

Implementación de un sistema DCS en plantas de tratamiento de gas natural

Implementation of a DCS system in natural gas treatment plants

Implementação de um sistema DCS em estações de tratamento de gás natural

Luis Adrián González-Quiñonez

Universidad Técnica Luis Vargas Torres de Esmeraldas, Ecuador
luis.gonzalez@utelvt.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0001-5026-0028>

Galo Eduardo Maldonado-Ibarra

Universidad Técnica Luis Vargas Torres de Esmeraldas, Ecuador
galo.maldonado@utelvt.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-5309-5053>

Mirna Geraldine Cevallos-Mina

Universidad Técnica Luis Vargas Torres de Esmeraldas, Ecuador
mirna_cevallos_mina@utelvt.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-5383-4522>

Lucía Vernaza-Quiñonez

lucia.vernaza@puces.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0003-4464-8856>
Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Sede Esmeraldas, Ecuador.

Ermel Efraín Capurro-Tapia

Universidad Técnica Luis Vargas Torres de Esmeraldas, Ecuador
ermel.capurro.tapia@utelvt.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0003-2243-6000>

RESUMEN

Este artículo se enfoca en el proceso de automatización de las plantas de tratamiento de gas natural, con el objetivo principal de integración en los sistemas DCS para los equipos eléctricos responsables de la operación dentro de las Plantas, estos dispositivos tienen diferentes protocolos de comunicación, los DCS permite a más de la visualización de variables de procesos, ejecutar de forma remota incluso la intervención sobre sistemas físicos de control como válvulas, compuertas, etc. Todo este proceso requiere una optimización de los tiempos de respuesta a cualquier evento que pueda ocurrir en las Plantas y con esto una optimización en la operación de tratamiento de Gas natural.

Palabras Claves: Gas natural, DCS, protocolos, integración, Plantas.

ABSTRACT

This article focuses on the automation process of natural gas treatment plants, with the main objective of integration in the DCS systems for the electrical equipment responsible for the operation within the Plants, these devices have different communication protocols, The DCS allows more than the visualization of process variables, remotely executing even the intervention on physical control systems such as valves, gates, etc. This entire process requires an optimization of the response times to any event that may occur in the Plants and with this an optimization in the natural gas treatment operation.

Keywords: Natural gas, DCS, protocols, integration, Plants.

RESUMO

Este artigo tem como foco o processo de automação de usinas de tratamento de gás natural, com o objetivo principal de integração nos sistemas DCS para os equipamentos elétricos responsáveis pela operação dentro das Plantas, estes dispositivos possuem diferentes protocolos de comunicação, O DCS permite mais do que a visualização de variáveis de

processo, executando remotamente até mesmo a intervenção em sistemas de controle físico como válvulas, comportas, etc. Todo esse processo requer uma otimização dos tempos de resposta a qualquer evento que possa ocorrer nas Usinas e com isso uma otimização na operação de tratamento de gás natural.

Palavras-chave: Gás natural, DCS, protocolos, integração, Usinas.

I. INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de gases compuesta principalmente por metano. Se trata de un gas combustible que proviene de formaciones geológicas, por lo que constituye una fuente de energía no renovable.

Además de metano, el gas natural puede contener dióxido de carbono, metano, propano, butano y nitrógeno, entre otros gases. Estos componentes hacen que el uso del gas natural sea contaminante (Maldonado 2014).

Además de su presencia en yacimientos fósiles, el gas natural puede obtenerse a partir de la descomposición de los restos orgánicos. Este proceso es promovido en plantas de tratamiento especializadas que producen el denominado biogás.

El Gas Natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón (Maldonado 2014).

Aunque también se utiliza como materia prima en la industria química, el principal uso del gas natural es como combustible. De los combustibles fósiles el gas natural es el más limpio, ya que tiene una proporción de hidrógeno/carbono mayor que en el resto de combustibles con lo que las emisiones de CO₂ en la combustión son inferiores en un 30 a 45% a las del petróleo y el carbón. Además, para su utilización final se han desarrollado equipos y nuevas tecnologías con elevados rendimientos. Teniendo en cuenta las altas eficiencias de los procesos de combustión del gas natural y las avanzadas tecnologías de recuperación de calor en los mismos, las proporciones de contaminación emitidas finalmente son aún menores (Maldonado 2014).

