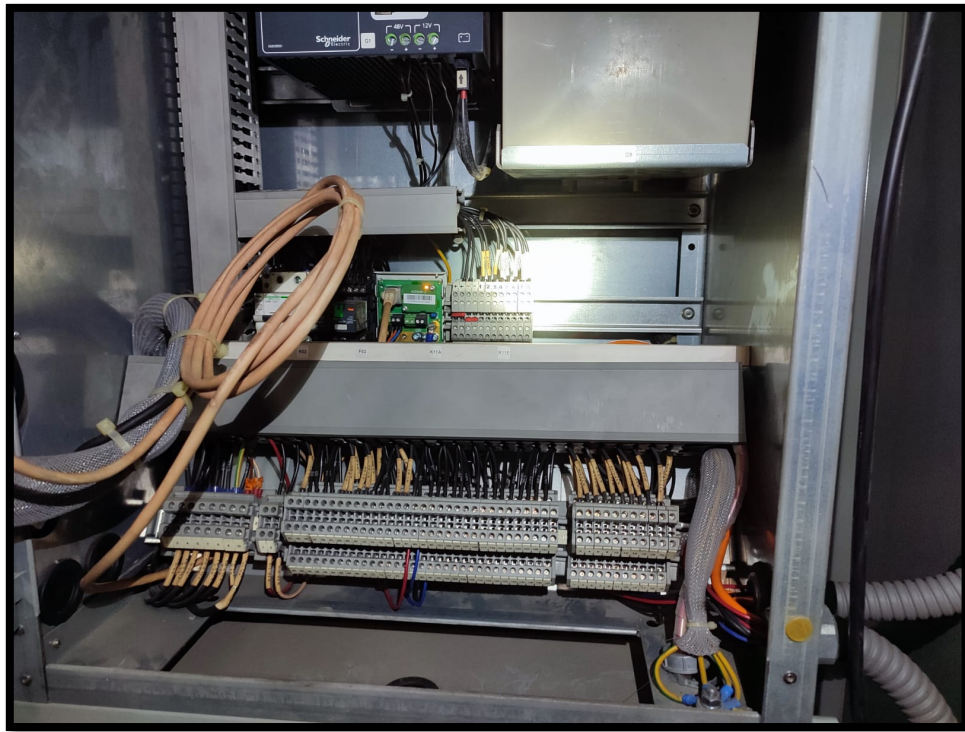


Figura N° 4.17: Conexiones de control en switchgear.

Fuente: Minera Candelaria.

Tras realizar las conexiones en el switchgear, se deberán conectar las señales en las borneras imágenes del tablero PLC como se muestra en la figura N° 4.18.



Figura N° 4.18: Conexiones de control en tablero PLC.

Fuente: Minera Candelaria.

4.4 Creación de pantalla HMI

4.4.1 Configuración de dirección IP en HMI

Proceder a configurar la IP del HMI, para esto se debe acceder al menú principal y seleccionar el submenú de comunicaciones. Se debe ingresar una IP fija de forma manual para establecer comunicación con el equipo.

4.4.2 Pantalla HMI creada

Una vez configurada la IP de la HMI se debe cargar el proyecto para visualización del sistema de media tensión en la pantalla HMI. Como se muestra en la figura N° 4.19. También es posible ingresar a cada uno de los switchgear que se encuentran automatizados presionando sobre el botón rojo.

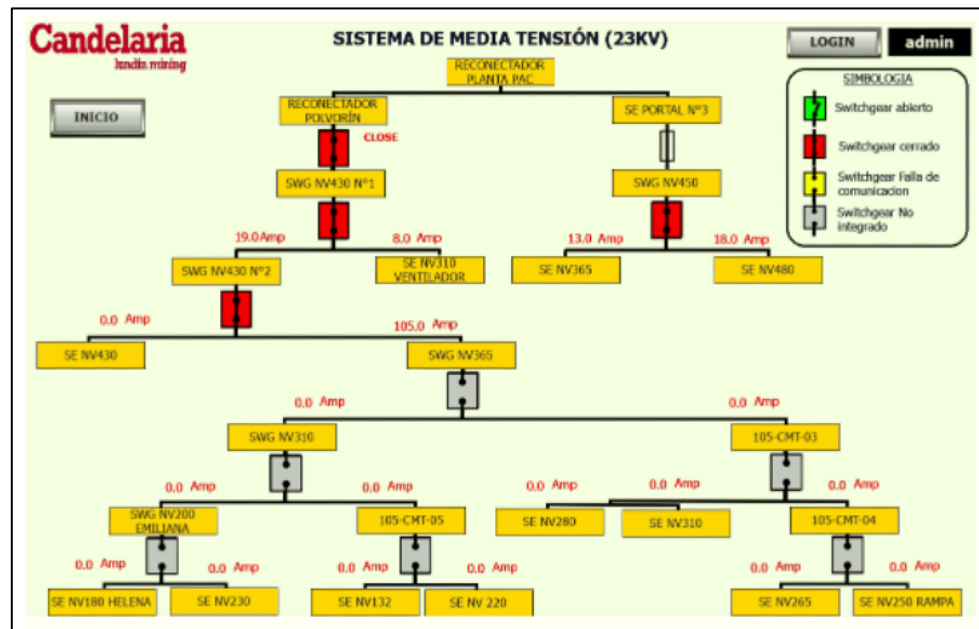


Figura N° 4.19: Diagrama unilineal de media tensión en pantalla HMI.

Fuente: Minera Candelaria.

Tras ingresar al switchgear que se desea visualizar y tomar control para este caso es el switchgear del nivel 430 como se muestra en la figura N° 4.20.

Se pueden ver señales de corrientes, estados de los interruptores y también tomar control de las celdas para aperturas y cierres.

