



Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional del Neuquén

Plaza Huincul – Neuquén

Ingeniería Electrónica

Proyecto Final

**Desarrollo de Ingeniería para
Actualización del Sistema de Control
de una Planta de Tratamiento de Gas.**



Domingo Gustavo Darío Poblete

Mayo del 2011

Resumen

El presente proyecto tiene como finalidad fijar las pautas de diseño de sistemas de control complejos. La explosión de la oferta tecnológica en sistemas de control de procesos requiere tener en cuenta, para la selección del sistema adecuado, una gran cantidad de parámetros que van más allá del costo inicial del sistema. El proyecto describe la ingeniería completa de una actualización de un sistema de control de una planta de tratamiento de gas.

Se discuten las condiciones iniciales de la planta y la evolución de la misma referente a los cambios en los sistemas de producción y como esto afecta la calidad del sistema de control, el cual en muchos casos se presenta como un elemento secundario,

Expondremos una planta de tratamiento de gas real con sus sistemas intervinientes, como está dividida la misma y como el sistema de control se encuentra integrado a la planta.

Se analizan alternativas de cambio al sistema existente, en donde se evalúa cada una de ellas desde el punto de vista técnico, para luego hacer la comparación económica y como justificar la decisión que finalmente se adopta.

Se pondrá especial énfasis en el análisis a futuro de la situación y como los conceptos de mantenimiento tienen una importancia casi mayor a los de diseño. Normalmente en la industria actual los conceptos de mantenimiento se ven como un gasto que debe ser disminuido y no considerado en el futuro inmediato.

El planteo e instalación del sistema, será el resultado de este estudio que busca fijar algunos parámetros mínimos necesarios para el correcto análisis de un sistema, esto no pretende hacer definiciones sobre los pasos a seguir sino que parámetros se deberían tener en cuenta para la correcta implementación del mismo no solo a la situación actual sino también para que el sistema se mantenga en el tiempo.

Índice General

Capitulo 1:	Introducción	1
	1.2 Objetivo del proyecto	2
	1.3 Descripción de la situación inicial del proceso de la planta	2
	1.3.1 Estructura de la planta	2
Capitulo 2:	Planta de Dew Point	4
	2.1. Descripción del proceso de Dew Point	4
	2.1.1 Condiciones de ingreso	4
	2.1.2. Sistema de separación primaria	5
	2.1.3. Concepto principal del proceso Dew Point	6
Capitulo 3:	Sistema de PLC y Scada	8
	3.1. Introducción a los sistemas de PLC	8
	3.2. Sistema Scada	9
	3.2.1 Características de un sistema Scada	9
	3.2.2 Funciones principales del sistema Scada	11
	3.2.3. Elementos de un sistema Scada	12
	3.2.4 Periodo de Escaneo	13
Capitulo 4:	Sistema de control distribuido	17
	4.1 Cambio en la planta	17
	4.1.1 Cambio de la filosofía de proceso de la planta	17
	4.1.2 Efecto Joule-Thomson	17
	4.2 Sistema DCS	18
	4.2.1 Características de un DCS	18
Capitulo 5:	Estado de situación del sistema de control	23
	5.1 Conceptos iniciales del proceso de la planta	23
	5.2 Cambio en la situación de la planta	24
	5.3 Situación ante un paro de planta	25
	5.4 Calculo de los costos asociados a las perdidas del gas no procesado	27
	5.4.1 Caudales de ingreso	27
Capitulo 6:	Propuesta de solución integradora	32
	6.1 Introducción	32
	6.2 Descripción del sistema Scada +PLC	32
	6.2.1 Topología existente	32
	6.3 Pantallas del sistema	37
	6.4 Dinamos del sistema Scada	42
	6.4.1 Dinamo de bomba	42
	6.4.2 Dinamo de datos	42
	6.4.3 Dinamo de válvula de control	43
	6.4.4 Dinamo de lazo PID	43
	6.4.5 Dinamo de válvula on/off	44
	6.5 Tableros de PLC	46

6.5.1	Imágenes de tableros de los PLC	47
6.6	Configuración de los PLC	53
6.7	Estado del sistema DCS	55
6.7.1	Imágenes del sistema DCS	57
Capítulo 7:	Propuesta integradora del sistema	61
7.1	Propuesta 1: realizar ingeniería de los PLC	61
7.2	Propuesta 2: reemplazar los PLC por PLC de última generación respetando la topología existente	62
7.3	Propuesta 3: instalar un PLC central con remotes I/O	65
7.3.1	Propuesta 3A: Instalar un PLC central con remotes I/O de la línea Schneider	65
7.3.2	Características técnicas de los productos	66
7.3.3	Propuesta 3B: instalar un PLC central con remotes I/O de la línea Rockwell	69
7.3.3	Puntos en común	70
7.4	Propuesta 3: Integrar todo en el sistema de control distribuido	71
Capítulo 8:	Resumen Técnico y comparaciones económicas	74
8.1	Análisis de la propuesta de productos Schneider	74
8.2	Costo de la propuesta Rockwell	75
8.3	Puntos en común de estos sistemas	75
8.3.1	Detalle de los puntos arriba expuestos	76
8.3.1.a	Falta de integración del sistema en un todo	76
8.3.1.b	No mejoraríamos las comunicaciones entre el Delta V Actual y los PLC	76
8.3.1.c	La configuración del sistema se deberá hacer por partes	77
8.4	Análisis de la propuesta integrar todo en el DCS existente	78
8.5	Comparaciones entre ambos sistemas	79
8.5.1	Configuración	79
8.5.2	Configuración de las entradas salidas	87
Capítulo 9:	Recomendación final e implementación	89
9.1	Recomendación final	89
9.2	Tableros	91
9.2.1	Conclusión	93
	Apéndice A: Definiciones	102



CAPITULO 1: INTRODUCCION

1- INTRODUCCION

Desde los inicios de la producción de gas fue necesario el control de las variables de entrada y salida, por motivos intrínsecos de control y fundamentalmente para cumplir las normas regulatorias sobre los valores de entrega del o los productos de venta.

Normalmente, con el correr del tiempo dentro de cada planta se van realizando modificaciones en cuanto al proceso de la misma, expandiendo la capacidad de producción o modificando sustancialmente el sistema de proceso.

Dentro de las plantas conocidas, los sistemas de control se vieron siempre como elementos secundarios en el monto total de la planta, y normalmente ante una modificación se toma como valor de referencia el económico y no, como debiera ser, el plan a futuro. Aun sabiendo que el sistema de control ocupa aproximadamente el 10 % del costo total de la planta, valor en relación bajo respecto de la funcionalidad del mismo.

Este documento muestra un ejemplo de este aspecto y como la falta de previsión en los objetivos de expansión a mediano y largo plazo tienen más desventajas que ventajas, y el ahorro económico planteado, no solo no existe sino que ocasiona pérdidas. El objetivo principal es el planteo de las necesidades y la evaluación del proyecto en forma global, tratando de definir lineamientos a aplicar en proyectos futuros.

En el presente desarrollo nos vimos involucrados mientras cursaba la materia Proyecto Final y desempeñaba mis labores como supervisor de mantenimiento, fue en ese momento en que consultando a la cátedra consensuamos usarlo como parte de la materia.



En la primera parte se describe la planta que estudiaremos y las variaciones que se tuvieron con los años, tanto en el proceso de producción del gas como en el sistema de control. Se describen los sistemas intervinientes y las características de cada uno. Se plantea el problema del sistema de control y su influencia en las condiciones de operación de la planta.

Luego se presenta la necesidad de actualización y las alternativas del mercado para la implementación de mejoras e integración de los sistemas de control y se describen cada una de ellas con sus ventajas y desventajas.

Finalmente, y con todas las condiciones enumeradas anteriormente se define cual es el mejor sistema de control que aplica a esta planta y se justifica la elección.

Este proyecto fue finalmente implementado en la planta conforme a las evaluaciones y recomendaciones realizadas.

La importancia de este proyecto radica en la evaluación del mismo como un todo, se consideraron las cuestiones técnicas, económicas, de expansión y sobre todo las ventajas de los futuros mantenimientos del sistema, factor que no siempre es tenido en cuenta a la hora de diseñarlos.

1.2 Objetivo del proyecto:

El presente documento tiene como objetivo detallar la ingeniería realizada para llevar adelante la actualización del sistema de control de una planta de tratamiento de gas bajo un concepto integral que involucra el costo inicial, el costo de mantenimiento, el tiempo medio de reparación, la actualización y sostenimiento a lo largo de la vida útil de la planta.

1.3 Descripción de la situación inicial del proceso de la planta

1.3.1 Estructura de la planta:

La planta de gas que estaremos estudiando se encuentra situada en la zona productora de gas y petróleo en las cercanías de Cutral-Có, es operada por la empresa en la cual desarrollo mis actividades diariamente, se encuentra dividida en 2 plantas,



denominadas como planta de Dew Point y la planta de LPG y Fraccionamiento, en los capítulos siguientes daremos un detalle de los significados de estos nombres, que corresponden al tipo de proceso que desarrollan. Previamente, describiremos brevemente la historia de las mismas para conocer su evolución.

La planta nació originalmente como planta de tratamiento de gas de Dew Point. Esta planta es capaz de procesar caudales de gas de 600 a 1800 Mm³/día (miles de metros cúbicos por día). El ingreso del caudal de la planta no debe presentar variaciones bruscas de caudal ni presión a fin de mantener la calidad del gas. La planta de por sí carece de un sistema de control de caudal o presión de ingreso con lo que las variaciones se deben únicamente a las variaciones de los aportantes al sistema, pozos u otras plantas alejadas. Solo se controla la presión de entrada dentro pequeños márgenes aptos para el trabajo.



Capítulo 2: Planta de Dew Point

2.1 Descripción del proceso de Dew Point:

2.1.1 Introducción:

El proceso de Dew Point dentro de una planta de tratamiento de gas, permite tomar gas de condiciones de boca de pozo, con altas concentraciones de líquidos y entregarlo en especificación de venta, con un punto de rocío de hidrocarburo inferior a los -14°C y un punto de rocío de agua inferior a los -20°C .

El punto de Rocío es la temperatura a la cual comienza a condensarse el vapor de agua contenido en el gas, esta definición también se aplica para los hidrocarburos.

El objetivo principal de bajar los valores de punto de rocío tanto para el agua como para los hidrocarburos, es evitar la presencia de hidratos en el gas, tanto en el proceso como en el transporte, estos hidratos se forman debido a las condiciones de presión y temperatura del gas y la concentración de agua presente en el sistema, los hidratos son formaciones cristalinas similares a bloques de hielo que obstruyen la circulación del fluido.

Realizadas las definiciones describiremos el proceso de la planta.

2.1.2. Condiciones de ingreso

El sistema de ingreso consta de 3 partes bien definidas:

- Sistema de ingreso de baja presión, caudal de entrada 400 Mm³/día
- Sistema de ingreso de media presión, caudal de entrada 900 Mm³/día.
- Sistema de ingreso de alta presión, caudal de entrada 600 Mm³/día

Los sistemas de ingreso de baja, media y alta presión son comunes a toda la planta y se diferencian entre ellos por las presiones de trabajo típicas de cada caso, estas presiones no se definen en la planta, sino que dependen de los sistemas de



ingreso desde los diferentes yacimientos. Estos valores de presión se diferencian de la siguiente forma:

Baja presión: valores de presión menores a 10 kg/cm²

Media Presión: valores de presión entre 10 y 20 Kg/cm²

Alta Presión: valores superiores a 20 Kg/cm² (cerca de 70 Kg/cm²)

La presión de trabajo de diseño de la planta de Dew Point es de 70 Kg/Cm², para esto, los ingresos de baja y media presión son elevados a estos valores, a través de sistemas de compresión, estos sistemas trabajan en forma independiente de la planta por lo tanto independiente del sistema de control.

Debemos mencionar como punto importante que el sistema de control regula y mantiene la presión de succión de los compresores para que se mantenga dentro de valores aptos para el correcto desempeño de los mismos. Si este sistema de regulación no controla estos valores dentro de los parámetros operativos los compresores sufren paros.

Una vez que los sistemas se encuentran con sus presiones igualadas ingresan a la zona de separación primaria.

2.1.3. Sistema de separación primaria

El sistema de separación primaria es un sistema formado por un separador del tipo trifásico cuya función es separar las 3 fases primarias de los componentes del gas, esta separación se produce por tiempo de residencia y efecto de la gravedad. Los componentes obtenidos a la salida del separador son:

- Gas
- Hidrocarburos líquidos
- Agua

Los líquidos son almacenados en sendos tanques para luego ser transportados a las plantas de tratamiento respectivas. El gas restante es ingresado al sistema de



tratamiento de gas. Una vez que el gas es separado primariamente de los líquidos, aun queda presencia de agua e hidrocarburos en la composición del mismo, que no permite estar dentro de especificación para la venta.

2.1.4. Concepto principal del proceso Dew Point

Básicamente el proceso de Dew Point consiste en bajar la temperatura del gas a fin de saturar los líquidos y separarlos, luego se debe calentar este gas para volverlo a la especificación comercial. La figura 1 nos permitirá visualizar mejor este proceso.

Para bajar la temperatura del gas se utiliza un proceso de enfriamiento, donde el aumento de presión y posterior despresurización del elemento refrigerante, en este caso propano, produce un descenso de la temperatura, se toma al propano con un valor de presión de 1 Kg/cm² y se lo lleva a 12 Kg/cm² producto de este incremento de presión produce la licuación del producto, el circuito se complementa con una válvula JT, que produce el proceso inverso se reduce la presión a 1 Kg/cm², esto produce la gasificación del propano y el descenso de temperatura a valores cercanos a -30 °C. Con este valor de temperatura se produce un intercambio de calor con el gas de entrada, lo que produce que los pesados, propano, butano, y gasolina se licuen y se desprendan del gas, estos líquidos son los que procesan luego como hidrocarburos líquidos. Referirse a la Figura 1 para seguir el circuito.

Este gas a bajas temperaturas se utiliza en un intercambiador gas-gas, que permite enfriar el gas de entrada a fin de aprovechar mejor la energía del sistema. Este intercambiador se encuentra en la entrada del proceso, aquí aparece un punto importante, en el gas a bajas temperaturas, valores que rondan los -14°C, se puede producir la formación de hidratos, ya que el agua no ha sido desalojada del gas de entrada, para evitar esto se le agrega Monoetilelglicol, este producto tiene la capacidad de absorber las moléculas de agua que se condensan a baja temperatura y no permite la formación de hidratos.

Con los dos procesos arriba descriptos bajamos los puntos de rocío, la condensación de hidrocarburos líquidos y la captura del agua a través del monoetilenglicol



En una función posterior se debe recuperar el monoetileglicol, para lo cual se lo calienta con un circuito de aceite térmico a fin de que el agua sea eliminada como vapor.

El sistema de control es el encargado de controlar el funcionamiento de la planta y todos los procesos involucrados. En su mayoría son controles del tipo arranque y paro de equipos, apertura y cierre de válvulas y lazos PID. Debe controlar los valores de temperatura y de niveles de los equipos que se presentan en el proceso. Estos valores se deben mantener dentro de los valores permitidos por el diseño del proceso, cualquier desvío mayor produce la no conformidad de los valores del gas y esto no permite la venta del mismo.

La planta está distribuida en un predio de 100 x 50 mts aproximadamente. Fue fabricada en los años 90, y se acondiciono un sistema de control basados en PLC y en un sistema Scada.