El proceso de extracción y procesado no tiene apenas repercusión ambiental. En cuanto al transporte y distribución, se puede transportar como gas natural licuado en buques metaneros, para lo cual el gas sufre un proceso de licuefacción y posterior regasificación que requiere un consumo adicional de energía; o bien mediante gaseoductos en cuya construcción se procura también que el impacto ambiental sea mínimo, quedando estos soterrados (Maldonado 2014).

II. METODOLOGÍA

Se ha recurrido a una revisión de literatura en artículos académicos, reportes de instituciones, libros y publicaciones de revistas científicas sobre Plantas de Tratamiento de gas natural, incluyendo el método de recolección de datos, formación de ideas y pateamiento de problemas.

III. PREPARACIÓN DEL TRABAJO TÉCNICO

Las reservas cuantificadas y certificadas de gas natural ascienden a 19,9 Trillones de Pies Cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés) y cubren toda la demanda interna y los compromisos de exportación con Brasil y Argentina hasta 2026, con este potencial, el consumo del mercado interno y los compromisos de exportación a Brasil y Argentina están ciento por ciento garantizados (Peñaherrera 2007).

A. *Sistemas de Automatización de Plantas de Gas.*

Un sistema de control distribuido (DCS) es una plataforma para el control automatizado y el funcionamiento de una planta o de un proceso industrial. Un DCS combina en un sistema automatizado único: interfaz hombre máquina (HMI), solucionadores lógicos, historiador, base de datos común, administración de alarmas y una suite de ingeniería común. Más de 10,000 plantas confían en el DCS de para cumplir con sus objetivos de producción (Upadhyay and Sampalli 2020).

El DCS ofrece una infraestructura operacional crítica y un mejor desempeño empresarial. Los principales beneficios incluyen:

- Actualizaciones sencillas, rápidas y de bajo riesgo: más de 40 años de compatibilidad con versiones anteriores
- Máximo tiempo de funcionamiento del sistema comprobado en el campo
- Amplio portafolio de aplicaciones avanzadas
- Servicio y consultoría para asegurar los beneficios a lo largo de su ciclo de vida

B. *Características de un DCS.*

- **Flexibilidad y Capacidad de expansión:** Capacidad de elegir (etapa inicial) o aumentar (etapas posteriores) el número variables de entrada, salida y del número de controladores debido a una amplia gama de aplicaciones expansibles y clientes específicos (Upadhyay and Sampalli 2020).
- **Operaciones de Mantenimiento:** Las configuraciones de control e interfaces de operador deben ser fáciles de mantener y modificar no solo por ingenieros profesionales.
- **Apertura:** las variables y parámetros de control son leídos y escritos desde otras funciones de control.
- **Operatividad:** Funciones avanzadas de control se deben mostrar en las mismas ventanas de operación y debe ser leída por los operadores sin dar ninguna confusión.
- **Portabilidad:** Parte del algoritmo de control no depende del entorno de hardware y debe poder adaptarse a distintas tecnologías informáticas.
- **Rentabilidad:** Las ventajas de los algoritmos de control debe quedar claro. No sólo acerca de la controlabilidad, sino también acerca de las inversiones realizadas, antes y después de la implementación del DCS.
- **Robustez/Redundancia:** La redundancia en sistemas de control apunta a disponer elementos/componentes adicionales que garantizan la operación de las funciones que cumplen dentro del sistema de control frente a fallas del mismo.

C. *Software DCS:*

Control continuo y discreto.

- Con la introducción de la norma IEC 61131-3 en los años 90's, la mayoría de los fabricantes comenzaron a ofrecer soporte general para implementación de control gráfico.

La IEC 61131-3 define cuatro lenguajes de control para su uso en el control de procesos y automatización de las áreas de fabricación. Tres de estas lenguas se basa en una representación gráfica del control (Toscano Palacios 2010).

D. Estrategia para flexibilizar la automatización

Los méritos de un DCS escalable son obvios: ingeniería eficiente, fácil operatividad y mantenimiento, así como un considerable aumento de la productividad. Utilizar una moderna y flexible plataforma de control es fundamental para la mejora de la mencionada productividad. Con esta estrategia, los usuarios finales reciben una amplia información que proporciona una visibilidad sobre todos los procesos necesarios para dirigir de una manera eficiente y productiva las diferentes capas de la organización en tiempo real (Ramirez 2003).