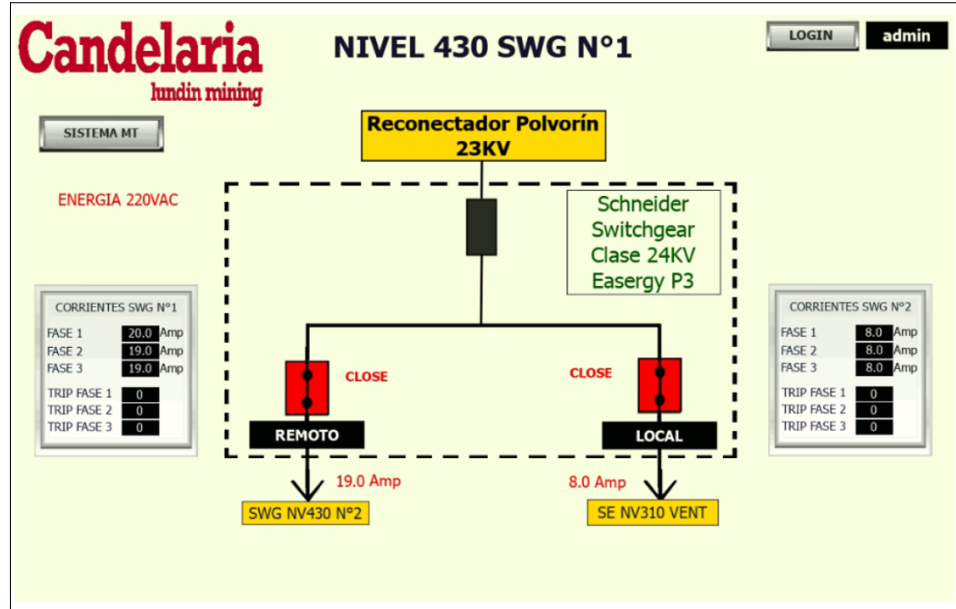


Figura N° 4.20: Pantalla de Switchgear en HMI.

Fuente: Minera Candelaria.

Una vez se realizaron todos los pasos expuestos en este proyecto de título para la implementación de un control remoto de los switchgear, se realizaron pruebas de funcionamiento de los equipos obteniendo resultados satisfactorios para la minera Candelaria. Actualmente se está replicando el control remoto que se expuso en el sistema de media tensión de mina Santos.

4.5 Resultados de la implementación de un sistema automatizado de media tensión

Los resultados de la implementación de un sistema de media tensión pueden variar según los objetivos y necesidades específicas de la instalación eléctrica o el proyecto en cuestión. Algunos resultados comunes que se pueden esperar incluyen:

1. **Mejora en la confiabilidad:** Un sistema automatizado de media tensión, bien diseñado y mantenido, aumenta la confiabilidad de la distribución eléctrica. Menos interrupciones y cortes de energía benefician a las operaciones.

2. **Facilidad de mantenimiento:** El monitoreo constante que permite un sistema automatizado de media tensión, facilita la realización de mantenimiento programado o la gestión de eventos inesperados, lo que se traduce en menores costos de mantenimiento y tiempos de inactividad reducidos.
3. **Integración de energía renovable:** La minería en Chile, se destaca por la evolución y proyección en el uso de energías limpias, por lo que, los sistemas automatizados de media tensión son adecuados para la integración de fuentes de energía renovable, como parques eólicos y plantas solares, entre otros.
4. **Seguridad:** El sistema automatizado de media tensión, permite la operación remota de interruptores y protecciones, lo que contribuye a la seguridad de las personas y la protección de activos, en caso de fallas eléctricas.
5. **Cumplimiento de normativas:** La implementación de un sistema automatizado de media tensión, ayuda a cumplir con las regulaciones de consumo y normativas de seguridad eléctrica.
6. **Monitoreo y control avanzado:** La automatización y la tecnología de control avanzado permiten un monitoreo más preciso y un control más eficiente del sistema de media tensión.
7. **Reducción de costos operativos:** La mejora en la eficiencia y la confiabilidad puede llevar a una reducción de los costos operativos a largo plazo.

En resumen, un sistema automatizado de media tensión es fundamental en la distribución eléctrica y puede brindar numerosos beneficios en términos de confiabilidad, eficiencia, seguridad y capacidad de carga. Los resultados específicos variarán según el entorno y las cargas o consumos finales conectados.

4.6 Beneficios de la implementación de un sistema automatizado de media tensión

Los sistemas automatizados de media tensión en la industria minera, ofrecen varios beneficios significativos tanto para las empresas, como para la salud de la red eléctrica en general. Aquí están algunos de los beneficios clave:

1. **Confiabilidad mejorada:** Un sistema automatizado de media tensión es más confiables, ya que permite el monitoreo constante de variables y síntomas, lo que posibilita anticiparse a fallas mayores.
2. **Mejor distribución de cargas:** El sistema automatizado de media tensión, brindan la opción de generar tendencias de las demandas de consumo, lo que permite equilibrar las cargas, evitando pérdidas por desbalances, mejorando la eficiencia, lo que se traduce en ahorro de energía.
3. **Flexibilidad operativa:** El monitoreo constante que ofrece el sistema automatizado, facilita la gestión de la red y la implementación de operaciones de mantenimiento y reparación, lo que resulta en una mayor flexibilidad operativa.
4. **Menor mantenimiento:** Un sistema automatizado de media tensión, evita el mantenimiento excesivo y disminuye la frecuencia en las inspecciones, lo que a largo plazo puede reducir los costos de operación.
5. **Seguridad mejorada:** El accionamiento a distancia, que brinda un sistema automatizado de media tensión, elimina la interacción de personas en maniobras con interruptores de poder, evitando riesgos asociados a energía eléctrica.

Estos beneficios hacen que la implementación y el uso de sistemas de media tensión sean esenciales en la distribución eléctrica moderna, ya que mejoran la calidad del suministro eléctrico, reducen costos operativos y respaldan la transición hacia una red eléctrica más eficiente y sostenible.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Al realizar el diseño desarrollado dentro de este proyecto de título, compañía Minera Candelaria, actualmente cuenta con herramientas de monitoreo, adquisición y monitoreo de datos para asegurar la eficiencia energética de los equipos de automatización instalados en su proceso productivo, particularmente en compañía minera Santos, lo que permite sincronizar los datos de consumo con los costos de energía, así como la visualización de eventos históricos y actuales que indican fallas en los diversos equipos estratégicos que posee la compañía.