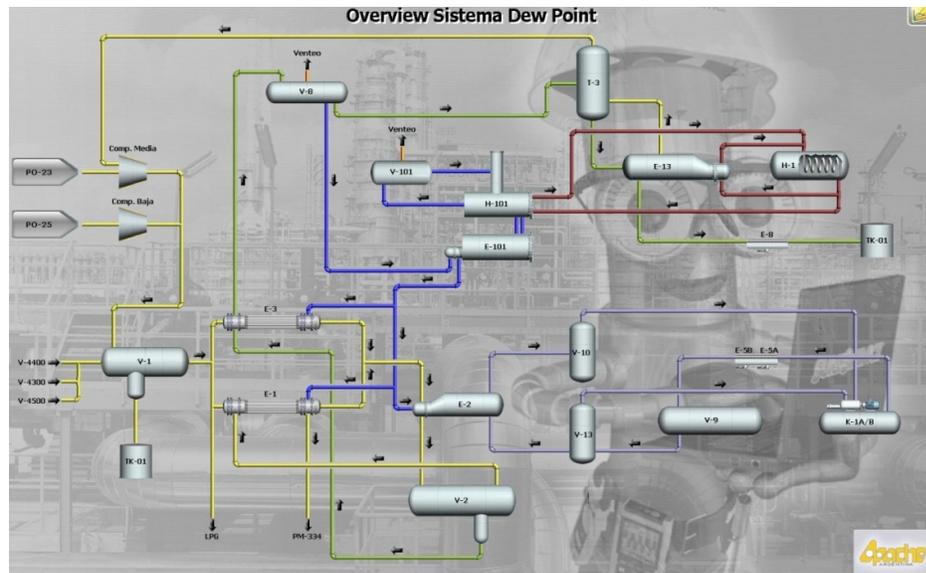


Figura 1: Esquema de una planta de Dew Point



CAPITULO 3: SISTEMA DE PLC Y SCADA

Como se mencionó en el párrafo final del capítulo 2 el sistema de control utilizado para la planta se basó en un sistema compuesto por PLC y sistema Scada, a continuación detallaremos las características de estos sistemas.

3.1. Introducción a los sistemas de PLC

Los sistemas de PLC, presentan avances tecnológicos muy importante respecto de su competencia directa que eran los controles neumáticos y los sistemas electro neumáticos y tableros de relés.

En esta planta en particular se montaron 4 PLC distribuidos dentro del predio, en contraste con lo habitual que es un solo PLC centralizado, cada PLC contaba con su tablero propio, sistema de alimentación y CPU. Esta distribución permitió economizar en cableados, ya que se acortaron distancias entre la instrumentación y los tableros de los PLC, la cual estuvo orientada a la cercanía hacia los instrumentos existentes dentro de la planta, no respetando el proceso ni las lógicas de control.

Solo los lazos PID contaban con las señales de entrada salida en el mismo PLC, debido a que normalmente en este tipo de lazo de control, la entrada y salida están cercas entre sí, mientras que comando de arranque y paro de bombas, como así también el comando de las válvulas no se conectaron a un mismo PLC.

Esta distribución de señales tiene el inconveniente de presentar señales de entrada en un PLC y el comando de salida en otro.

Este sistema de PLC se conectó a un sistema Scada a fin de que los operadores tuvieran la visualización de los parámetros de campo y el control de la planta.



3.2. Sistema Scada

3.2.1. Características de un sistema Scada

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, Supervisión, Control y Adquisición de datos) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos. Esta especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora.

Cada uno de los ítems de SCADA, involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, y así existen muchas otras alternativas.

En el caso particular de la planta que se plantea en el presente proyecto el sistema Scada adquiere los datos desde los PLC de campo. Las tareas de Supervisión y Control generalmente están más relacionadas con el software SCADA, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador de cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además



permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real.

Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario.

Un software SCADA debe ser capaz de ofrecer al sistema:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de datos históricos de las señales de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómatas, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

Si bien todos estos elementos arriba mencionados son de gran utilidad, hay que recalcar que la ejecución de estos parámetros no son en tiempo real, ya que al tiempo de cálculo hay que sumarle el tiempo de transmisión desde el PLC hasta el Scada y no siempre el primer dato que llega es el primero que se dispara en el campo.

Todo sistema debe tener arquitectura abierta, es decir, debe permitir su crecimiento y expansión, así como deben poder adecuarse a las necesidades futuras del proceso y de la planta.

La programación e instalación no debe presentar mayor dificultad, debe contar con interfaces gráficas que muestren un esquema básico y real del proceso



Deben permitir la adquisición de datos de todo equipo, así como la comunicación a nivel interno y externo (redes locales y de gestión)

Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario.

3.2.2 Funciones principales del sistema Scada

Supervisión remota de instalaciones y equipos: Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

Control remoto de instalaciones y equipos: Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

Procesamiento de datos: El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

Visualización gráfica dinámica: El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

Generación de reportes: El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.



Representación se señales de alarma: A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

Almacenamiento de información histórica: Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

Programación de eventos: Esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

3.2.3 Elementos de un sistema Scada

Un sistema SCADA está conformado por:

Interfaz Operador Máquinas: Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

Unidad Remota (RTU): Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

Sistema de Comunicaciones: Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.

Transductores: Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.



La RTU es un sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso provista por los dispositivos de instrumentación y control en una localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema central.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificando lo actuando, respondiendo si es necesario, y esperar por un nuevo mensaje. La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizados vía cable. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores.

Los datos adquiridos por el Scada se presenta a través de una interfaz gráfica en forma comprensible y utilizable, y más aun esta información puede ser impresa en un reporte.

3.2.4 Período de Escaneo

Uno de los aspectos importantes que debe ser considerado es el tiempo de escaneo de los RTU's por el Scada, que se define como el tiempo que se demora en realizar una comunicación con cada uno y todos los RTU's del sistema. Uno de los factores que determina el tiempo de escaneo es el número de RTU's, en general a mayor número de RTU's mayor el tiempo de escaneo. Un segundo factor a ser considerado es la cantidad de datos a ser transmitido el cual puede variar entre un par de estados a cientos de estados lo cual incrementa el tiempo de escaneo. Otro factor importante es el número de bits por segundo que puede soportar el medio de transmisión el cual determina el material del medio y el tipo de modulación.

Así como el scada busca y encuentra cada RTU, el RTU busca y encuentra cada sensor y actuador a los cuales está conectado.



Ventajas de un sistema Scada + PLC:

- Se pueden escoger los productos que mejor se adaptan a las necesidades a nivel de Control y de Supervisión
- Evolución rápida a las nuevas tecnologías.
- Sistemas abiertos y fácilmente integrables con hardware/software de terceros.
- Bajo costo.
- Amplia oferta de servicios, no cautividad.
- Muy escalables.

Desventajas de un sistema Scada + PLC

- Mantenimiento de bases de datos independientes.
- No trabajan con sistemas de TAGs
- Pocas funciones prediseñadas y de control avanzado.
- Direccionamiento explícito.
- La integración de Hardware y software es explícita y requiere esfuerzo.
- Software de configuración de PLC diferente al Software de configuración del Scada.

Estos puntos se serán de mucha importancia en el presente proyecto, mas adelante haremos especial hincapié en este aspecto.

Los TAGs permiten al sistema mantener relaciones biunívocas entre puntos de entrada y salida y su respectiva configuración y visualización en todo el sistema. En el caso particular de los PLC las entradas salidas se codifican según su posición física, en el caso de tener que relacionar este parámetro con algún punto de base de datos, debemos recordar este mapeo. En caso de tener que modificar algún parámetro el mismo debe hacerse en todos los puntos al que se hace referencia, tanto en parámetros de configuración como en puntos de visualización. Una vez dentro del



entorno del Scada, este permite la asignación de TAGs, para los puntos de visualización en pantallas, la base de datos, tanto para visualización como históricos deben mantener esta relación, el trabajo con TAGs es mucho más sencillo.

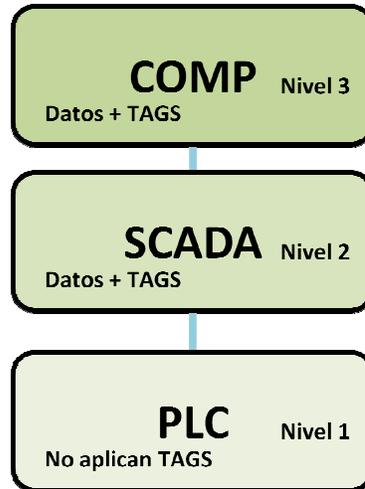


Figura 2: Esquema de un sistema SCADA

En la figura 2, se observa como en cada uno de los sistemas se deben definir tags a fin de hacer una relación entre cada uno de los niveles.

La planta que estudiamos presenta este tipo de sistema de control, con los 4 PLC conectado a un sistema Scada, respetando la siguiente estructura:

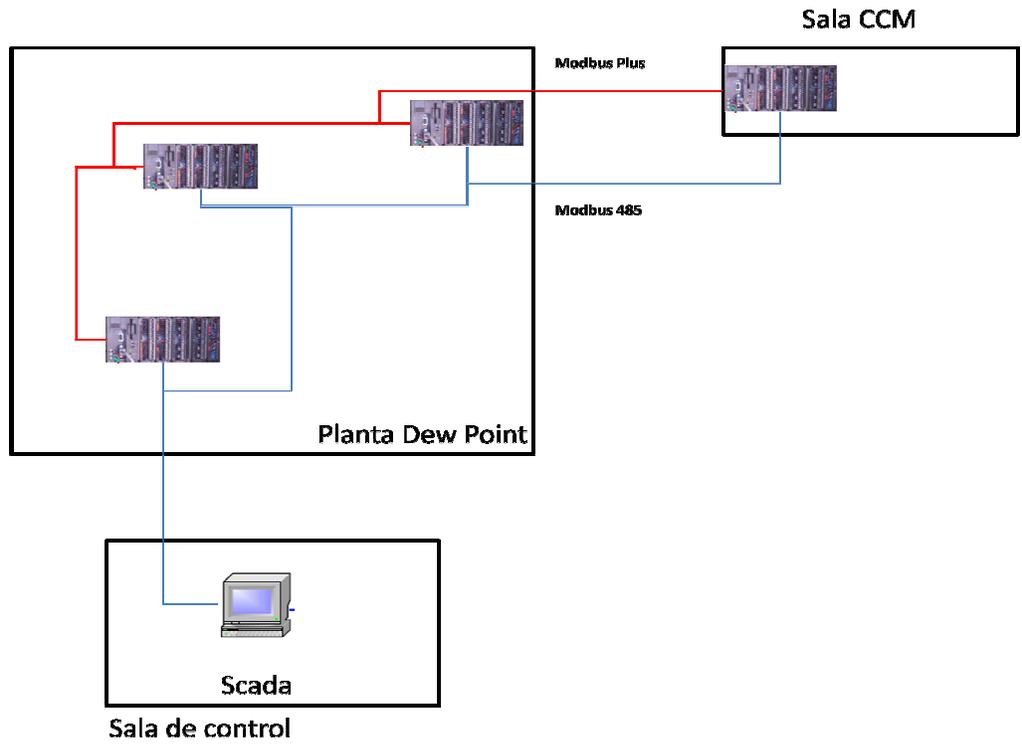


Figura 3: Esquema general del sistema de control de la planta en estudio



CAPITULO 4: SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO

4.1. Cambio en la planta

4.1.1 Cambio de la filosofía de proceso de la planta

En el año 2000 se iniciaron las gestiones desde la gerencia para ampliar la planta, el proceso tendría un cambio radical en la filosofía de control. El proceso de Dew Point sería dejado de lado para pasar a tener una planta LPG (por sus siglas en inglés Liquefied petroleum gas) con una planta auxiliar de fraccionamiento de LPG.

El LPG conocido como Gas Licuado a Presión, es una mezcla de gases que se condensan del gas natural, estos componentes del LPG, que a condiciones de temperatura y presión normales son gases, son fácilmente condensables, y normalmente son una mezcla de propano y butano. Explicaremos como es el proceso de obtención de estas mezclas.

4.1.2 Efecto Joule-Thomson

Entre 1852 y 1862, J.P. Joule y W.Thomson hicieron pasar una corriente de gas a presión constante a través de un tubo en el cual se había fijado un tapón poroso de algodón absorbente o seda. Encontraron que el gas que salía del tapón era, en general, apreciablemente más frío que el gas que entraba. El cambio de temperatura, conocido como efecto Joule-Thomson, se debe a una disminución de la velocidad, y por lo tanto, de la energía cinética de las moléculas, esto ocurre debido a la necesidad de suministrar energía para vencer la fuerza de atracción molecular cuando el gas se expande al pasar a través del tapón poroso. Este principio de funcionamiento se usa para licuar los gases, de un gas a alta presión se deja fluir a través de una válvula a consecuencia de lo cual su presión disminuye bruscamente. La energía consumida para vencer la atracción de las moléculas durante la expansión que acompaña a caída de la presión produce el enfriamiento del gas, este descenso de temperatura hace que los gases pesados, propano, butano y más pesados, se licuen.



Este cambio en el proceso produce un aprovechamiento económico mayor en el proceso de venta del gas, ya que los productos que se obtienen tienen un valor mayor en el mercado.

Para esta nueva planta la ingeniería de control de la planta se basó en un sistema DCS, por sus siglas en inglés Distributed Control System, sistema de control distribuido. Esta decisión fue tomada independiente del sistema de control existente en la planta, tampoco se realizó la integración de los dos sistemas, el nuevo y el existente, en un solo sistema.

4.2. Sistema DCS

4.2.1 Características de un DCS

Un DCS tradicional integra su arquitectura en los primeros niveles: y su objetivo es implementar la estrategia de control (en tiempo real) de un proceso industrial completo, por lo tanto debe ofrecer también capacidades de control lógico, regulatorio y secuencial.

Un DCS posee una base de datos unificada para los Niveles 1 y 2, vistos en el capítulo 2, por lo tanto habrá un único dominio de definición de Tags y un único punto de entrada para implementar la estrategia de control. Este es uno de los puntos fuertes en la comparación con los PLC, de esta manera se evitan complicaciones a la hora de asignar variables a las pantallas o de hacer modificaciones tanto de configuración de software o hardware.

El hardware del Nivel 1 debe soportar estrategias de control distribuido y tener la capacidad para ejecutar hasta 256 lazos de control regulatorio, en sus inicios aunque actualmente procesan más de 500, por unidad de hardware (Controlador). Deberá soportar también E/S remotas y buses de campo para cubrir áreas geográficamente dispersas y por supuesto poder comunicar entre sí de forma confiable y eficiente a dichas unidades para distribuir la estrategia de control que se programa desde la aplicación de software en forma centralizada.



En los sistemas modernos de DCS se aplican software de configuración que permiten la visualización y configuración de los transmisores instalados en campo a través de la topología del cableado. Esto es posible debido a que estos sistemas traen ya embebidos protocolos de comunicación tipo Hart y Fieldbus. Tanto para la configuración del sistema como para la configuración de los instrumentos. Esta es una herramienta que nos permitirá a futuro mejorar enormemente la eficiencia del mantenimiento. Estas herramientas son casi exclusivas de los DCS, los PLC aun no han logrado implementar estos protocolos.