Para cumplir de una manera eficiente las aplicaciones de pequeño tamaño, los sistemas DCS actuales se pueden escalar hacia la parte inferior de la pirámide de control. Existen numerosas funcionalidades creadas para aplicaciones complejas que pueden ser ocultadas o retiradas para simplificar la ejecución del sistema, y así reducir los costes de adquisición e implementación. Esto significa que muchas características no requeridas en pequeñas instalaciones pueden ser retiradas para proporcionar una solución ajustada al requerimiento inicial, y ampliarse en el futuro en caso de ser necesario. La ventaja es que los usuarios finales obtienen un sistema optimizado basado en tecnología DCS, y a un precio ajustado (Ramirez 2003).

E. Conectividad e Integración

En el presente, cerca del 80% de toda la producción industrial aun continua siendo controlada por sistemas análogos, sin embargo los sistemas modernos de control instalados en plantas novedosas poseen habilidades de sabiduría y auto diagnóstico de las herramientas de campo (sensores, válvulas, motores, dispositivos de seguridad), un numero de buses de red o “data highways”, los cuales sirven para integrar dichos dispositivos de campo con los Workstation del DCS (sirviendo para el control / operación, ingeniería, históricos, mantenimiento), además de la red de la planta sirviendo para funcionalidades de planeamiento y comercio, y sin olvidar computadora externos para el modelamiento del proceso y funcionalidades de simulación.

La tendencia parece ser que HART (hoy por hoy) tomaría como estándar de interfaz para sistemas analógicos. Un protocolo es un lenguaje que los computadores hablan, si dos cajas negras (equipos) en una refinería no hablan el mismo lenguaje, las consecuencias pueden ser serias. Para evitar esto a pesar de que cada fabricante quiere hacer prevalecer un protocolo propietario, el IEC (International Electrotechnical Commission) ha estandarizado ocho protocolos que se listan a continuación (Pérez et al. 2007):

Fieldbus Types Standardized in IEC 61158: 2000-01

Type	Protocol
IEC 61158, Type 1	FOUNDATION Fieldbus H1
IEC 61158, Type 2	ControlNet
IEC 61158, Type 3	PROFIBUS DP/PA
IEC 61158, Type 4	P-Net
IEC 61158, Type 5	FOUNDATION Fieldbus HSE
IEC 61158, Type 6	SwiftNet
IEC 61158, Type 7	WorldFIP
IEC 61158, Type 8	Interbus

Ilustración 1. Protocolos de comunicación.

F. Arquitectura

Los DCS se están transformando en plataformas computacionales distribuidas con suficiente rendimiento para soportar aplicaciones en tiempo real de gran escala y escalables para direccionar aplicaciones de unidades pequeñas. Los estándares de sistemas abiertos están permitiendo a los DCS recibir información de diversos conjuntos de plataformas computacionales similarmente compatibles, incluyendo negocios, información de laboratorio, mantenimiento y otros sistemas de planta, así como dar información a estos sistemas para apoyo de múltiples aplicaciones.

Los DCS tradicionalmente están organizados en cinco grandes subsistemas: estaciones de trabajo de operaciones, subsistemas de control, subsistemas de recolección de datos, subsistemas computacionales de procesos y redes de comunicación (Jose and Villajulca 2011).

G. Gas Natural

Es una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones de etano, propano y butano. Existirá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas (Maldonado 2014).

H. Implementación DCS.

Un sistema PLC/SCADA funciona con muchos componentes, uno muy importante en su base de datos, la cual puede tener toda o parte de la siguiente lista de datos:

- ✓ Cada controlador y sus I/O asociados.
- ✓ Administración de alarmas.
- ✓ Manejo de lotes, producción.
- ✓ Redundancia en todos los niveles.
- ✓ Históricos.
- ✓ Optimización de Activos.
- ✓ Administración de dispositivos con bus de campo (HART, FF, ProfiBus, etc.) (Jose and Villajulca 2011).

Cada una de estas bases de datos debe ser manualmente sincronizada para que todo el sistema funcione correctamente. Esta tarea se vuelve simple después del desarrollo inicial del sistema. Sin embargo, puede convertirse en una complicación innecesaria cuando se realizan cambios y/o mejoras en el sistema durante el tiempo, y mientras más grandes los cambios, dan como resultado la programación de más horas para realizar el mantenimiento de las bases de datos (Jose and Villajulca 2011).

Los sistemas DCS además son llamados “Sistemas de Control de Procesos”, son desarrollados para permitir una inmediata utilización en el sistema completo, integrando cada una de las bases de datos en una sola, Se diseña una sola base de datos, configurada y operada a partir de la misma aplicación. Esto puede tomarse en una reducción fundamental de precios una vez que se utilizan tecnología DCS si es comparable con un sistema con PLC/SCADA/ (o HMI), por lo menos en el precio de las horas de ingeniería elementales.