Sistema operativo de elementos de media tensión. Esto está determinado por el hecho de que el sistema desarrollado, además de mostrar el estado digital, brinda información sobre los dispositivos de medición, como fecha y hora de recolección de datos, niveles de voltaje, corriente, energía activa, energía reactiva y energía aparente. Con esta entrada y los resultados, los operadores pueden comprender las tareas de control que se deben realizar para garantizar la mejor productividad y eficiencia.

Por ejemplo, la figura N° 5.1 muestra la ventana de visualización de los parámetros y estados provenientes del dispositivo de medición.

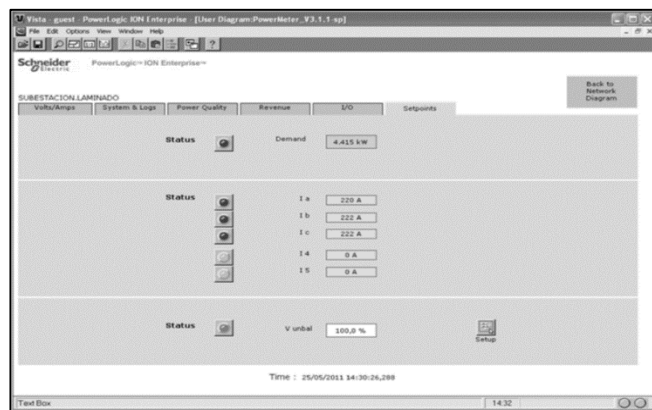


Figura N° 5.1: Parámetros y estados.

Fuente: Minera Candelaria.

Con todo esto se facilita la realización de auditorías energéticas periódicas dirigidas a identificar y evaluar medidas para la optimización de los costos de energía, ya sea a través de cambios y mejoras en el proceso productivo o en el mantenimiento y cambios tecnológicos realizados en general.

5.1 Propuesta Económica

La autorización del Sistema de Control Distribuido (SCD), toma en cuenta el tiempo de ejecución del proyecto, factor humano, materiales a utilizar y módulos a reponer, el tiempo estimado para este proyecto es de 15 días.

Un factor muy importante a considerar durante la ejecución del proyecto es el personal en uso y especialmente la jornada laboral (M/H), ya que esto tiene un impacto económico en el proyecto, debido a que el salario del empleado corresponde a la jornada laboral durante la ejecución de la obra.

El proyecto como tal se ha evaluado en función de los datos de inversión y los datos de recuperación de gastos de actividades habituales realizadas en los años anteriores y el rango de gastos mínimos y máximos de forma intercalada, se detallaron para este proyecto los gastos de operación para realizar toda la instalación en un total de 8.742 US\$ y el monto de inversión en la adquisición de materiales en un total de 33.769 US\$, también se tomó en consideración los gastos periódicos de mantenimiento preventivo de motores y tableros de los diversos equipos estratégicos de la compañía minera subterránea Santos, con frecuencia de al menos 2 veces por año, incluyendo herramientas y materiales, ambos llegando a sumar 720.000 US\$ de forma anual, para realizar el análisis de flujo de caja se determinó considerar los montos económicos que serán reducidos en cada evento reportado en la planta, dentro de estos se consideraron los siguientes:

Tabla N° 5.1: Recuperación de gastos.

Ítem	US\$
Mantenimiento de líneas de distribución	850.000
Mantenimiento correctivo de motores	18.000
Paralización de producción x hora	42.000
Paralización de producción x falla	18.000
Paralización por salida de contactores o ITM	38.000
Mantenimiento del sistema	120.000
Reducción de producción por falta del equipo	38.000
Total	1.124.000

Todo el flujo de caja se realizó con una tasa de descuento de un 10 %, este porcentaje se considera en función a la información disponible por parte de la empresa, ya que el dinero a invertir, si fuera depositado, generaría ingresos y sería del 10 %, por ello se toma como referencia.

Al realizar el análisis del valor actual neto (VAN), se consideró en primera instancia un análisis a 11 años de operación de la planta, encontrándose con una gran rentabilidad de 56.416 US\$ con un TIR de 34,52 % y estos valores indican que el proyecto es muy rentable a 11 años, se realizó un análisis adicional para evaluar la rentabilidad del proyecto en menor cantidad de años y se logró determinar que para recuperar la inversión solo se necesitaría de 4 años, en este análisis se determinó que al cuarto año se obtendría una ganancia de 5.694 US\$ teniendo como referencia una tasa interna de retorno (TIR), de 16,09 %, a continuación, en la tabla N° 5.2 se muestra el flujo de caja respectivo expresado en US\$.

Tabla N° 5.2: Flujo de caja proyecto en US\$.

Flujo de Caja (US\$)		Tasa de descuento	10%											
Tipo de	Descripción de la inversión	Inversión	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Gastos de Inversión	Inversión de operaciones	-8.742												
	Inversión de materiales	-33.769												
	Mantenimiento preventivo de equipos estratégicos		480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
	Mantenimiento preventivo de tableros de control		240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	
Recuperación de Gastos	Mantenimiento de líneas de distribución		850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	
	Mantenimiento correctivo de equipos estratégicos		1.800	2.200	1.800	2.200	1.800	2.200	1.800	2.200	1.800	2.200	1.800	
	Paralización producción x hora		4.200	4.500	4.200	4.500	4.200	4.500	4.200	4.500	4.200	4.500	4.200	
	Paralización de producción x falla		1.800	2.000	1.800	2.000	1.800	2.000	1.800	2.000	1.800	2.000	1.800	
	Paralización por salida de contactores		3.800	3.200	3.800	3.200	3.800	3.200	3.800	3.200	3.800	3.200	3.800	
	Mantenimiento de los equipos estratégicos		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
	Reducción de producción por falta de equipo		2.360	1.130	2.360	1.130	2.360	1.130	2.360	1.130	2.360	1.130	2.360	
	Inversión inicial	-42.511												
	Flujo de caja	-42.511	15.650	14.720	15.650	14.720	15.650	14.720	15.650	14.720	15.650	14.720	15.650	15.650
	Período Recuperación de Inversión	-42.511	Proceso	Proceso	Proceso	Proceso								
Indicadores	Indicadores Económicos													
	Valor Actual Neto (VAN)	56.416												
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	34,52%												
	Período de Recuperación de la Inversión (PAYBACK)	Año 3												

A continuación, la tabla N° 5.3 muestra los indicadores del proyecto referentes al cálculo del valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR), se observa que dicho proyecto es rentable considerando distintos horizontes de evaluación, lo que se traduce en diversos beneficios económicos y ahorro de costos para la compañía minera Candelaria a través de monitoreo de diversos equipos estratégicos de la minera subterránea Santos.