Otra característica importante, consecuencia de haber unificado los primeros dos niveles, es que la configuración del HMI y la programación se realiza en forma centralizada desde una única plataforma de software.

El nivel 3 está dedicado al manejo de la información histórica y posee otra base de datos independiente que sirve, por ejemplo de soporte histórico para las tendencias en el HMI pero aun se encuentra integrado dentro de la estructura de configuración.

Los DCS permiten fácilmente la redundancia, tanto en controladores, como en tarjetas e instrumentación de campo. La configuración de estos puntos es fácil de hacer y transparentes para los usuarios.

Respecto a los sistemas de configuración los sistemas DCS permiten varias formas de hacerlos, por bloques, estructurada y por bach, superando claramente las capacidades de un PLC.

Recién los PLC están iniciando las programaciones en estos lenguajes.

Obviamente el sistema DCS cumple con las características de un sistema SCADA, enumeradas anteriormente, ya que normalmente dentro de un DCS hay un sistema Scada embebido que se usa principalmente para la visualización de datos en los HMI.

Una ventaja muy importante es la casi eliminación de los tiempos de escaneo, ya que los controladores primarios son los encargados de manejar los datos, y esto



permite el “estampado” de las alarmas y eventos, se entiende por estampado a la forma en que los datos son registrados en el sistema, normalmente los controladores poseen relojes de tiempo real y estos tipos de datos se disparan a través de interrupciones lógicas, con lo cual se registra el evento y el tiempo en que fue realizado. Los tiempos de disparo se estampan en el momento en que ocurre el mismo y la visualización es completa, el hecho y el tiempo en que se produjo, esto mejora enormemente la visualización y seguimientos de parámetros, la comunicación se puede caer por un tiempo importante, pero cuando retome se verán todos los datos en el momento en que se produjeron.

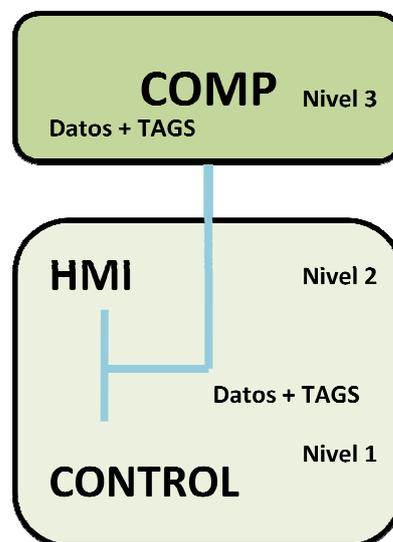


Figura 4: esquema de un sistema DCS

Ventajas de un sistema DCS

- Base de datos única: Control + Supervisión.
- Lenguajes de alto nivel: lenguaje estructurado, bloques, etc.
- Alta disponibilidad: redundancia.
- Fuerte integración entre Hardware y Software.
- Funciones de control avanzado: regulación, multivariable, control predictivo, etc.



- Conectividad con buses de campo.
- Diseñados para el control de procesos continuos.
- Sin direccionamiento explícito.
- No existen tiempos de escaneo, desaparece la relación Maestro esclavo, en comunicaciones y se integra todo en el controlador

Desventajas de un sistema DCS

- Poco flexibles, aunque cada vez más abiertos.
- Costos de implementación y mantenimiento elevado.
- Poca oferta de servicio.
- Evolución lenta.
- Poco escalables y de difícil aplicación en procesos discretos o por lotes.

Luego de la instalación de esta nueva planta el esquema general del sistema de control quedo de la siguiente forma:

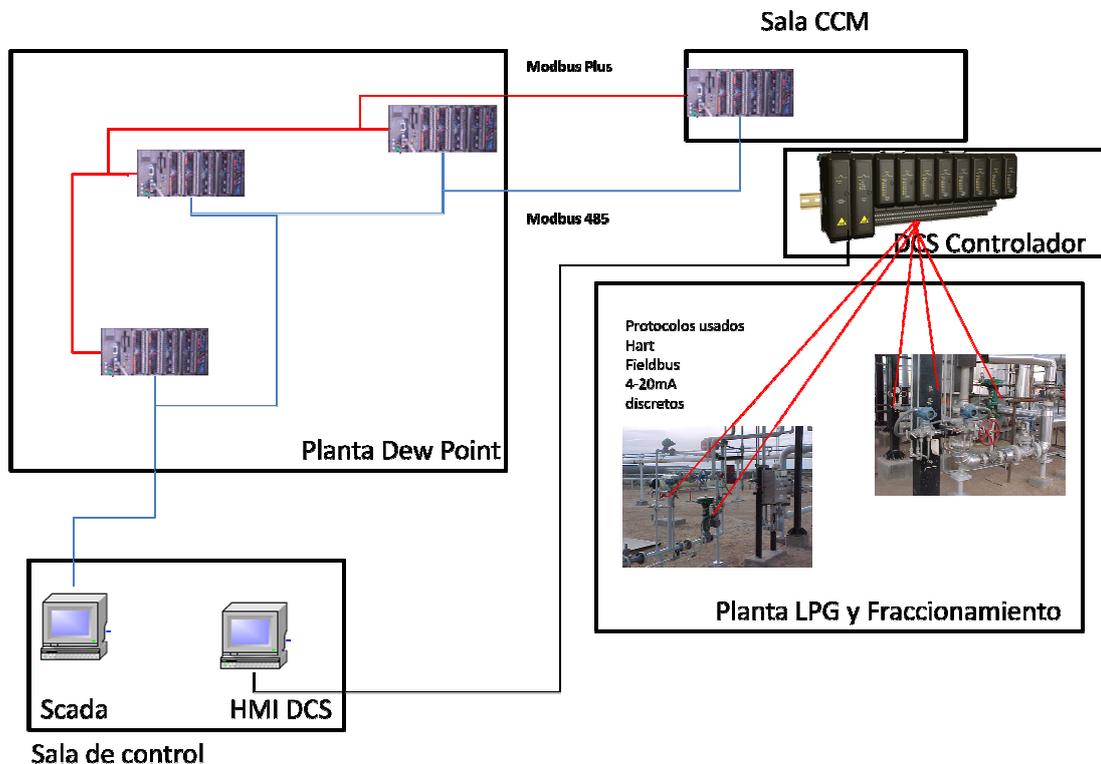


Figura 5: Esquema general del sistema de control de la planta

En la figura 5 se observa la falta de integración de todos los parámetros de la planta, al tener dos sistemas independientes de control se generan varios inconvenientes al momento de observar y de ver datos, por sobre toda las cosas la imposibilidad de compartir variables para el control de las mismas, ya que si bien, las bases de datos se pueden compartir a través de protocolos de comunicaciones, no se pueden usar para el control del proceso, con lo cual la operación y control de la planta se hace de forma muy artesanal y dependiendo siempre del ojo humano del operador quien no siempre es el elemento más confiable de control.



CAPITULO 5

ESTADO DE SITUACION DEL SISTEMA DE CONTROL

5.1. Conceptos iniciales del proceso de la planta

Al cambiar la política del proceso de la planta, y modificar sustancialmente el funcionamiento de la misma, la gerencia opto por dejar fuera de servicio la planta de Dew Point debido a que todo el gas se procesaría en la planta LPG, como se explico en el capitulo anterior el aprovechamiento económico es mayor. El caudal de gas existente en ese momento era suficiente para ser procesado en su totalidad en esta planta por lo que al no haber gas sobrante para ser procesado en la planta de Dew Point no dejo otra alternativa que dejar fuera de servicio esta última. Obviamente esta decisión trajo algunos puntos que afectaron en forma negativa al sistema de control de la planta de Dew Point, los resumiremos en:

- Falta de políticas de mantenimiento sobre los equipos de la planta
- Falta de políticas de mejoras
- Falta de un sistema de actualizaciones de software y hardware
- Falta de seguimiento y actualización de la ingeniera de control de la planta.

Básicamente se dejo paralizada la planta en todo sentido, los equipos de entrada funcionaban como caño de ingreso a la planta LPG. Se anularon todos los sistemas de control de la planta. A excepción de los controles de presión de baja y media, que como ya mencionamos anteriormente son comunes a ambas plantas.



Las constantes variaciones externas, como ser en las instalaciones donde se guardaba la información de la ingeniería de la planta llevo a la pérdida total de las carpetas impresas con la ingeniera CAO (Conforme A Obra). El formato electrónico, fue uno de los primeros en perderse.

Al ser este sistema dejado de lado y estar trabajando con software que no fueron actualizados, rápidamente quedaron fuera de soporte, tanto el software del sistema operativo, como también el software de configuración de los PLC.

5.2. Cambio en la situación de la planta

En el año 2006 la gerencia de operaciones realizo una fuerte inversión a fin de explotar nuevos pozos de gas, esto llevo obviamente al incremento de la producción de los distintos yacimientos que aportan el gas a la planta y al aumento del caudal de ingreso a la misma.

Si bien esto no influye demasiado en la lógica de control de la planta LPG, si influyo muchísimo en la planta Dew Point, con lo que sucedieron dos cosas importantes:

- El sistema de ingreso a la planta dew point, que estaba fuera de servicio debió comenzar a operar en forma inmediata
- El gas sobrante que no puede ser procesado por la planta LPG, por superar su capacidad de proceso, debió ser tratado en la planta Dew Point.

Es en este punto donde comienzan los problemas en la planta y se nota la falta de previsión en la expansión de las mismas, comienza el sistema a verse como un conjunto y un único sistema de control desde el punto de vista de la operación, pero no se pueden integrar de ninguna forma ambos sistemas.



A continuación mencionaremos los problemas típicos que se presentaban en el funcionamiento de la planta:

- Fallas de funcionamiento de los equipos debido a la falta de mantenimiento.
- Fallas en la programación de los PLC, salidas de funcionamiento parciales o totales.
- Fallas en los controles de los lazos y arranques y paros de equipos.
- Roturas de tarjetas de entradas salidas de los PLC.
- Se presentó la necesidad de hacer modificaciones en las lógicas de control de la planta, o sea, modificar la lógica de control de los PLC.

El primer punto es el que menor peso tiene sobre los demás ya que con el reemplazo adecuado la planta continúa funcionando.

Los restantes puntos pasan a ser puntos críticos en el desempeño del sistema. Como la tecnología se hacía obsoleta, conseguir repuestos e información de soporte se hacía más difícil. Esto trajo aparejado el paro de la planta Dew Point aumentando considerablemente los tiempos de resolución de problemas.

5.3. Situación ante un paro de planta

Ante un paro de planta de Dew Point los puntos críticos son los ingresos de entrada de baja y media presión, ya que al no tener el sistema de control funcionando este gas no ingresa a la planta de LPG, como mencionamos en el capítulo 1 estos sistemas de ingreso son comunes a ambas plantas, por esto se debe tomar alguna de las siguientes decisiones:

- Ventear este gas
- Hacer paros de los yacimientos que proveen el gas de entrada



Ambas decisiones traen considerables pérdidas económicas, y mientras mayor sea el tiempo de la resolución del problema mayor será la pérdida. Tanto el venteo como los paros de yacimiento traen consigo problemas colaterales. En el caso de los venteos las multas aplicadas por los organismos de gobierno son fuertes, también desde el punto de vista ecológico la quema de gas contamina el aire, esta planta se encuentra en las cercanías de las ciudades de Cutral-Có y Plaza Huincul, debido a esto lo referente a la ecología presenta un aspecto por demás importante. En el caso de los paros de yacimientos, los costos asociados al respecto y posterior puesta en marcha son considerables, tanto en horas hombre como en equipos asociados, además se debe sumar la pérdida del petróleo de cada yacimiento.

Cabe recalcar que el gas no se puede acumular en estado gaseoso, es sumamente costoso y peligroso, por lo que en estas condiciones no queda otra que perderlo.

En el año 2007 la empresa proveedora de los PLC informa a la nuestra gerencia, que como política de actualización de sus productos ha tomado la decisión de dejar fuera de servicio la comercialización tanto del software como hardware de los productos marca AEG, no pudiendo ofrecer los servicios de soporte técnico ni tampoco la comercialización de productos nuevos ni repuestos. Con esto la situación se agrava notablemente.

A esto se le debe sumar que durante todo el tiempo en que estuvo la planta fuera de servicio, la empresa no considero el acopio de repuestos.

Es aquí donde se plantea la situación crítica del sistema de control, lo resumiremos en:

- Falta de soporte técnico de los PLC
- Falta de repuestos de los PLC
- Imposibilidad de procesar el gas ante una falla del sistema
- Pérdidas económicas debido a que el gas no se procesa



En el caso de que este sistema quedara fuera de servicio, la planta de Dew point no podrá funcionar y por lo tanto el gas se perderá. Como el sistema de control controla los ingresos de planta de media y baja presión, estos caudales de gas no podrán ingresar al proceso de LPG.

Supondremos que el sistema de control presenta una falla en alguno de sus PLC y que esta falla trae aparejado roturas de tarjetas. Por lo descrito anteriormente esta situación es casi insalvable, se deberá recurrir a reparaciones de emergencia en las electrónicas de las tarjetas, estas reparaciones no pueden ser probadas con el suficiente tiempo y la confiabilidad de estas disminuye notablemente, no pudiendo asegurar que la falla no se repita.

Es evidente que este tipo de trabajos generan tiempos de paro desde el momento que se produce la falla hasta el momento en que se soluciona. En la experiencia de campo los tiempos mínimos de falla pueden ser de 3 días.

Tomaremos estos valores de gas para determinar el costo que se pierde con el gas que no se procesa.



5.4 Cálculo de los costos asociados a las pérdidas del gas no procesado

5.4.1. Caudales de ingreso

En la primer parte del presente informe, enumeramos los caudales de entrada a la planta, como el sistema de control de los PLC controla la entrada de baja y media presión, al caerse el sistema estos caudales no pueden ser controlados y por lo tanto se pierden.

Recordemos,

Caudal de ingreso de media presión		900 Mm3/día
Caudal de ingreso de baja presión		400 Mm3/día
Caudal total de ingreso que se pierde		1300 Mm3/día

Tabla 1: Caudales de ingreso a planta

Como este gas ingresa a la planta LPG, del mismo se obtienen gas de venta y LPG asociados, propano, butano y gasolina, la cual es procesada como petróleo.

De estos 1300 Mm3/día se obtiene, como LPG, en la siguiente proporción

Propano		40 Toneladas
Butano		30 Toneladas
Gasolina y Pesados		25 Toneladas

Tabla 2: relación de LPG que se obtiene del gas



Si trasladamos estos valores a costos en dólares tenemos:

El mercado Argentino vende gas a u\$s 2,5 el millón de BTU, para saber cuál es el costo del gas debemos pasar los 1300 Mm³ de gas a BTU. El poder calorífico promedio del gas de venta ronda los 9180 Kcal/m³, por lo tanto.

$$9180 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3} \times \frac{1 \text{millon BTU}}{251000 \text{ Kcal}} \times \frac{2,5 \text{ u}\$s}{1 \text{millon BTU}} = 0,09143 \frac{\text{u}\$s}{\text{m}^3}$$

A un promedio de 1300 Mm³/día el total es de

$$0,09143 \frac{\text{u}\$s}{\text{m}^3} \times 1300000 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} = 118.864,00 \text{ u}\$s/\text{dia}$$

A esto hay que sumarle el valor de venta de los líquidos:

Propano Butano:

$$40 \text{ ton} + 30 \text{ ton} = 70 \text{ ton} \times 400 \text{ u}\$s/\text{ton} = 28.000,00 \text{ u}\$s$$

Gasolina y pesados:

$$25 \text{ ton} \times 250 \text{ u}\$s/\text{ton} = 6.250,00 \text{ u}\$s$$



Total de venta en Dólares por día

Gas de venta		u\$s 118.864,00
LPG		u\$s 28.000,00
Gasolina		u\$s 6.250,00
Total		u\$s 153.114,00
Costo por Hora		u\$s 6379,75

Tabla 3: valores de venta de gas

El costo promedio de una empresa de mantenimiento es de u\$s 700 por día. Mínimamente una empresa requiere 3 días de trabajo para cualquier rotura, sin contar el costo de los repuestos.