Una vez que es preciso la utilización de un sistema diminuto o mediano DCS, los costos de la compra de Hardware y programa son semejantes con los de un sistema PLC/SCADA. Por consiguiente, la diferencia real está en los precios asociados de las horas de mantenimiento/ingenierías invertidas, lo que es mejorado y simplificado con una exclusiva base de datos de un sistema DCS.

Convencionalmente, los DCS fueron extensos, costosos y bastante complicados sistemas orientados para una solución integral sobre procesos industriales seguidos o discretos. Este criterio todavía es cierto en la actualidad, y para aplicaciones más pequeñas, los ingenieros optan en la mayoría de los casos en usar sistemas PLC/HMI/SCADA con el propósito de conservar sus precios bajos. En la actualidad un sistema DCS es tan servible y rentable como un PLC para hacer lógica discreta y secuencial, e inclusive contar más que un DCS para el mismo proceso y aplicaciones en especial.

Emigrar a tecnología de control DCS entrega mayor información del comportamiento del proceso benéfico y del sistema: como registros de alarmas, tendencias, eventos e históricos haciendo más fácil la gestión y administración del proceso, incrementando la mantenibilidad y fiabilidad en el sistema, disminuyendo la era de contestación frente a averías o fallas.

I. Descripción del sistema de control.

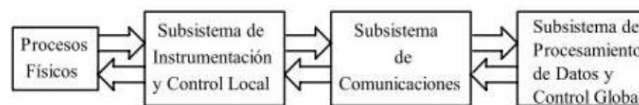


Ilustración 2. Diagrama general de los Sistemas de procesamiento y control.

En la Ilustración 2 se puede observar que se tiene una primera etapa de los procesos físicos, las cuales comprenden la adquisición de las variables físicas a medir; como voltaje, temperatura, humedad, corriente eléctrica, u otra necesaria para hacer control y seguimiento a un proceso físico importante. Luego se observa un subsistema de comunicaciones, el cual está encargado de enviar los datos del subsistema de comunicaciones, el cual está encargado de enviar los datos del subsistema de instrumentación y controla al subsistema de procesamiento de datos, a través de medios físicos como cables y ondas electromagnéticas. Por último, se tiene el subsistema de procesamiento de datos y control global, en donde los operarios pueden observar y corregir las variables físicas de interés. Cabe mencionar que los subsistemas presentados pueden estar muy separados físicamente (Upadhyay and Sampalli 2020).

J. Elementos de un sistema DCS.

En la ilustración 3 se muestra un diagrama general que describe los componentes y la forma de conexión de un sistema DCS. Los dispositivos de campo (sensores y actuadores), se conectan mediante buses de campo a una red Ethernet de forma segura. La red Ethernet se conecta con computadores o servidores, donde se procesa, muestra, guarda, etc., la información proporcionada por los dispositivos de campo. Toda la conexión se hace mediante la lógica del control distribuido, en donde el control de los elementos de campo, se puede hacer mediante múltiples controladores, incluso sin conexión directa entre ellos (Upadhyay and Sampalli 2020).

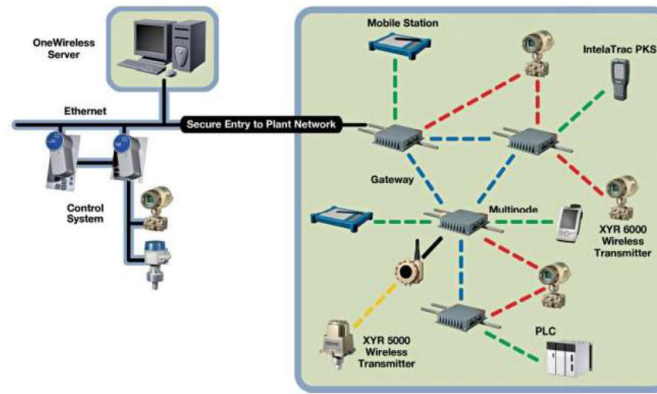


Ilustración 3. Diagrama general de un DCS.

K. Arquitectura básica y Funcionamiento de un DCS.

La Arquitectura de red elemental que muestra un Sistema de Control Compartido está compuesta por uno o 2 niveles de control donde se hallan adjuntos los diferentes dispositivos que intervienen en el control del proceso, los dispositivos básicos que componen un DCS son las Estaciones de Operador o Pantallas de Proceso, módulos de I/O, módulos de Control y Servidores o Estaciones de Aplicaciones y las Redes de Control.