Tabla N° 5.3: Indicadores proyecto.

Tipo de Proyecto	VAN (US\$)	TIR (%)
Proyecto a 11 años	56.416	34,52 %
Proyecto a 4 años	5.694	16,09 %

5.2 Análisis de Sensibilidad

A continuación, la tabla N° 5.4 muestra el análisis de sensibilidad del proyecto que permite el modelado de este, con la finalidad de poder analizar cómo los diferentes valores de un conjunto de variables independientes afectan a una variable específica bajo ciertas condiciones en función del indicador de rentabilidad del valor actual neto (VAN), por otra parte, la tasa de descuento crece a razón de un 5 % y se observa que hasta una tasa del 30 % el proyecto genera rentabilidades para un valor actual neto positivo ($VAN > 0$) y por sobre dicha tasa el valor actual es negativo ($VAN < 0$), por lo que el proyecto no sería rentable, finalmente, podemos inferir que la tasa interna de retorno (TIR), corresponde a la tasa máxima que soporta el proyecto para que genere rentabilidades.

Tabla N° 5.4: Análisis de sensibilidad.

Tasa de Descuento TIR (%)	Valor Actual Neto VAN (US\$)
0%	124.989
5%	83.982
10%	56.416
15%	37.226
20%	23.436
25%	13.236
30%	5.495
35%	-518
40%	-5.287
45%	-9.140
50%	-12.304
55%	-14.940
60%	-17.166
65%	-19.068
70%	-20.708
75%	-22.138
80%	-23.393
85%	-24.503
90%	-25.492
95%	-26.379
100%	-27.178

A continuación, la figura N° 5.2 muestra la sensibilización del VAN en función de la tasa de descuento, donde se observa que a medida que aumenta la tasa de descuento dicho indicador (VAN) tiende a disminuir.

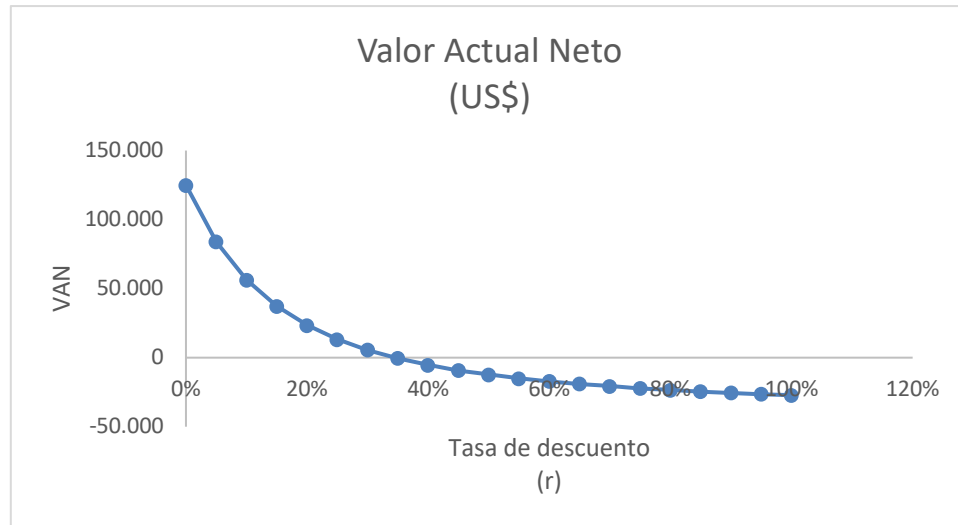


Figura N° 5.2: Análisis sensibilidad VAN.

Fuente: Minera Candelaria.

La figura N° 5.2 muestra un análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) en función de la tasa de descuento. El VAN es una métrica utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que refleja la diferencia entre los flujos de efectivo futuros generados por un proyecto y el valor presente de los costos asociados a ese proyecto. La tasa de descuento se utiliza para descontar los flujos de efectivo futuros al valor presente, y es un factor crítico en la determinación de la viabilidad financiera de un proyecto. En este análisis, se observa que a medida que aumenta la tasa de descuento, el VAN tiende a disminuir. Esto es un hallazgo común en la evaluación de proyectos. La razón detrás de esta tendencia es que a tasas de descuento más altas, se da menos valor a los flujos de efectivo futuros, lo que significa que los flujos de efectivo futuros se descuentan más agresivamente, lo que a su vez disminuye el valor presente de esos flujos. En resumen, el análisis de sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de descuento es importante para comprender cómo la rentabilidad de un proyecto varía en función de diferentes tasas de descuento. Si el VAN sigue siendo positivo a tasas de descuento más altas, el proyecto puede considerarse más robusto desde el punto de vista financiero, ya que es menos sensible a cambios en las tasas de interés. Por otro lado, si el VAN se vuelve negativo a tasas de descuento más altas, el proyecto puede ser menos atractivo desde una perspectiva financiera.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

La energía eléctrica como recurso fundamental del sector industrial necesita ser administrada, monitoreada y optimizada para mantener o reducir efectivamente los costos directos mensuales de producción dentro de la empresa. Por lo tanto, es importante conocer el sistema de media tensión de la compañía para garantizar una gestión adecuada de los recursos y visualizar las opciones de mejora. En este sentido, uno de los principios básicos para mantener la calidad de la energía es tomar decisiones basadas en hechos y no en especulaciones.

Por lo tanto, se decidió en las instalaciones de la compañía minera Candelaria, específicamente en la minera subterránea Santos, implementar un sistema automatizado de media tensión impulsando el despliegue de inventario y reduciendo el sobre stock en bodega como es caso del cable de comunicación utilizado en el proyecto. La automatización proporciona una forma para que la empresa detecte comportamientos normales y anormales de los diversos equipos estratégicos de dicha minera subterránea, brinde una vista en tiempo real del estado de la red y pueda intervenir de inmediato para encontrar soluciones rápidas y seguras en caso de eventos inesperados.