Aquí no analizamos el costo del paro total de planta, ni tampoco el costo de las perdidas asociadas. Con este análisis es suficiente, en los capítulos siguientes se demostrara porque con este solo análisis es necesario.

Es evidente que este es el problema de la planta y esta situación es por demás crítica. Se debe encontrar una solución rápida que nos permita asegurar la confiabilidad del sistema de control.

Hasta aquí hemos expuesto las condiciones de la planta, se ha planteado la problemática en que nos encontrábamos y como esta se fue agravando con el correr del tiempo, se hace necesaria, tanto desde el punto de vista técnico como el económico una respuesta en tiempo y forma que evite los paros de planta prolongados y por sobre todas las cosas la perdida de producción, por lo tanto se hace necesaria una evaluación de las mejoras a realizar en el sistema de control de la



planta, esta evaluación debe cumplir y abarcar todos los puntos del sistema de control tanto para la planta en cuestión como para la de LPG.

Este es el momento adecuado para hacer una evaluación a conciencia de las tareas a implementar, este análisis nos deberá permitir conciliar las tecnologías existentes y encontrar la mejor alternativa para nuestro sistema de control. En los capítulos siguientes nos abocaremos a esta tarea.



CAPITULO 6

PROPUESTA DE SOLUCION

INTEGRADORA

6.1. Introducción

En el capítulo 5 se han planteado las condiciones, tanto desde el punto de vista del proceso como del sistema de control, de la planta, en este capítulo plantearemos las necesidades a cumplir, por el sistema de control, a fin de mejorar tanto el sistema de control como el proceso de la planta y se ofrecerán las alternativas de solución existentes en el mercado, a fin de realizarlo de manera ordenada se describirá el sistema de control existente, el cual se tomara como base para la nueva aplicación. Seguidamente se definirán las condiciones mínimas que debe cumplir el sistema a instalar.

6.2. Descripción del sistema Scada + PLC:

6.2.1. Topología existente

El sistema de control primario en la planta Dew Point consta de 4 PLC Marca AEG, conectados entre sí a través de Modbus Plus, tanto los PLC AEG como el Protocolo Modbus Plus son propietarios de Modicom. El protocolo de comunicación nos permite compartir información tanto de control como de comunicaciones, permite también la comunicación de parámetros, variables y comandos entre los PLC como así también parámetros de alarmas y chequeos de comunicaciones. Este comando es bidireccional y donde todos los PLC son maestros y esclavos a la vez.

Estos PLC se conectan con el sistema Scada a través de un puerto independiente en modo Modbus RTU 485.

La velocidad de comunicación es de 9600 baudios. El Scada es maestro y los PLC son esclavos, ningún PLC puede administrar las comunicaciones por lo que las alarmas y paros dependerán de la secuencia de escaneo de cada PLC, no hay



estrategias de prioridades respecto de las comunicaciones, todos los PLC tienen la misma jerarquía.

Este punto no permite la determinación de alarmas y eventos en tiempo real, ya que estos parámetros se disparan en el Scada cuando la información llega hasta el mismo, por lo que depende de la secuencia de escaneo. Si bien este parámetro de referencia parece menor, tiene una importancia en el sistema de control y es de vital importancia para que el operador pueda operar la planta eficientemente. Describiremos un ejemplo que nos permita explicar esto.

Consideremos un equipo que posee varios instrumentos de control, mencionaremos algunos:

- Baja presión de aceite
- Alta temperatura de agua
- Bajo presión de succión
- Bajo nivel de aceite

Supongamos que por alguna falla del instrumento, el equipo presenta paros aleatorios. Debido a que estas alarmas pueden dispararse con el equipo detenido, la baja presión de aceite se activara al estar el motor detenido, la alta temperatura se activara debido a que el equipo no se refrigera, etc. Cualquiera de estas alarmas puede confundir al operador y creer que el equipo paro por alguna de estas, con lo cual la falla aleatoria nunca podrá ser detectada. Para este caso es sumamente necesario que el tiempo de activación sea detectado lo más rápido posible.



Los PLC cuentan con la siguiente distribución de entradas y salidas:

Cantidad de módulos instalados por PLC					
Tipo	Descripción	PLC A	PLC B	PLC C	PLC D
CPU	CPU y placas de comunicaciones	1	1	1	1
Entrada	Modulo de entrada Digital 16 canales 24 Vcc	4	1	2	2
Salida	Modulo de salida Digital 8 canales 24 Vcc	2	1	-	1
Entrada	Entrada Analógica de Corriente de 4 canales	-	2	2	1
Entrada	Entrada de RTD 4 canales	-	1	2	1
Salida	Salida Analógica de corriente de 2 canales	-	3	5	1

Tabla 4: descripción de los módulos con los que cuenta cada PLC

Se discriminan las entradas por PLC

Discriminación de entradas por PLC A			
Tipo	Total	Usadas	Reserva
Entradas Digitales 24 Vcc	4	52	12
Salida Digitales 24 Vcc	6	16	0

Tabla 5: Cantidad de módulos del PLC A

Discriminación de entradas por PLC B			
Tipo	Total	Usadas	Reserva
Entradas Digitales 24 Vcc	6	13	3
Salidas Digitales 24 Vcc	8	6	2
Entradas Analógicas de Corriente	8	6	2
Entradas de RTD	4	2	2
Salidas Analógicas de Corriente	6	6	0

Tabla 6: Cantidad de módulos del PLC



Discriminación de entradas por PLC C			
Tipo	Total	Usadas	Reserva
Entradas Digitales 24 Vcc	32	30	2
Salidas Digitales 24 Vcc	0	0	0
Entradas Analógicas de Corriente	8	7	1
Entradas de RTD	8	5	3
Salidas Analógicas de Corriente	10	9	1

Tabla 7: Cantidad de módulos en el PLC C

Discriminación de entradas por PLC D			
Tipo	total	Usadas	Reserva
Entradas Digitales 24 Vcc	32	31	1
Salidas Digitales 24 Vcc	8	5	3
Entradas Analógicas de Corriente	4	3	1
Entradas de RTD	4	3	1
Salidas Analógicas de Corriente	2	2	0

Tabla 8: cantidad de módulos en el PLC D

Todos estos parámetros se centralizaban en un sistema Scada, que visualiza y controla los parámetros de la planta, la comunicación entre los sistemas es bidireccional, pero siempre a través de un mapeo, que es biunívoco entre la base de datos del Scada y el mapeo de los distintos PLC. Cada PLC tiene una dirección única y los registros Modbus están diferenciados entre binarios o de punto flotante.

El sistema de PC no es redundante en cuanto al sistema propiamente dicho, se ha creado un solo servidor de telemetría. Lo que se ha hecho redundante es el servidor, colocándose un sistema de discos, fuentes y microprocesadores



redundantes. De esta forma se economizó el sistema ya que la redundancia de servidores es más económica que la redundancia de Scada.

El sistema Scada debe ser del tipo llave de desarrollo, lo que significa que se licencia con todos los servicios disponibles en el mercado, esto obviamente eleva los costos del sistema.

El sistema Scada trabaja bajo plataforma Windows server 2000.

El sistema de PLC y SCADA, presenta estas características:

Cantidad de puntos de base de datos: 418 puntos, distribuidas en

Digitales: 293

Analógicas: 105

De Sistema: 20

Cantidad de Pantallas 20

Cantidad de puntos de históricos aproximadamente 200



6.3. Pantallas del sistema Scada

Se adjuntan algunas pantallas del Scada como referencia

SHUTDOWN

Link a pantallas

Logo de la Empresa

PTG LOMA NEGRA

Entrada / Salida	Separadora Norte Baquales
Compresores PTG	
Intercambiador Gas-Gas	Masico PTC
Intercambiador Gas - Gasolina	Compresores de Campo
Area de Frio	Cuadro General Compresores
Estabilizacion de Gasolina	Planta Portezuelo
Area de propano	Planta Ranquil - Co
Compresores de Frio	
Regeneracion de MEG	Lazo PM 334
Sistema de Aceite termico	PM 440
Venteos y Drenajes	PM 334
Tanque de Propano	
Area de Tanques	
Generadores Electricos	
Slug Catcher V-7	
Flash de Gasolina V-8	
Entrada Baja Presión	

Horas hasta 6 a.m.

Calculo de Caudal Proyectado &&&& &&&& m3/dia

Ack	Time In	Tagname	Description	Status	Value
Banner de alarmas					

Total Alarms: 0 Filter: Node In "FDXPTG01" And Node NotIn "F" Sort: Time In, Descending Run

Comm Login Alarmas Silencio

1:28:44 PM 1/29/2011

Menu Menu PTC

Figura 6: Pantalla principal del Scada



Desde la pantalla de menú principal (figura 6) se disparan las demás pantallas, a través de los botones, cada pantalla representa una parte de la planta.

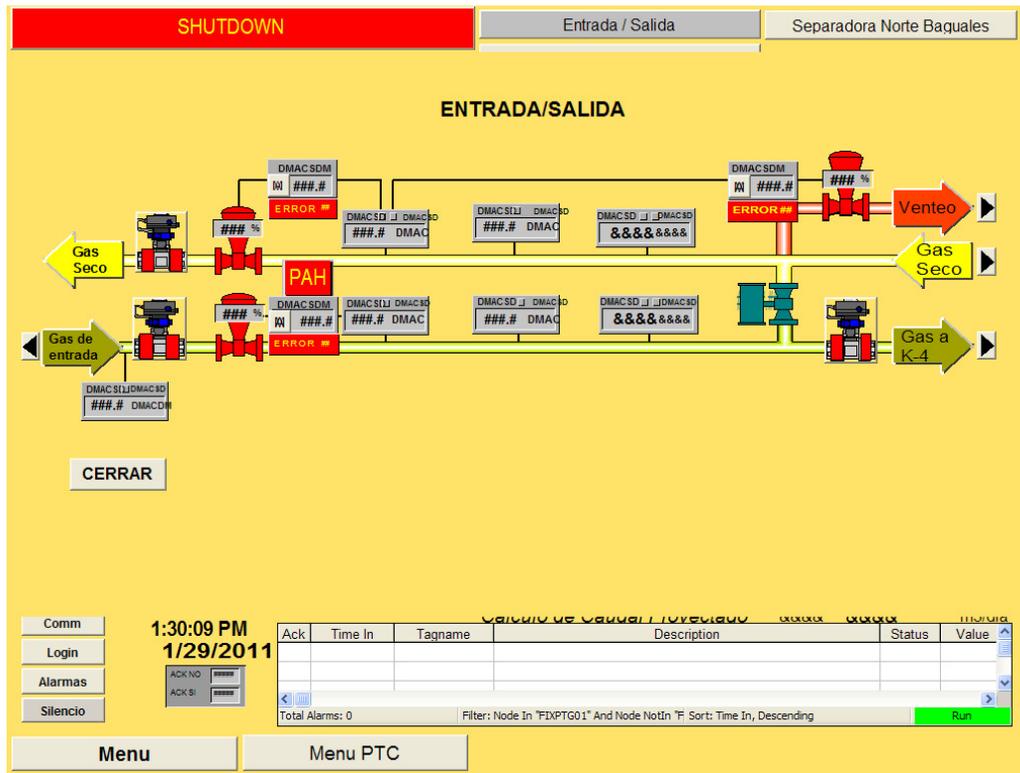


Figura 7: pantalla de entrada salida de la planta

En la figura 7 se muestra la pantalla de entrada salida, como se observa el diseño es muy básico y no presenta animaciones ni visualizaciones fáciles de seguir o darse cuenta el proceso

Las pantallas que se van abriendo se van acumulando al buffer de memoria, no se cierran pantallas anteriores.

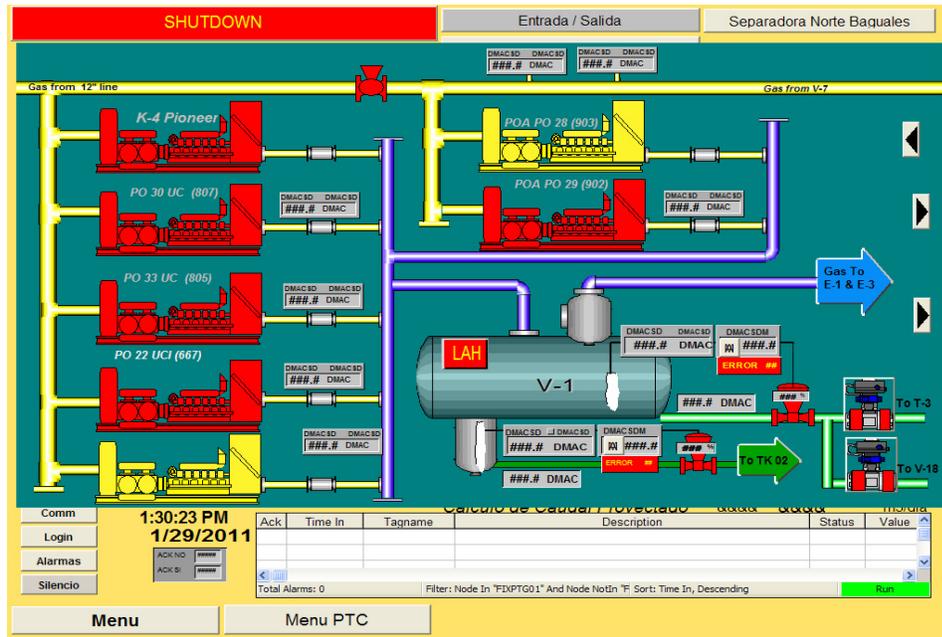


Figura 8: menú de proceso de planta

Esta pantalla representa una parte del sistema, como se observa las indicaciones no son claras ni concisas.