Los algoritmos de control se hallan configurados en los diferentes espacios del procesador, el cual se ocupa de llevar a cabo la lógica implementada y producir actividades de mando a los actuadores para hacer el ajuste a las cambiantes de proceso según los valores fijados por el operador o el sistema de control. Estas consignas son nuevamente procesadas, acondicionadas, recluidas y transmitidas por medio del bus de campo y los respectivos dispositivos electrónicos.

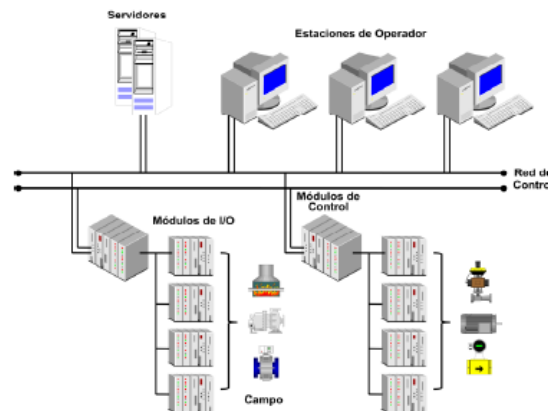


Ilustración 4. Arquitectura básica de un DCS.

L. Módulos de I/O

Los módulos que se encargan del acondicionamiento y procesamiento de las señales obtenidas de campo y aisladas por las barreras se denominan IOM (I/O Module). Este procesamiento que consiste en condicionar y digitalizar las señales del proceso para entregarlas al procesador se realiza de manera aislada a las funciones ejecutadas por el controlador con el fin de que la tasa de escaneo de I/O sea

independiente a la cantidad de módulos, la carga del controlador, el nivel de procesamiento y alarmas (Grid 2018).

Las principales características de estos módulos electrónicos son:

- ✓ **Serie:** A
- ✓ **Familia:** Módulo compacto empotrado.
- ✓ Tasa de actualización determinística.
- ✓ Características de diagnóstico.
- ✓ Conexión local o remota hacia el controlador.
- ✓ Recubrimiento de protección de corrosión.
- ✓ Acondicionamiento y acople de señal integrado.

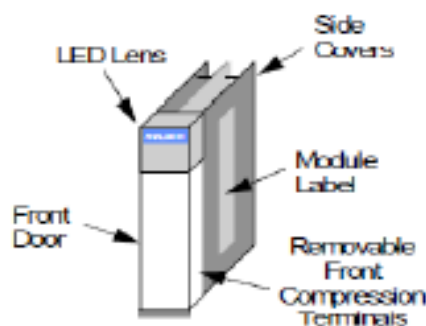


Ilustración 5. I/O Modules.

M. Cálculo de indicadores de disponibilidad para DCS y ESD.

Con el objetivo de crear una plantilla que permita realizar el cálculo de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad, se aplicarán los conceptos previamente mencionados. Dicha plantilla determina el nivel de disponibilidad de los sistemas de control y protección que se encuentren instalados de las unidades productivas (Grid 2018).

Cada sistema DCS y ESD, según lo planteado por la Coordinación de Control y Electrónica de la GRB, se encuentra conformado por cinco grupos de componentes que concentran los diferentes dispositivos que interactúan en el control y protección del proceso (Grid 2018):

- ✓ IMCO: módulos de Control.
- ✓ IMIO: Módulos de entrada/salida.
- ✓ IRDC: Equipos de Red de Control.
- ✓ IFVO: Fuentes de Voltaje.
- ✓ IPPR: Pantallas de Proceso.

Cada grupo de componentes trabajará como un subsistema en serie como se muestra en la ilustración 6:

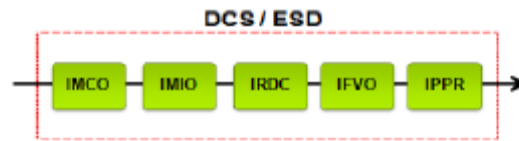


Ilustración 6. Relación de Grupos de Componentes y el Sistema.

IV. DISCUSIÓN

Probar un sistema PLC/HMI normalmente se lleva a cabo con trabajos en la planta después de que todo el cableado se haya completado y el jefe de operación, o el encargado, pregunta por el estado de marcha del sistema. La simulación es poco práctica y, si se requiere, lleva un gran esfuerzo de programación para escribir código que simule la aplicación que se está controlando. Esto se hace raramente, debido a los altos costos y una programación compleja de la planta.