La opción que brinda el sistema automatizado de operar remotamente al switchgear, reduce significativamente los tiempos de respuesta ante eventos transitorios o que no requieren revisión en terreno como en el caso de un blackout por pérdida de voltaje. El aporte del sistema automatizado en cuanto a seguridad y prevención de eventos con energía eléctrica se relaciona con la opción de operar remotamente la apertura y cierre del switchgear, evitando la interacción de personas en este tipo de maniobras.

Al contribuir con la prevención y corrección de fallos de funcionamiento en el sistema eléctrico, el software Automation Builder implementado garantiza que se cumpla la tarea de exportación de energía al servicio de la compañía minera según los estándares estipulados, logrando un mayor grado de seguridad. Además, sirve para examinar la manera en que afectarán futuros equipos a añadir en la red eléctrica, haciendo más notorio lo viable que resultan los sistemas de monitoreo y automatización en diversos sectores de la industria.

En materia de los beneficios económicos, se genera una reducción de los costos, ya que se logra optimizar el registro, control y gestión de la información almacenada en los sistemas de información que alimente la toma de las decisiones de la compañía como en materia del análisis de costos y beneficio que se debe de considerar al momento de reemplazar un equipo por otro. Lo anterior, queda demostrado en el cálculo del valor actual neto (VAN), como indicador económico que permite medir la generación de riqueza del proyecto pasando de un valor actual neto (VAN), de 56.416 US\$ a 11 años por uno de 5.694 US\$ a 4 años, lo que indica que la gestión de costos es óptima, ya que se generan beneficios en el corto, mediano y largo plazo, recuperando la inversión del mismo.

GLOSARIO

- ✚ **Acoplador:** Estos dispositivos acoplan parte de la potencia transmitida a través de una línea de transmisión hacia otro puerto, a menudo usando dos líneas de transmisión dispuestas lo suficientemente cerca para que la energía que circula por una de las líneas se acople a la otra.

- ✚ **Actuador:** Dispositivo encargado de reaccionar ante un evento; este se mueve conforme a un controlador.

- ✚ **Árbol de proyecto:** Crear y editar un proceso de control de acorde a las necesidades empleadas por el/los usuarios, con todas las facilidades graficas del software freelance a través de su plataforma principal grafica Digivis.

- ✚ **Automatización:** Capacidad de realizar un trabajo o tarea con la mínima intervención del ser humano.

- ✚ **Base de datos:** Un conjunto de información relacionada que se encuentra agrupada o estructurada.

- ✚ **Bit:** unidad mínima del sistema binario.

- ✚ **Comisionamiento:** Se debe llevar a cabo el monitoreo de los indicadores que se encuentren involucrados o que puedan ser afectados por el proyecto, estos pueden ser relacionados a calidad, seguridad, mantenimiento (fallas del equipo), eficiencia y otros que se consideren pertinentes.

- ✚ **Hardware:** Es la parte física de un ordenador o sistema informático, está formado por los componentes eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos, tales como circuitos de cables y circuitos de luz,

- ✚ **Internet:** Grupo descentralizado de redes que usan la comunicación TCP/IP.

- ✚ **Sensor :** Es un dispositivo capaz de transformar una magnitud física a una magnitud medible.

- ✚ **Señales de secuencia:** En las comunicaciones industriales se pueden separar dos áreas principales, una comunicación a nivel de campo y una comunicación hacia el sistema de control distribuido. En ambos casos la transmisión se realiza en tiempo real, o por lo menos con una demora que no es significativa respecto de los tiempos del proceso.

- ✚ **Sistemas continuos:** Un sistema continuo es aquel que tiene una secuencia o valores predeterminados, este sistema realiza acciones en todo momento por tanto lleva una secuencia.

- ✚ **Sistemas variables:** En este tipo de sistemas sus valores cambian conforme al tiempo, estos no tienen una secuencia.

- ✚ **Software:** Estos son los programas informáticos que hacen posible la realización de tareas específicas dentro de un computador.

- ✚ **Topología tipo bus:** Esta red se caracteriza por tener solo un canal de comunicación el cual conecta a todos los distintos dispositivos, es decir, todos los dispositivos comparten el mismo canal para comunicarse entre sí. Esta topología puede enviar información directa o indirectamente (Bidireccional) y su velocidad va entre los 10/100 Mbps.

- ✚ **Velocidad de transmisión:** Es la velocidad que tiene un equipo para transferir datos a otro equipo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Augusto Martinelli. (2011). ABB: Líder Mundial de Sistemas de Control Distribuido (DCS). Conexión ABB, 13.

- [2] García, C., & Martínez, D. (2020). Avances en sistemas de control distribuido para la industria minera. *Revista de Ingeniería Eléctrica*, 25(2), 45-58. DOI: 10.1234/riee.2020.25.2.45

- [3] López, A., & Herrera, F. (2017). Avances recientes en la tecnología de switchgear para aplicaciones mineras. *Journal of Mining Engineering*, 9(3), 210-225

- [4] Ramírez, L., & Rodríguez, P. (2020). Integración de sistemas de control distribuido y sistemas de gestión de la energía en minería subterránea. *Revista de Energías Renovables y Eficiencia Energética*, 5(1), 30-45.

- [5] Fichas técnicas y catálogos de equipos. (SEPAM Schneider Electric, ABB PM571-ETH).

- [6] Barrientos, J. (2018). Automatización de sistemas de media tensión en la industria minera: Una revisión exhaustiva. *Revista de Automatización Industrial*, 12(1), 67-82.