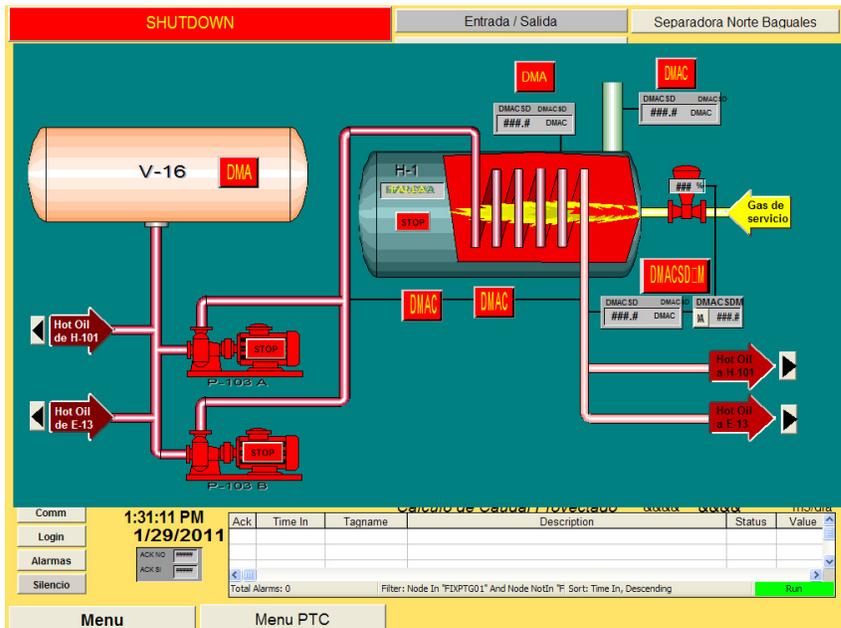


Figura 9: pantalla de proceso de hornos del sistema

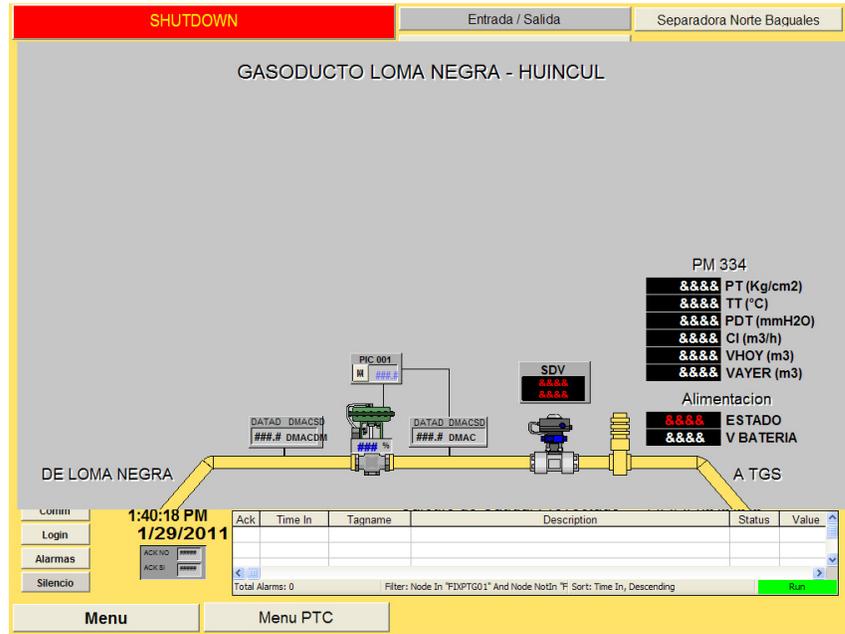


Figura 10: pantalla de salida del gas

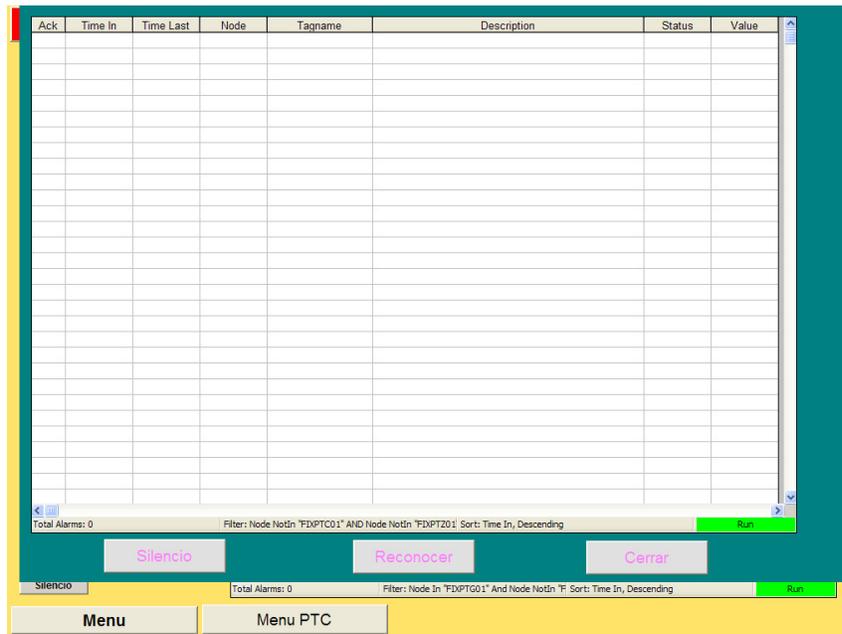


Figura 11: pantalla de alarmas del sistema



La figura 11, muestra la manera de visualizar las alarmas y eventos que se producen en el sistema, los cuales deben ser previamente configurados en la base de datos. Son los parámetros básicos de todo sistema y son reconocibles desde esta pantalla.

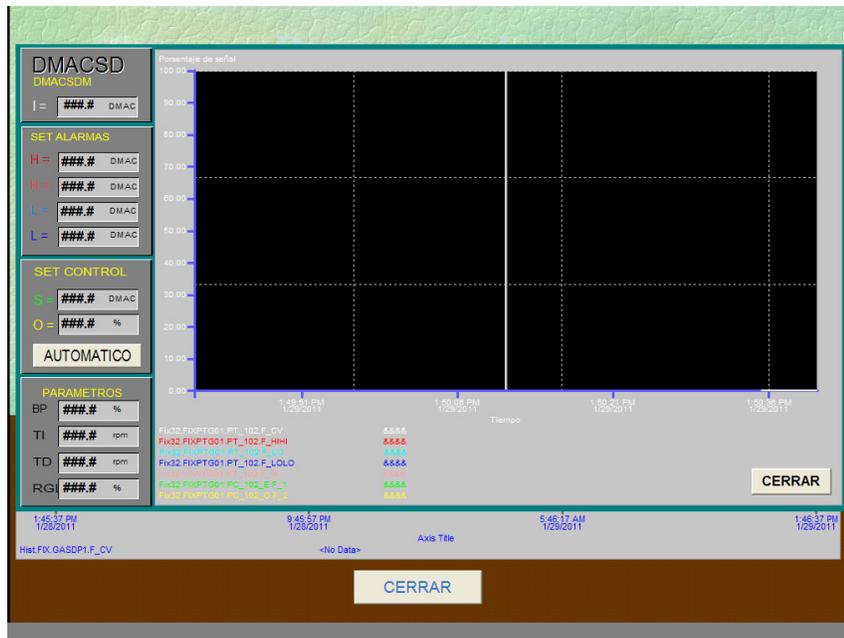


Figura 12: pantalla de gráficos históricos

Las pantallas de históricos, se muestra un ejemplo en la figura 12, se presentan los datos provenientes de la base de datos de históricos, la cual es independiente de la base de datos del sistema. Estas pantallas también pueden historizar datos desde la base de datos de sistema, pero estos últimos se graficarán solo desde el momento en que se abre la pantalla, y se perderán mientras la pantalla no esté abierta.

Se ha definido una pantalla por cada variable a historizar, con lo que la cantidad de pantallas existentes son cercanas a las 200, nuevamente esto trae



aparejado el problema de cualquier modificación que se necesite hacer, se deberá multiplicar por 200.

En el caso de los controles de los equipos como por ejemplo las bombas, el sistema presenta un comando de paro desde sala de control, no así de arranque.

6.4 Dinamos del sistema Scada

Los dinamos de un sistema permiten al operador visualizar las variables de campo a través de dibujos que pueden estar animados, ya sea por distintos colores o por tener la variación de los valores de campo. Presentan varias características que pueden ser estandarizadas, depende de la forma en que se configure el sistema

Analicemos los dinamos:

6.4.1. Dinamo de bomba:



Figura 13: dinamo de bomba

En condiciones normales la bomba presenta un color gris, esta condición en el caso particular es la condición de marcha, en el caso de la bomba estar parada el dinamo pasa a color rojo. También como el comando de paro se debe ver cuando la bomba está en marcha, se visualiza en ese momento solamente.

6.4.2. Dinamos de datos:

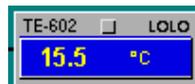


Figura 14: dinamo de datos



Los dinamos de datos son muy sencillos, esto no posibilita la correcta visualización de datos:

- en la parte superior muestra el TAG del instrumento y el estado de alarma
- el fondo se colorea de acuerdo con el estado de alarma presente.
- Presenta un botón para el acceso la pantalla de históricos.

6.4.3 Dinamo de válvula de control:

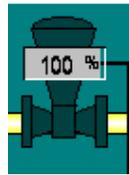


Figura 15: dinamo de válvula de control

Este dinamo solo presenta el valor de la variable de salida de la válvula, no el estado real de la misma, sino el estado en que debería estar, no presenta valores de alarmas, ni fallas.

6.4.4 Dinamo de lazo PID



Figura 16: dinamo de datos de un lazo PID

Este dinamo solo presenta el valor del Set Point, el cual no está aclarado y un botón para pasar de manual a automático y viceversa, dependiendo del estado en que se encuentre.



6.4.5 Dinamo de válvula on/off

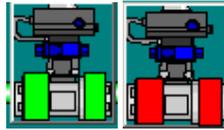


Figura 17: dinamo de una válvula on-off

Este tipo de dinamo presenta 2 colores que definen el estado de la válvula, siendo rojo para válvula cerrada y verde para válvula abierta. Este comando nos permite abrir y cerrar la misma desde la pantalla, haciendo un click con el mouse sobre el dibujo aparecerá la siguiente pantalla



Figura 18: dinamo de una pantalla de control de válvula

Botones que nos permiten operar la válvula desde la sala de control.

Todos estos dinamos presentan la desventaja que son únicos para cada variable, no existiendo matrices de configuración que permita modificar todos los parámetros a la vez, es por eso que es muy común encontrar fondos de pantallas diferentes para el mismo tipo de variable. También cada una de las variables que intervienen en el dinamo se debe configurar en forma independiente, no existiendo la posibilidad de habilitar un comando que nos permita asignar las variables directamente.

Esto es engorroso cuando por alguna razón se debe cambiar la asignación de los parámetros de un dinamo por una variable nueva, daremos un ejemplo, se cambia la condición de proceso y el instrumento de campo cambia su identificación, este



cambio simple en el campo no es tan simple en la visualización, ya que se deben cambiar, los links de

- datos
- unidades
- estado de alarma
- Tipo de alarma
- fondo de color para cada valor de alarma
- si tiene comandos, se deben cambiar las condiciones de arranque o paro

Ningún dinamo presenta la posibilidad de detectar el enclave desde el sistema de control, denominase enclave a todas las señales asociadas a un paro del equipo o a la imposibilidad de hacerlo funcionar si el mismo está en su condición de reposo, por ejemplo si hay algún enclave externo que no permita el arranque de una bomba, el sistema no permite la visualización de este parámetro, por lo tanto para el operador la bomba no arranca y puede ser por motivos:

- eléctricos
- mecánicos
- de sistema

sistemáticamente el operador llama a los dos primeros para verificar el estado de los parámetros eléctricos y mecánicos para luego determinar si es un problema del sistema, obviamente esto trae aparejado mayor tiempo de paro del proceso.



6.5. Tableros de PLC

Los tableros de los plc son rudimentarios, los equipos y componentes denotan el paso del tiempo y la falta de actualizaciones o mantenimientos, dentro del mismo se encuentra la fuente de alimentación de CC que es común para todos los componentes del mismo, las únicas protecciones que se observan son fusibles de vidrio, no existen redundancias de fuentes o sistemas de resguardo. La alimentación general es de 220 Vca, la cual proviene de una UPS general de la cual se conectan los 4 tableros del sistema.

A continuación presentamos unas imágenes que muestran mejor el estado general de los mismos