El beneficio de un DCS es que provee la capacidad para simular el proceso basado en la lógica, HMI y alarmado que va a ser usado por el operador de planta. En algunos casos se utiliza un software especial para modelar la planta completa y tener una experiencia casi exacta de todo el proceso, incluyendo la posibilidad de recorridos virtuales para entrenamiento de operadores. Esto ahorra tiempo significativo, dado que la programación puede ser comprobada antes de que el cableado empiece. El ahorro potencial es notorio, y dependiente de la complejidad de la puesta en marcha y del comisionamiento del proyecto.

Un sistema PLC/SCADA ofrece excelentes herramientas para solucionar problemas. Por ejemplo, si una entrada o salida es conectada al sistema, la lógica de control será programada utilizando dicho punto sin problemas. Sin embargo, cuando este punto es actualizado, el HMI no actualiza este punto también, y las alarmas no han sido reconfiguradas. La programación de la lógica es raramente mostrada al operador, puesto que todo es un software diferente y nunca intuitivo para que el operador entienda.

En un sistema DCS, toda la información está automáticamente disponible para el operador respecto a la lógica que se está ejecutando en los controladores. Esto reduce enormemente el tiempo que toma identificar problemas y poner el sistema en marcha nuevamente. El diagnóstico de dispositivos de campo (HART o FieldBus) está disponible desde las consolas de operación. Esto ahorra mucho tiempo, el cual depende del tamaño del HMI.

En un sistema PLC/SCADA, el cambio en la lógica de control para cumplir con requerimientos de la aplicación es relativamente fácil. El problema ocurre cuando estos requisitos adicionales o nuevas funcionalidades deben ser integrados en las estaciones de operación. Nuevamente, si se cambia una entrada en una nueva dirección, el cambio debe ser realizado manualmente en todo el sistema.

En un sistema DCS, agregar o cambiar la lógica en el sistema es también fácil. En muchos casos incluso más fácil cuando se ha implementado la lógica basándose en plantillas o modelos. Cuando estos cambios se efectúan, los datos en la lógica de control son actualizados automáticamente a todos los aspectos del sistema. Esto significa mucho menos errores en todo el sistema, con apenas un solo cambio en la lógica. El ahorro potencial de tiempo es importante, lo que afecta directamente a la mejora continua de los programas.

V. CONCLUSIONES

- El desarrollo de este tipo de proyecto, permite al estudiante profundizar de forma práctica en la instrumentación, automatización y control de procesos industriales,

- La comprensión de la arquitectura de control de un sistema de automatización, permitirá la realización de esquemas o diseños con equipos específicos, donde se aplicaran normas y estándares de ingeniería que rigen el cableado, equipos de potencia y control, sistemas de acondicionamiento de señal y protecciones para la adecuada realización de una distribución de los elementos y garantizar el resguardo no solo de los equipos sino también del operario al utilizar modelos que unifican criterios de seguridad.
- Los procesos de control tipo DCS y PLC son funcionales, y similares en su contenido. La diferencia entre ellos está en la forma en que desarrollan sus tareas, demostrándose que los sistemas tipo DCS son superiores con respecto a los PLC, y aunque puedan ser considerados más caros que los tipos PLC, resultan más baratos en el transcurso del tiempo debido a su menor posibilidad de falla del proceso que controlan,

REFERENCIAS

- Grid, Alstom. 2018. *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide Previously Called Protective Relays Application Guide*.
- Jose, By, and Carlos Villajulca. 2011. "Integración y Conectividad de Sistemas DCS : Consideraciones y Criterios." 1–14.
- Maldonado, Andrade. 2014. "PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL." 33.
- Peñaherrera, Juan Carlos. 2007. "Automatización de Subestaciones e Integración Al Sistema SCADA." 297.
- Pérez, Mario, Hidalgo Pérez, Analia Pérez, and Elisa Berenguer. 2007. "Introducción a Los Sistemas de Control." *Universidad Nacional de San Juan* 1:1–69.
- Ramirez, Carlos Felipe. 2003. "Subestaciones De Alta Y Extra Alta Tensión - Carlos Felipe Ramírez (Mejia Villegas Sa - Ingenieros Consultores).Pdf." 808.
- Toscano Palacios, Marco Antonio. 2010. "Automatización de Una Usbestación Electrica Utilizando Protocolo IEC 61850 y El ICCP Para El Envio de Datos." 91.
- Upadhyay, Darshana, and Srinivas Sampalli. 2020. "SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) Systems: Vulnerability Assessment and Security Recommendations." *Computers and Security* 89:101666.