ANEXO A

CONFIGURACION PLC AC500

AC500
Comunicación
Ethernet

EtherNet™

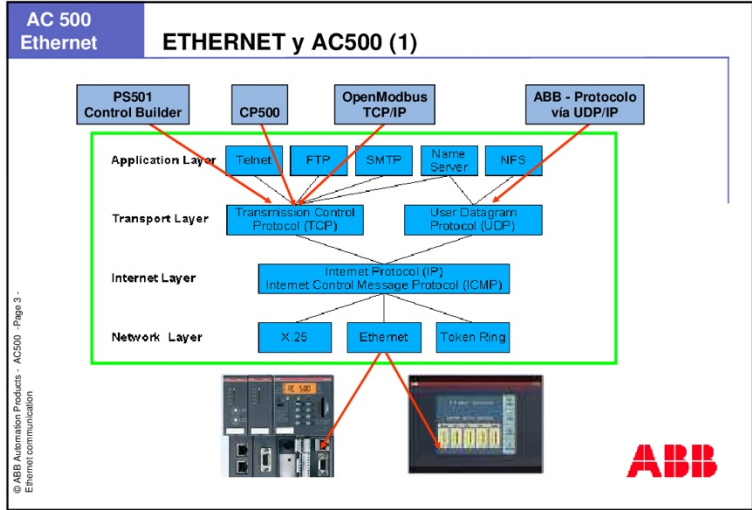
ABB

© ABB Automation Products - AC 500 Page - 1 -
EtherNet communication

AC 500 Ethernet	Ethernet – menú
	Protocolo Ethernet
	Ethernet configuración con PS501
	Ethernet configuración con SYCON
	Ethernet PM5x1-ETH descarga de la configuración
	Ethernet CM577 descarga de la configuración
	Ethernet CM577 ensamblaje de couplers

© ABB Automation Products - AC500 - Page 2 -
EtherNet communication

ABB



- AC 500 Ethernet** **ETHERNET y AC500 (2)**
- Estándar: OpenModbus TCP/ IP
 - ABB protocolo de aplicación UDP/ IP
 - Funcionamiento en paralelo de TCP/IP y UDP/IP
 - TCP/ IP más lento, amigable
 - UDP/ IP más rápido, seguridad mediante timeout
 - Procesador adicional para transmisión de datos
 - Velocidad de transmisión 10 / 100 Mbit/s
 - PS501: Gateway-access (Programando, OPC, Configuración)
 - Interfaz de acceso: RJ45
 - FBs disponibles para la comunicación entre CPUs
 - Estado mostrado mediante LEDs
- © ABB Automation Products - AC500 - Page 4
Ethernet communication
- ABB**

AC 500
Ethernet

Ethernet – Protocolos Modbus TCP/IP – UDP

- 10/100 Mbit/s Full/Half Duplex auto-detección
- Máximo de 4 couplers pueden ser utilizados simultáneamente en AC500



2 x conectores RJ45 en CM577

1 x conector RJ45 en PM5x1-ETH

La base de la CPU AC500 alimenta los couplers



© ABB Automation Products - AC500 - Page 5
Ethernet communication

AC 500
Ethernet

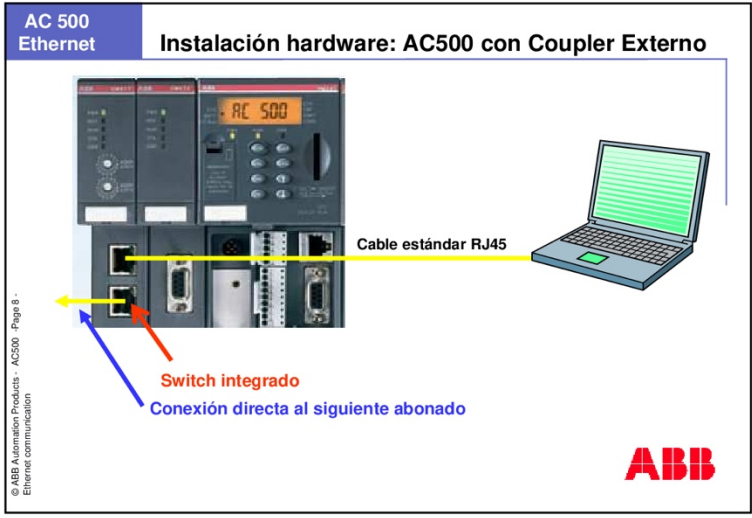
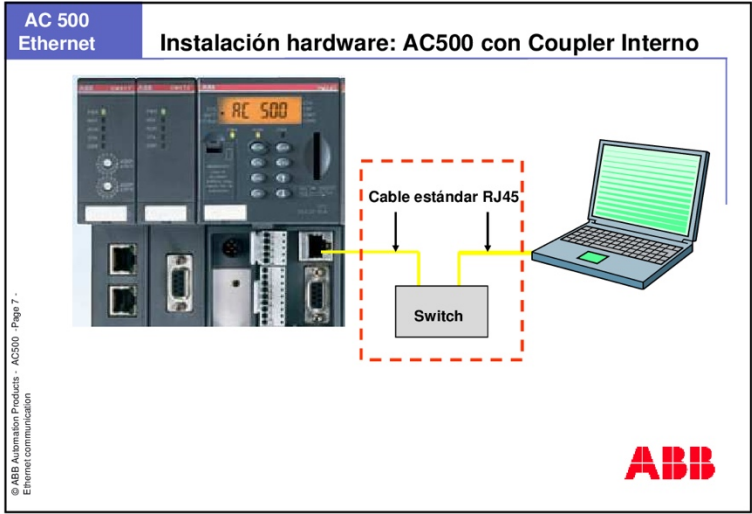
Instalación hardware: AC500 con Coupler Interno