6.5.1. Imágenes de tableros de los PLC

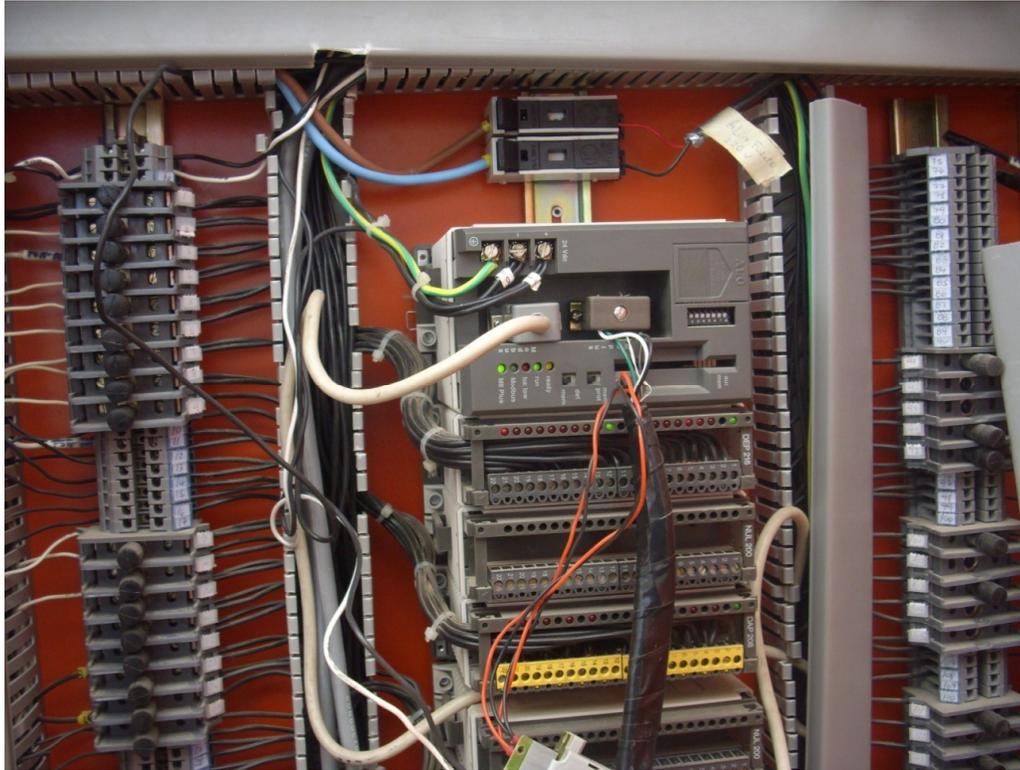


Figura 18: Vista frontal de los PLC, ampliado en el sector del CPU

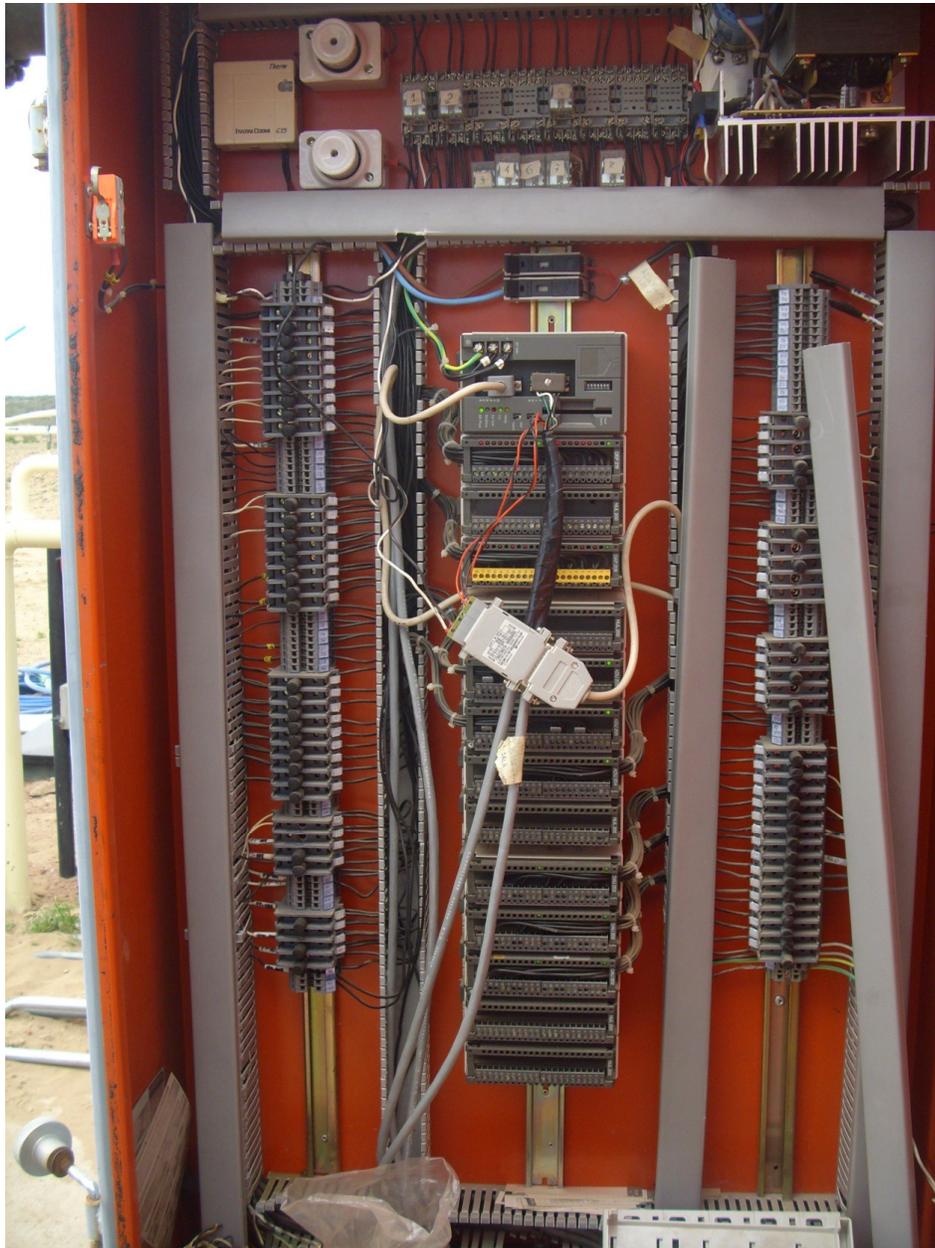


Figura 19: Vista frontal del Tablero con su distribución



Figura 20: vista frontal del PLC



Figura 21: Detalle del CPU y Puerto de comunicaciones

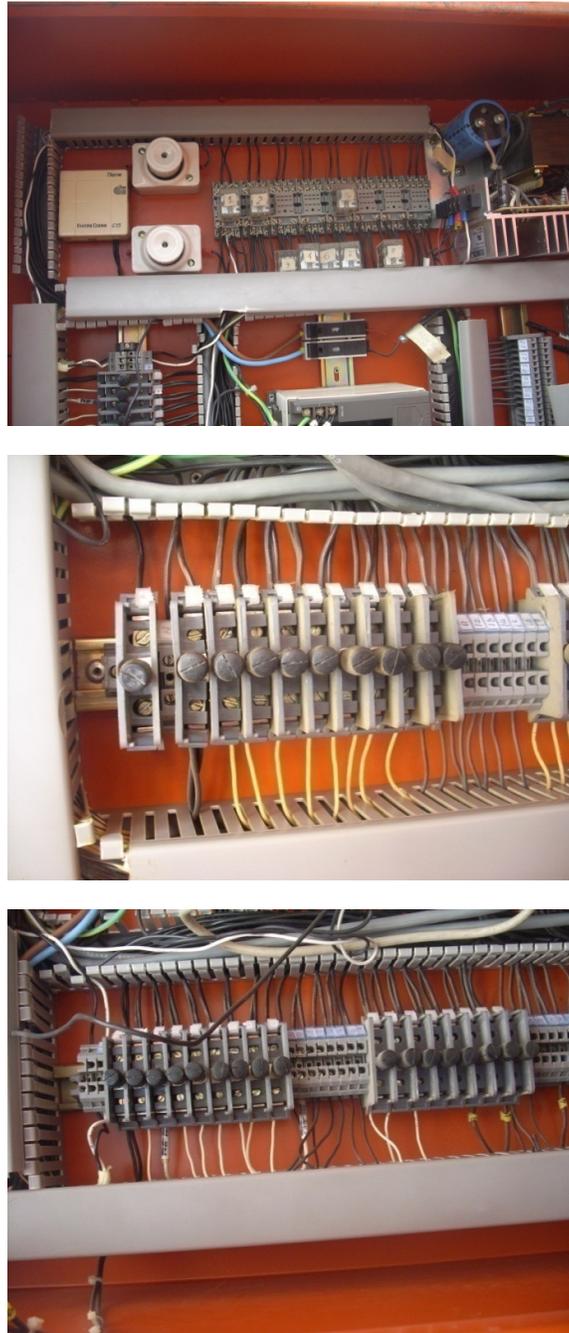


Figura 22: Detalle de las borneras fronteras



A simple vista se observa el total estado de deterioro de los componentes, la falta de identificaciones que permitan hacer el seguimiento de los cables desde las entradas salidas hasta los cables de campo, los fusibles son muy viejos y el recambio de los mismos es engorroso. O sea tableros muy poco prácticos para el mantenimiento o reparación de problemas.



6.6 Configuración de los PLC

Los PLC se programan en lenguaje 984 Ladder Logic

La configuración de los PLC también presenta trámites engorrosos, a continuación presentamos algunas imágenes tomadas del software:

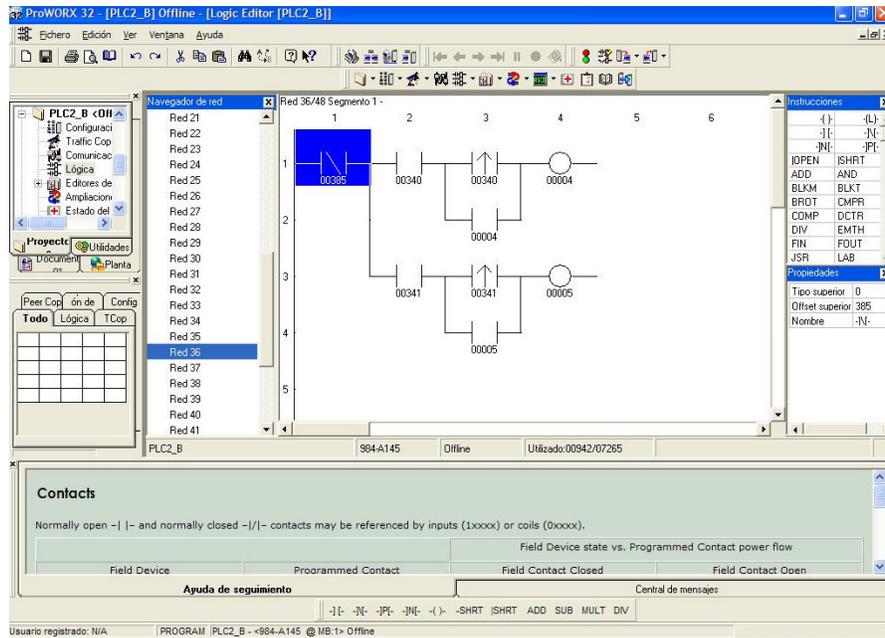


Figura 23: configuración de un comando de salida del PLC

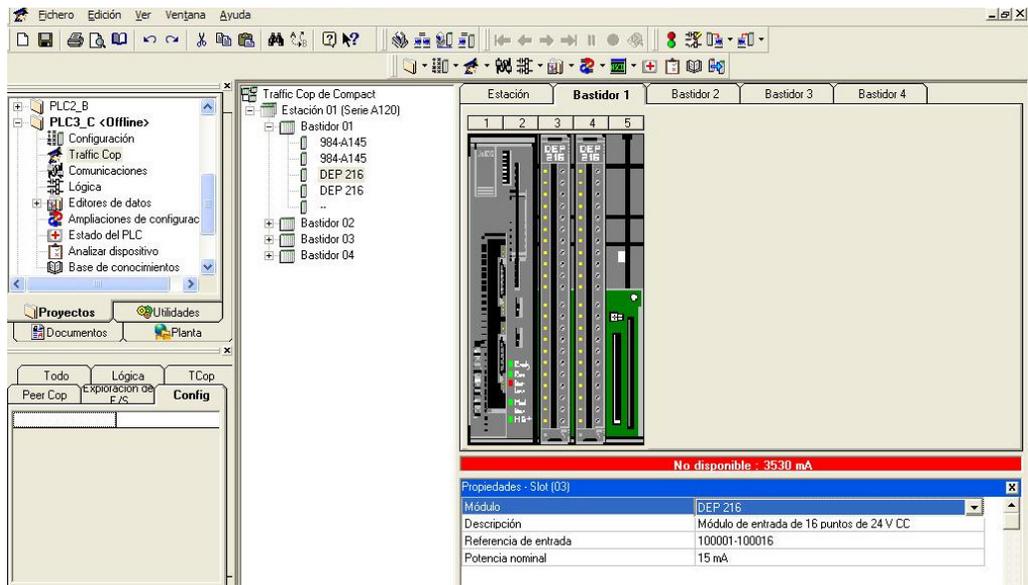


Figura 24: configuración de una salida del PLC

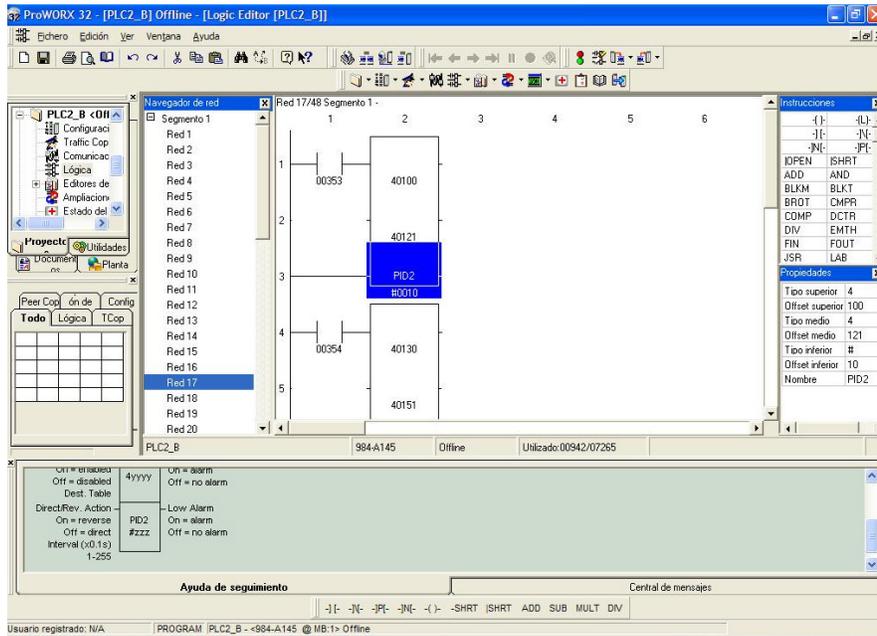


Figura 25: bloque de mapeo de memoria

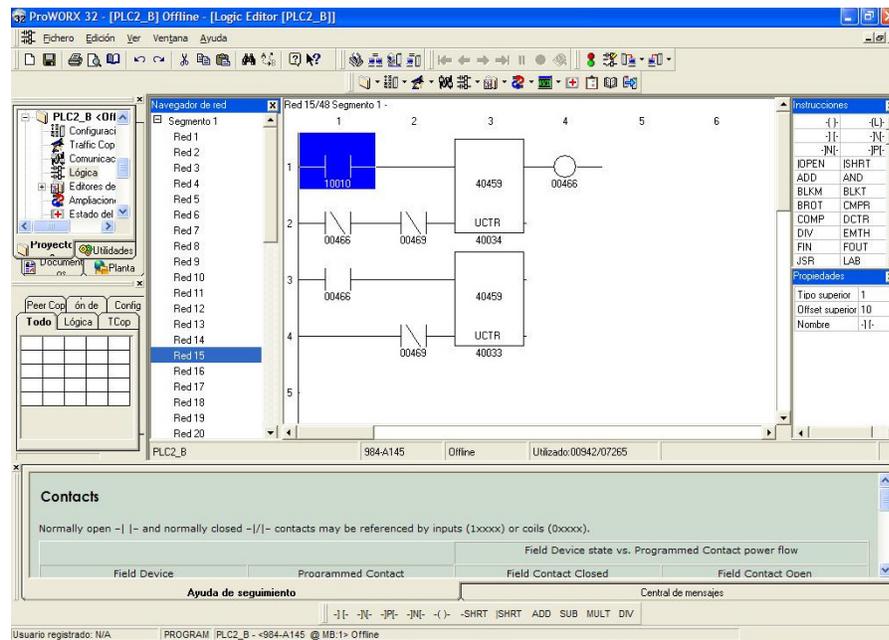


Figura 26: configuración del PLC

En estas imágenes se observa que los parámetros de configuración están todos codificados, no encontrándose una relación entre los códigos y las entradas salidas de las tarjetas, tampoco existen indicios claros de la relación entre los puntos de configuración y el mapeo de la base de datos, tanto para los puntos que están comunicados con el sistema Scada como para los parámetros que se comunican con otro PLC vía protocolo Modbus Plus.

No existe la posibilidad de generar comentarios que ayuden a clarificar los sistemas de comandos.

Todo este tipo de falencias en las configuraciones y conexiones, llevan a que los tiempos de resolución de problemas se incrementen notablemente y que sea necesario el uso de personal especializado en este tipo de tareas.

Otro problema que tienen estos PLC es la imposibilidad de forzar salidas a fin de hacer pruebas de campo y determinar el correcto funcionamiento del hardware.



6.7 Estado del sistema DCS

El sistema DCS cuenta con dos controladores redundantes con la siguiente configuración de entradas salidas:

Cantidad de módulos instalados en DCS			
Tipo	Descripción	CTRL1	CTRL2
Fieldbus	Tarjeta de comunicaciones Fieldbus	7	1
Serie 232/485	Tarjeta de comunicaciones Serie	1	1
Entrada	Modulo de entrada Digital 8 canales 24 Vcc	5	-
Entrada	Modulo de entrada Digital 32 canales 24 Vcc	1	2
Entrada	Modulo de entrada Digital 16 canales 24 Vcc	9	-
Entrada	Entrada Analógica 4-20 mA + Hart 8 canales	3	2
Entrada	Modulo de entrada TC 8 canales	-	1
Salida	Modulo de Salida Digital 8 canales	9	-
Salida	Modulo de Salida Digital 4 canales	14	-
Salida	Modulo de Salida Analógica 4-20 mA 8 canales	1	1
Salida	Modulo de Salida Digital 32 canales	-	1

Tabla 7: listado de tarjetas del DCS

Total de entradas salidas 522, sin contar los dispositivos que se conectan al sistema por comunicación en protocolo serie y Fieldbus

A simple vista se observa que las dimensiones del DCS son mucho mayores que el Scada+PLC.