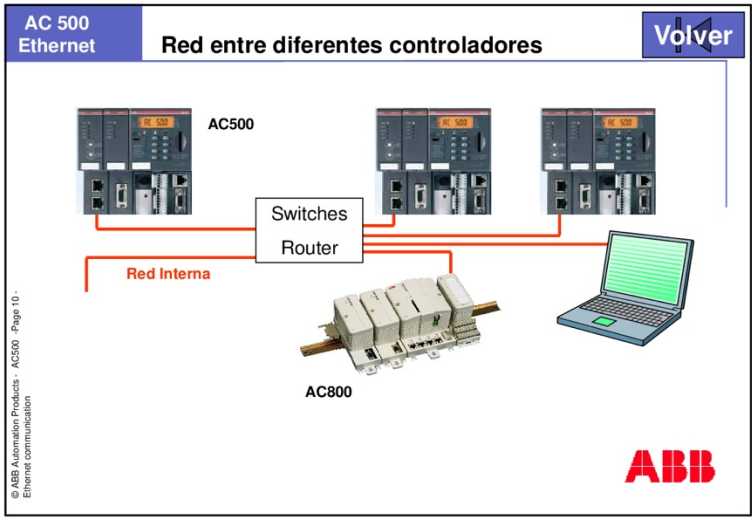
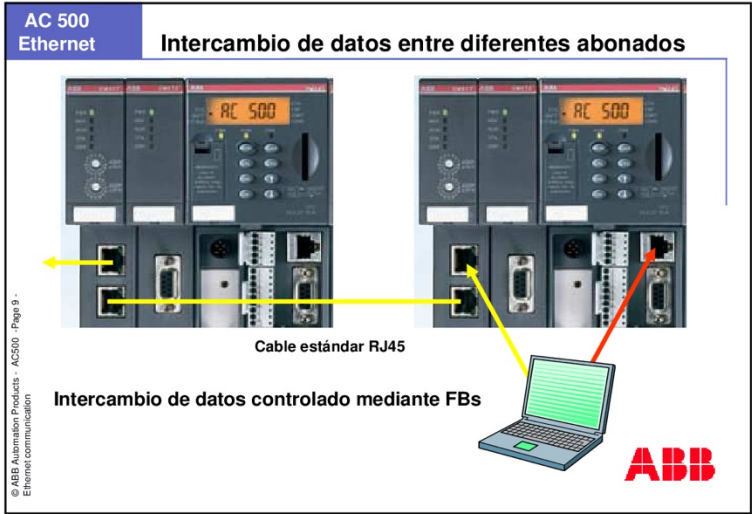


- PS501: Acceso Gateway mediante PC
- Intercambio de datos de proceso controlado mediante FBs



© ABB Automation Products - AC500 - Page 6
Ethernet communication





AC 500 Ethernet **Configuración ETHERNET con PS501 (1)**

Escoger Menú „Resources / PLC Configuration“ :
AC500 / Couplers / Internal coupler

click derecho en ratón y seleccionar "Replace element" y PM5x1-ETH configuration

ABB

AC 500 Ethernet **Configuración Ethernet con PS501 (2)** **Volver**

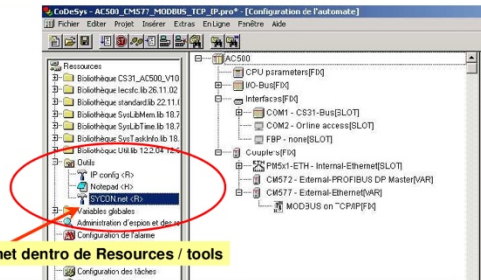
Escoger Menú Ressources / PLC Configuration : AC500 / Couplers

Click derecho en ratón y seleccionar "Append Subelement" y CM577 configuration

ABB

Configuración Ethernet con SYCON (1)

SYCON permite configurar la red y crear todos los datos de intercambio



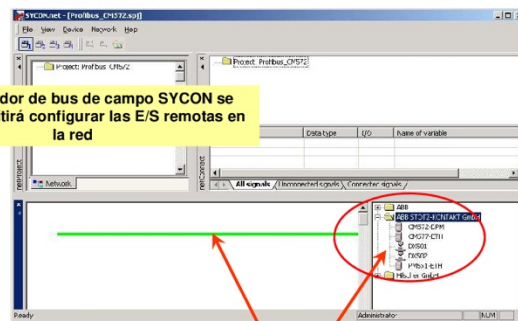
Seleccionar SYCON.net dentro de Resources / tools

Es necesario darle un nombre al proyecto antes de abrir SYCON.net. Si no, aparecerá el siguiente error.



Configuración Ethernet con SYCON (2)

El configurador de bus de campo SYCON se abrirá y permitirá configurar las E/S remotas en la red



1) Seleccione PM5x1-ETH en la lista y desplácelo a la red (línea verde)

2) Idéntica operación para todos los couplers externos en la lista y desplácelos también a la red (línea verde)



AC 500 Ethernet **Configuración Ethernet con SYCON (2)** [Volver](#)

La CPU y los coupler se insertarán automáticamente en la red. El paso siguiente, será descargar la configuración para todos los componentes presentes en la red, uno por uno.

ABB Automation Products - AC500 - Ethernet communication

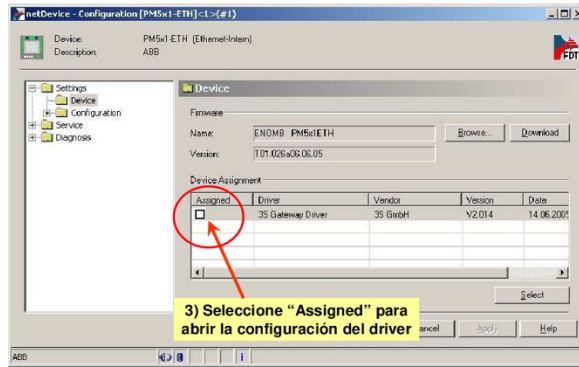
ABB

AC 500 Ethernet **Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (1)**

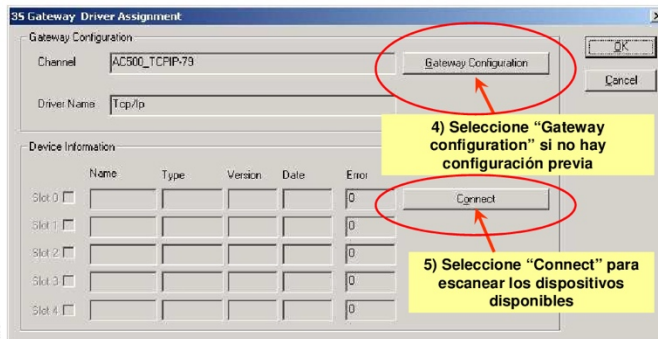
1) En PM5x1-ETH click derecho con ratón

2) Seleccione "configuration"

ABB



© ABB Automation Products - AC500 - Page 17 -
Ethernet communication



© ABB Automation Products - AC500 - Page 18 -
Ethernet communication



AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (4)