El sistema de configuración del DCS es más directo y fácil de ver, asignándose las variables de entrada salida por TAGs por lo que la relación entre los parámetros de configuración del software y hardware son directas, sin necesidad de hacer mapeos de variables o configuración por códigos, tampoco hay mapeos de memorias que deban recordarse.



6.7.1. Imágenes del sistema DCS

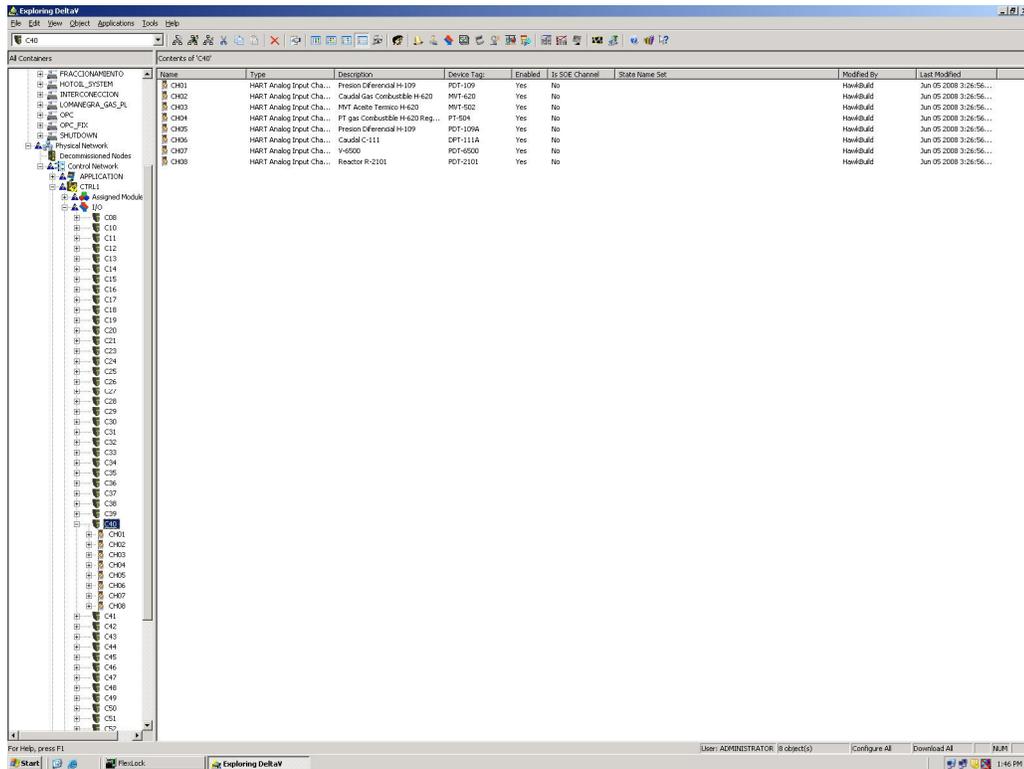


Figura 27: forma típica de configurar y visualizar entradas salidas del DCS

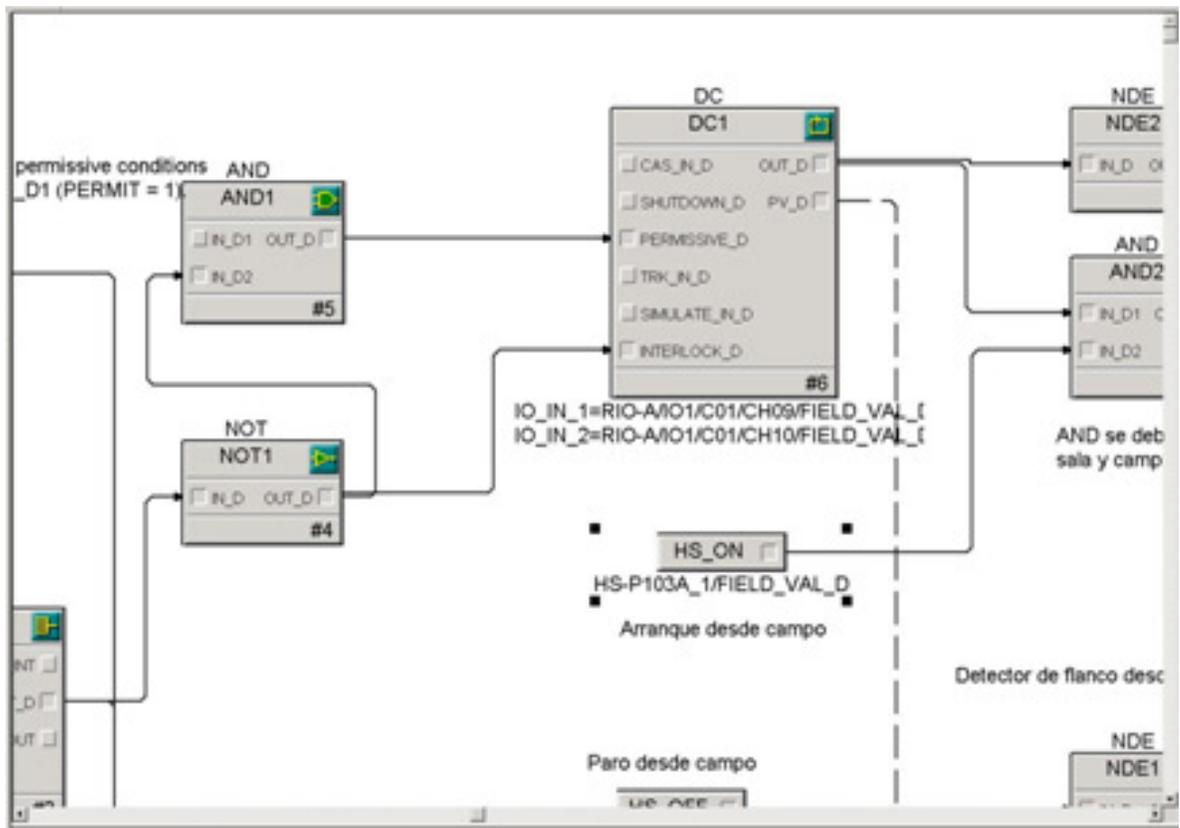


Figura 29: imagen ampliada de un comando de arranque de bomba

Expuestas las condiciones actuales de los sistemas de control se expondrán las condiciones necesarias para la mejora e integración de los sistemas.



Definiremos una serie de puntos que deben ser respetados en el estudio de las propuestas:

- Se deberán evaluar alternativas para la mejora del sistema de control de la planta Dew Point y la integración de ambos sistemas tratándolo como uno solo.
- Se respetaran los cableados de campo
- Se respetara la instrumentación existente
- Se deberán cambiar los tableros existentes por tableros nuevos.
- Todos los elementos se deberán montar en tableros nuevos con placas de montaje.
- Los tableros deberán contar con un mínimo de 20% reservas suficientes para futuras ampliaciones.
- Los tableros deberán contar con todas las identificaciones en las puntas de los cables, que permitan el correcto seguimiento de las señales desde el campo hasta el sistema, esta información deberá quedar debidamente documentada
- La integración debe ser tanto en software como en Hardware, permitiéndose implementar la tecnología que mejor se adapte a la planta.
- La programación y configuración del sistema debe respetar la lógica actual, permitiéndose mejoras en la misma. Se evaluarán las variables de entrada y salida de manera tal de simplificar la lógica de control.

Propuestas las pautas mínimas de trabajo nos queda definir el proceso de solución global a este problema.



CAPITULO 7

PROPUESTAS DE INTEGRACION DEL SISTEMA

En el capítulo 6 se presentó la situación de la planta en estudio, en este capítulo se presentarán las propuestas de solución

7.1. Propuesta 1: realizar la ingeniería de los PLC

Este proceso consiste en hacer un relevamiento general de las instalaciones, tanto en los tableros como en los cableados de campo, deberá incluirse en el mismo la configuración de los PLC y re hacer la ingeniería de detalle de la planta, con los detalles asociados a los distintos paros de equipos:

Ventajas:

- Menor tiempo de ejecución
- Menor costo de aplicación
- No tiene pérdidas asociadas por paros de planta.

Desventajas:

- No se resuelve el problema de la discontinuidad de repuestos, soporte técnico ni se mejora la tecnología.

Evidentemente la desventaja tiene mucho mayor peso que las ventajas. Se descarta de plano, ya que la actualización del hardware del sistema es el punto primordial a solucionar y el cuello de botella del sistema de control actual.



7.2. Propuesta 2: reemplazar los PLC por PLC de última generación respetando la topología existente

En la actualidad los productos de Modicom, los comercializa la empresa Schneider Electric, dentro de la línea de Schneider existe el PLC Quantum. Este PLC es el reemplazo directo de los equipos instalados en la planta. El Quantum, además de respetar las características de los AEG, tiene mejoras en cuanto a la configuración y hardware, es un equipo que se encuentra actualizado en el mercado.

Viendo las características técnicas de los equipos se evaluaron las capacidades del mismo y como se puede adaptar a nuestro proyecto.

El equipo permite la comunicación en los protocolos Modbus y Modbus Plus, a través de diferentes puertos de comunicación programables. Estos puertos pueden respetar la topología existente, con lo que podríamos mantener ambos protocolos de comunicaciones existentes

El Quantum permite también la programación en el mismo lenguaje que los Modicom, por lo que tranquilamente se podría hacer un backup de la programación existente y cargarla en el sistema nuevo, para luego depurar las señales innecesarias y mejorar la indicación de las señales existentes.

Deberíamos anexarle a estos puntos anteriores la necesidad de mejorar las indicaciones de la programación, con comentarios y detalles.

Dada la característica de compatibilidad de los PLC, este cambio puede ser realizado en forma gradual, presentando los cambios en forma alternada, eligiendo un programa de trabajo que nos permita minimizar los tiempos de paro de planta. Aunque desde el punto de vista de la instalación conviene siempre hacer este trabajo en una sola etapa.

La integración con el DCS existente se debe realizar indefectiblemente en el mismo protocolo con el que se está comunicando actualmente con el Scada, respetaríamos el protocolo Modbus RTU y el Mapeo.



Las desventajas de esta propuesta son las que enumeraremos a continuación:

- La mayor parte del tiempo que se demora en hacer esta implementación se verá reflejado en las horas hombre dedicadas a la evaluación y posterior mejora del Ladder existente. Como vimos en los capítulos anteriores la programación del PLC es muy compleja de seguir.
- Seguiremos teniendo 2 bases de datos, para los PLC y la del DCS, estas bases de datos se pueden compartir pero no para control, solo para visualización y estado.
- La lógica de control está dispersa en los 4 PLC, con lo cual al momento de detectar fallas, debemos tener la precaución de verificar y chequear los 4 PLC, esta estructura nos demora en los tiempos de respuesta de los mantenimientos y detección de fallas.
- Estos PLC deben configurarse a través de un software propio, con el correspondiente puerto dedicado y exclusivo. No se pueden ver los 4 a la vez y se debe contar con una Notebook dedicada para esto.
- La configuración de los PLC no se puede hacer a través del sistema de control existente.

El tiempo de ejecución total expresado en días es de 80, donde se contemplan los tiempos de acopio de materiales, ingeniería y mano de obra en planta, de los cuales 16 días corresponden al trabajo en planta propiamente dicho, montajes y PEM, calculándose un total de 48 horas continuas de paro de planta, contemplando ejecutar la tarea en forma continua y no alternada.

El principal punto de discordancia es la dispersión de la lógica, esto impide la centralización de la misma y al momento de rastrear fallas los tiempos de mantenimiento se dilatan, en caso de querer tener acceso a los 4 PLC a la vez se deberá contar con 4 Notebook y 4 operarios trabajando en paralelo, lo cual es bastante engorroso y costoso.



A fin de buscar una mejora a esta alternativa se busca en el mercado una tecnología que permita usar un solo PLC, donde correrá la totalidad de la lógica e instalar módulos remotos (remote I/O) que nos permitan conectar la instrumentación respetando las ubicaciones de los tableros.



7.3. Propuesta 3: instalar un PLC central con remotes I/O

Respecto a este punto se pueden presentar varias alternativas considerando varias marcas y modelos, tomemos como referencia 2 marcas comunes del mercado, Schneider y Rockwell, ambas marcas ofrecen equipos de última generación que se adaptan a este sistema. Para ambas tecnologías se deberá respetar la condición de instalar un solo PLC centralizado y el reemplazo de los otros se deberá hacer con entradas-salidas remotas, en estas entradas-salidas remotas no deberá correr lógica alguna.

Analizaremos primero los productos de la Línea Schneider

7.3.1 Propuesta 3A: instalar un PLC central con remotes I/O de la Línea Schneider

Dentro de la línea de Schneider se puede colocar un equipo central marca Quantum, reemplazado un PLC, los 3 restantes se reemplazan por entradas salidas remotas, Advantys también de Schneider.

Se centraliza la configuración y programación en un solo CPU, configurándose las entradas salidas como equipos remotos, la centralización de la configuración nos permitirá minimizar los tiempos de búsqueda de fallas.

Se montara un CPU reemplazando el tablero de un PLC cualquiera, se comunicara este tablero a través de fibra óptica en protocolo Modbus/TCP a través de una red Ethernet con los remotes Advantys.

Estos remotes no corren la lógica de control ya que la misma esta en el PLC, nos permite la comunicación de los equipos existentes en campo a través de un protocolo de comunicaciones.

La desventaja que presenta este tipo de configuración es que la comunicación entre las entradas salidas y el CPU centra se realiza en protocolo Modbus, necesitando para esto los mapeos de memoria.



Este trabajo en particular no se puede hacer en forma secuencial ya que los equipos no son compatibles con los equipos anteriores.

Con esta propuesta mejoraremos la tecnología y la distribución de la configuración, al estar centralizada se necesita una sola Notebook para su configuración, por lo que los tiempos de chequeo dependerán solo de la habilidad del programador para determinar las fallas.

No es del todo convincente la existencia de un mapeo modbus para la comunicación de las entradas salidas con el PLC central.

Al igual que la propuesta anterior mejoraremos la tecnología y la configuración del sistema en su conjunto, tendríamos a comunicación con el DCS en protocolo Modbus, aunque en este caso lo mejoraríamos con modbus/TCP, pero continuaríamos con la existencia de dos bases de datos.

Esta propuesta tiene un tiempo de ejecución total de 81 días con un trabajo en planta de 16 días y 96 horas continuas de paro de planta.

7.3.2 Características técnicas de los productos

Estos equipos se arman en forma modular, presentan módulos adaptables a cada aplicación, se montan sobre el chasis directamente y pueden ser montados y desmontados sin necesidad de apagar el PLC y detener la aplicación. Para lo cual antes se deben mapear las entradas para que el sistema las reconozca.

Todo el conjunto presenta la posibilidad de anexarles memoras SRAM y Flash EEPROM, para almacenar la programación y el sistema ejecutivo del PLC, hay que tener la precaución adquirir estas memorias por separado ya que no son parte de la CPU. La CPU presenta un coprocesador matemático para calculo matemáticos y control de procesos, con el cuales se consiguen rutinas de ejecución de 32 bits y la capacidad de Hot Standby en todas sus presentaciones.