35 Gateway Driver Assignment

Gateway Configuration

Channel: AC500_TCPIP-79

Driver Name: TopMp

Device Information

Slot	Name	Type	Version	Date	Error
Slot 1	ENDMB	PM5x1ETH	V01.030	06.08.05	0
Slot 2	CPM	CM572-DP	T01.097	24.02.05	0
Slot 3	ENDMB	CM577	V01.030	06.08.05	0

6) Seleccione la ranura correspondiente a PM5x1-ETH

7) Validar apretando "OK"

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (5)

Device Configuration [PM5x1-ETH (Ethernet-Inten)]

Device: PM5x1-ETH (Ethernet-Inten)

Vendor: ABB

Settings

- Device
- IP_SETUP
- PROJECT
- OMP_SETUP
- ETHERNET

8) Seleccione "IP_SETUP"

Introduzca "IP address"

Introduzca "Net mask"

Parameter	Value
IP-addr	192.168.1.100
IP-addr mask	255.255.255.0
IP-addr gw	192.168.1.1
IP-addr host	192.168.1.100
IP-addr net	192.168.1.0
IP-addr netmask	255.255.255.0
IP-addr netmask gw	255.255.255.0
IP-addr netmask host	255.255.255.0
IP-addr netmask gw	255.255.255.0
IP-addr netmask host	255.255.255.0
IP-addr netmask gw	255.255.255.0
IP-addr netmask host	255.255.255.0
IP-addr netmask gw	255.255.255.0
IP-addr netmask host	255.255.255.0
IP-addr netmask gw	255.255.255.0
IP-addr netmask host	255.255.255.0

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (6)

9) Seleccione "OMB SETUP"

10) Validar con "OK"

Entrar "Server" = 2

Entrar "Swap" = True

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (7)

11) En PM5x1-ETH click derecho de nuevo.

12) Seleccionar "Connect" para establecer comunicación

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (8)

13) El PM5x1-ETH está listo para recibir una nueva configuración. (color verde), click derecho de nuevo

14) Seleccione "Download" para enviar la configuración

© ABB Automation Products - AC500 - Page 23 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (9)

15) Cuando la descarga se haya terminado click derecho otra vez.

16) Seleccione "Disconnect"

© ABB Automation Products - AC500 - Page 24 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (10)

17) En PM5x1-ETH click derecho en ratón

18) Seleccione "configuration"

ABB

AC 500 Ethernet Descarga de configuración en Ethernet PM5x1-ETH (11)

Name	Type	Version	Date	Env
ENDMB PM5	PM5x1-ETH	101.008	04.03.08	0
...

19) Quitar selección de la ranura

20) Validar "OK". La PM5x1-ETH operación de configuración de descarga se ha terminado.

Volver ABB

AC 500 Ethernet **Descargar configuración en Ethernet CM577 (1)**

1) En CM577 click derecho en ratón

2) Seleccione "configuration"

© ABB Automation Products - AC500 - Page 27 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet **Descargar configuración en Ethernet CM577 (2)**

3) Seleccione "Assigned" para abrir la configuración del driver

Assigned	Driver	Vendors	Version	Date
<input checked="" type="checkbox"/>	3S Gateway Driver	3S GmbH	V2.01.4	14.06.2005

© ABB Automation Products - AC500 - Page 28 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (3)

35 Gateway Driver Assignment

Gateway Configuration

Channel: AC500_TCP/IP-79

Driver Name: Tcp/Ip

Device Information

Slot	Name	Type	Version	Date	Error
Slot 0					0
Slot 1					0
Slot 2					0
Slot 3					0
Slot 4					0

4) Selecciona "Gateway configuration" si no hay configuración previa

5) Selecciona "Connect" para escanear el dispositivo disponible

© ABB Automation Products - AC500 - Page 29 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (4)

35 Gateway Driver Assignment

Gateway Configuration

Channel: AC500_TCP/IP-79

Driver Name: Tcp/Ip

Device Information

Slot	Name	Type	Version	Date	Error
Slot 0	ENOMB	PM5x1ETH	V01.030	08.08.05	0
Slot 1	DPA	CM572DP	T01.037	24.02.05	0
Slot 2	ENOMB	CM577	V01.030	08.08.05	0
Slot 3					0
Slot 4					0

6) Seleccione la ranura correspondiente a CM577

7) Validar con "OK"

© ABB Automation Products - AC500 - Page 30 - Ethernet communication

ABB

Descargar configuración en Ethernet CM577 (5)

8) Seleccione "IP_SETUP"

Entre "IP address"

Entre "Net mask"

ABB

© ABB Automation Products - AC500 - Page 31 - Ethernet communication

Descargar configuración en Ethernet CM577 (6)

9) Seleccione "OMB SETUP"

Entre "Server" = 2

Entre "Swap" = True

10) Validar "OK"

ABB

© ABB Automation Products - AC500 - Page 32 - Ethernet communication

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (7)

11) En CM577 click derecho otra vez

12) Seleccione "Connect" para establecer comunicación

© ABB Automation Products - AC500 - Page 33 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (8)

13) El CM577 ya está preparado para recibir la nueva configuración.(color verde), click derecho de nuevo

14) Seleccione "Download" para enviar la configuración

© ABB Automation Products - AC500 - Page 34 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (9)

15) Cuando la descarga haya finalizado, click derecho otra vez

16) Seleccione "Disconnect"

© ABB Automation Products - AC500 - Page 35 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet Descargar configuración en Ethernet CM577 (10)

17) En CM577 click derecho en ratón

18) Seleccione "configuration"

© ABB Automation Products - AC500 - Page 36 - Ethernet communication

ABB

AC 500 Ethernet

Descargar configuración en Ethernet CM577 (11)

© ABB Automation Products - AC500 - Page 37 - Ethernet communication

19) Quitar la selección de la ranura (slot)

20) Validar "OK" la CM577 operación de configuración de descarga ha terminado.

Volver
ABB

AC 500 Ethernet

Ensamblaje del Ethernet coupler CM577

Ensamblar

Extracción

Volver
ABB

© ABB Automation Products - AC500 - Page 38 - Ethernet communication