Los backplanes, se presentan en varios tamaños, con 2,3,4,6,10 y 16 slots disponibles, con lo cual se arma la estructura de acuerdo a las necesidades. El sistema soporta hasta 2000 entradas salidas y 27 módulos.



Los puertos Modbus y Modbus Plus se encuentran integrados en el CPU.

Para esta aplicación es factible la utilización de entradas salidas remotas, para lo cual se utiliza un vínculo físico de comunicación en cable coaxial o Fibra Óptica, alcanzando distancias de 5 Km a una velocidad de transmisión de 1,544 Mbs.

Respecto a la configuración la misma es bajo entorno Windows[®] con la capacidad de programar en 5 lenguajes

- Sequential Function Chart (SFC)
- Function Block Diagram (FBD)
- Ladder Diagram (LD)
- Structurd Text (ST)
- Instruction List (IL)

Se pueden crear librerías estándares de bloques de función que se adaptan a las necesidades de cada usuario. La programación realizada se puede simular a través del software, tanto el programa como la simulación de las entradas salidas físicas.

Los sistemas pueden trabajar en Hot Standby, la configuración básica de este sistema comprende 2 bastidores idénticos, ambos con 2 CPU`s comunicados entre sí con un enlace de fibra óptica de 10 Mbits por segundo, uno de los controladores actúa como principal y él quien se encarga de actualizar las E/S, mientras que el otro se encuentra en modo Stand By, con los mismos datos del primario pero sin actualizar las E/S. en el momento en que una falla se presenta en el primario el Stand By toma el control del proceso.

Adjuntamos una imagen del sistema

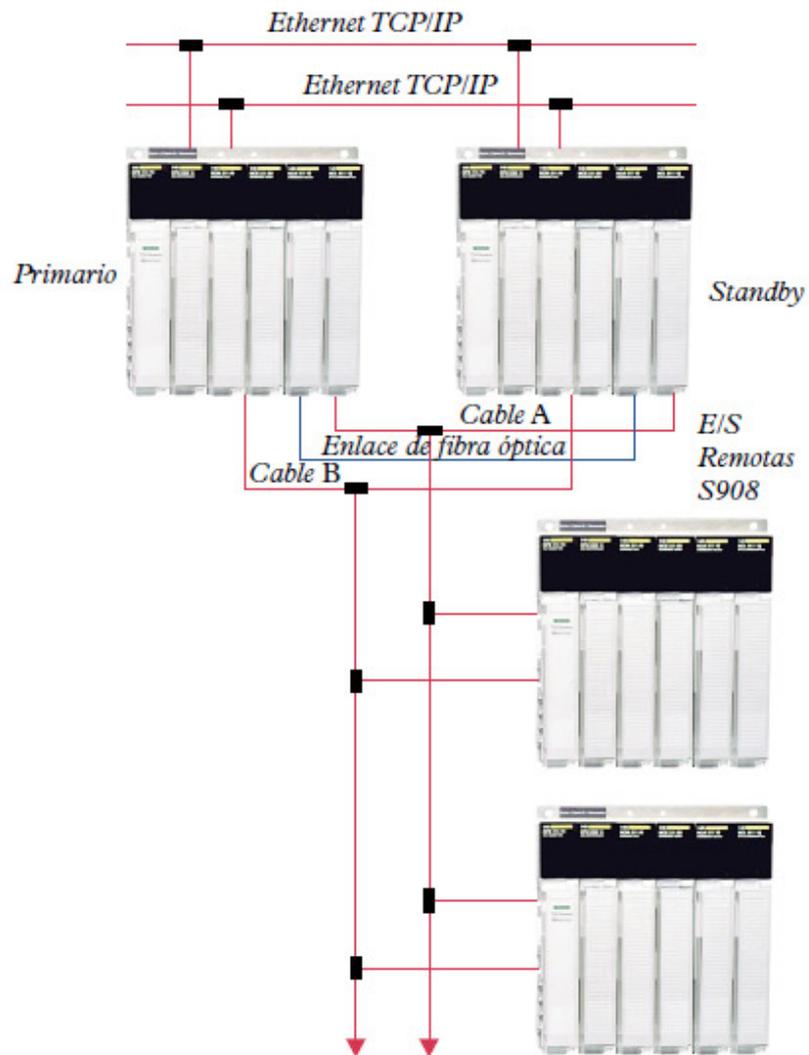


Figura 30: esquema de redundancia en PLC

Hemos visto la tecnología dentro de la línea Schneider, analizaremos ahora la línea Rockwell.



7.3.3. Propuesta 3B: instalar un PLC central con remotes I/O de la Línea Rockwell

Como mencionamos anteriormente el protocolo Modbus Plus es propietario de Modicom, por lo tanto dentro de la línea de productos Rockwell es imposible encontrar un sistema que se adapte a esta base, no existe otra posibilidad de migrar en un todo los equipos existentes y reemplazarlos por equipos nuevos, vamos si a respetar la propuesta de colocar un PLC central con entradas salidas remotas.

Dentro de la línea Rockwell la topología presentada corresponde un PLC Central de la Línea Control Logix con entradas salidas remotas Flex I/O, esta tecnología se basa en la comunicación en protocolo propietario, siendo la comunicación transparente al usuario final, básicamente el usuario no reconoce la diferencia entra una entrada salida conectada directamente sobre el chasis del PLC a una conectada al sistema de entradas salidas remotas. Esta ventaja nos permite eliminar los mapeos de memoria, por lo tanto los seguimientos son menos engorrosos.

Examinemos un poco en detalle esta tecnología.

Un sistema de ControlLogix se compone por un conjunto de módulos, los cuales, todos unidos en un chasis, componen el sistema de proceso principal, el componente esencial es el procesador del sistema.

Estos procesadores contienen un núcleo con capacidad de procesamiento de 32 bits y de hasta 16 Mb de memoria RAM, capaz de procesar hasta 128.000 señales digitales y 4000 señales analógicas a la vez.

Características del procesador

Batería de backup

Incorpora Floating Point Math co-processor

Sócalo para CompactFlash memory card



El módulo de comunicaciones ControlNet es el encargado de comunicar los datos provenientes de cada chasis remoto al procesador de nodo, con una velocidad de 5 Mbit, ControlNet se puede usar simple o doble redundancia

El sistema provee un módulo de comunicaciones Ethernet, se puede instalar en cualquier lugar del Chasis, trabaja a velocidades de 10/100 Mbit Ethernet, con comunicación Full Duplex, que permitirá conectar nuestro sistema de PLC al Scada de la planta.

Los módulos de entrada analógica presentan resolución de 16 bit, en cada entrada y pueden trabajar en formato punto flotante o entero. Se pueden configurar alarmas directamente en cada entrada

Cualquiera de los módulos puede ser removido sin necesidad de quitar la energía de alimentación.

Esta propuesta tiene un tiempo de ejecución total de 90 días con un trabajo en planta de 20 días y 72 horas continuas de paro de planta.

7.3.3 Puntos en común

Se ve claramente la mejora tecnológica que presentan ambas alternativas a través de sus marcas y modelos, estas mejoras permitirán a la planta trabajar en forma cómoda y segura, se cambia el concepto de la configuración centralizándose la misma en un solo PLC siendo las entradas salidas módulos esclavos sin poder de decisión alguno, este punto mejora sustancialmente la ingeniería actual de la planta y nos permitirá minimizar los tiempos de búsqueda de fallas.

Para ninguna de las propuestas se podrá integrar el sistema en uno solo, seguirán existiendo dos bases de datos independientes, la del DCS y la del PLC, esto se puede integrar a través de un solo sistema a través de un protocolo de comunicación como el Modbus, pero los datos solo se podrán compartir para visualizar y no para controlar, pero no eliminaremos los mapeos de memoria.



7.4 Propuesta 3: Integrar todo en el sistema de control Distribuido

Como vimos en las características de un sistema de control distribuido, estos deben poder trabajar con entradas y salida remotas, la versión existente en la planta nos permite contar con esta aplicación.

El sistema a instalar cuenta con 4 módulos remotes I/O con sus correspondientes chasis donde se montaran las tarjetas de entrada salida según el esquema de cada PLC, estas entradas remotas nos permiten integrar todo el sistema, para el controlador, los remotes I/O pertenecen al mismo sistema y no se discrimina entre una entrada propia del chasis del controlador a una remota.

Los sistemas remotes se comunican con el controlador a través de la misma red Ethernet de control, y presentan dos sistemas, definidos como primario y secundario, para el controlador el sistema de comunicaciones es transparente, no notándose cuando se están comunicando por alguna de las redes.

Se respetaran las cantidades de entradas salidas propias de cada PLC, y debido a la integración de módulos, el sistema quedara con suficiente reserva, una ventaja muy importante en estas entradas, es la capacidad de utilizar el protocolo Hart para la visualización y configuración de cada equipo, esta herramienta es exclusiva de este DCS ya que ninguna de las propuestas anteriores las contemplaba.

Al integrar este sistema en un todo, existirá una sola base de datos con lo cual el sistema de control de proceso puede interactuar en ambas plantas, ya sea lazos de control o sistema de Shut Down, estas dos herramientas son elementales para el correcto control de las plantas, ya que ahora si los sistemas se verán integrados en uno solo.

Respecto a la configuración del sistema presenta, como vimos arriba la capacidad de integrar todo en un solo sistema y las entradas salidas se ven como TAGS, este tag es único y se reproduce en todo el sistema, tanto para configuración como para la visualización.



Los sistemas de entradas salidas presentan características típicas de cualquier sistema, pueden ser removidas en caliente, sin desconectar su alimentación, son Plug-and-play el sistema los reconoce automáticamente que tipo de tarjeta se coloca, los módulos de control son independientes del bloque de conexionado, por lo que el cambio de las tarjetas se hace rápidamente, además cada terminal se corresponde con cada tarjeta a través de un sistema de “keys” que no permite el error del conexionado. Las tarjetas se montan sobre un chasis, el cual se monta en riel din tradicional. Las tarjetas AI y AO se presentan con HART embebido con lo cual no solo es posible la visualización de estos parámetros, sino también la configuración de los mismos a través de la red existente, ya que el controlador permite esta configuración.

Las entradas analógicas presentan una resolución de 16 bits, con una repetitividad de 0.05% del Span, estas entradas no requieren calibración. Presentan protocolo Hart Pass-Trough.

Los controladores de este sistema son redundantes, trabajando en formato host Stand by, por lo que toda la configuración existe en los mismos, otra característica importante de estos controladores es la capacidad de imprimir dentro de sí, las alarmas y eventos del sistema, cada valor es comparado continuamente con los parámetros de referencia, con lo cual al dispararse este valor, se toma el tiempo del controlador, con lo cual no se tiene en cuenta la demora de los tiempos de comunicación con el sistema de visualización, ya que no solo se trae el valor sino el tiempo de disparo, aunque los parámetros de configuración se hagan desde el HMI, sin necesidad de conectarse al controlador para su configuración.

Los controladores se comunican con el resto del sistema a través de una red Ethernet full dúplex, de 100 MB/segundos, estos controladores son plug and play no necesitando ningún tipo de configuración de direcciones ni demás. Estos controladores reconocen todo el sistema que se presente, en forma automática, ya sean tarjetas o chasis remotos. Presenta una capacidad de memoria interna de 48MB.

El sistema presenta una PC denominada Professional Plus que es la encargada de la configuración de la totalidad del sistema, esta PC nos permite visualizar,



configurar y modificar parámetros en línea del sistema como así también la configuración de las pantallas e históricos, herramienta que nos permite integrar completamente el sistema.

Para este sistema se prevé un cambio total de los tableros consumiendo un tiempo total de 180 días, de los cuales 15 corresponden a trabajos en planta contando con 16 horas corridas de paro de planta para el cambio total de los tableros.



CAPITULO 8

RESUMEN TECNICO Y

COMPARACIONES ECONOMICAS

8.1. Análisis de la propuesta de productos Schneider

Los productos Schneider, en todas sus versiones son productos nuevos en el mercado, por lo tanto la mejora de la tecnología de la planta se ve muy bien, equipos de última generación con validez en el mercado internacional, nos darán un tiempo prudencial de validez de nuestros equipos hasta que debamos programar la actualización.

Descartamos en una primera instancia el montar 4 PLC respetando la topología actual, si bien esta alternativa nos permitirá utilizar la programación existente, ya que los protocolos son compatibles, la configuración actual es tan engorrosa de seguir y solucionar que el sistema se volverá completamente inestable y los tiempos de seguimiento serán enormes. También el hecho de tener la lógica distribuida en 4 PLC diferentes no nos permitirá tener el conocimiento exacto de nuestra planta.

Sin embargo, hicimos los cálculos estimados del costo total de esta propuesta rondara los U\$S 150.000,00 (Ciento cincuenta mil dólares), dentro de este costo se encuentran la mano de obra y los materiales necesarios.

Por otra parte el costo colateral que se presenta en el tiempo de paro de planta de 48 horas, es de $48 \times \text{u}\$s 6.379,75 = \text{u}\$s 306.228,00$

Por otra parte la migración del sistema total a un solo PLC con entradas salidas remotas, en ambas propuestas, presente la ventaja de centralizar toda la programación en un solo CPU, se podría mejorar aun mas esto, colocando esta CPU en una zona próxima a la sala de control a fin de centralizar el sistema, tecnológicamente ambas propuestas son viables, los equipos en el mercado son modernos y tienen buena proyección en el tiempo. Para ambas propuestas la



implementación se deberá hacer en forma completa y gran parte del tiempo se perderá en adaptar la configuración de los programas a las nuevas versiones.

Se mejorarían notablemente las comunicaciones entre los PLC y los Remotes I/O ya que estaríamos trabajando con redes de fibra óptica.

Según cálculos estimados el costo total de esta propuesta rondara los U\$S106.000,00 (Ciento seis mil dólares) también en este monto están incluidos los costos relacionados con los materiales y mano de obra.

Por otra parte el costo colateral que se presenta en el tiempo de paro de planta de 48 horas, es de $96 \times \text{u}\$s 6.379,75 = \text{u}\$s 612.456,00$

8.2 Costo de la propuesta Rockwell

Esta propuesta es muy similar a la propuesta de Schneider, cumple técnica y tecnológicamente lo provisto, si es superadora a la anterior ya que elimina los mapeos de memoria entre las entradas salidas remotas y el CPU central, este punto a la hora de hacer seguimientos de fallas es muy importante.

Haciendo las mismas estimaciones la propuesta de Rockwell rondaría los u\$S136.000,00 en conceptos de mano de obra y materiales, con un costo adicional de paro de planta de 72 horas de u\$S 459.342,00

8.3 Puntos en común de estos sistemas.

Si bien las mejoras de los sistemas desde el punto de vista de la tecnología se aprecian notablemente, existen 3 puntos que hacen que estas propuestas no se adapten plenamente a nuestros conceptos del sistema de control de la planta:

- Falta de integración del sistema en un todo
- No mejoraríamos las comunicaciones entre el Delta V actual y los PLC
- La configuración del sistema se deberá hacer por partes.



Explicaremos los puntos arriba enumerados

8.3.1. Detalle de los puntos arriba expuestos

8.3.1.a Falta de integración del sistema en un todo:

La falta de integración del sistema es un punto importante, la existencia de bases de datos independientes y los mapeos de memorias que debemos hacer con las señales del PLC darán en un futuro la incapacidad del sistema para poder hacer controles entre las plantas, se incrementarían notablemente los tiempos de respuesta en casos de necesidades de mantenimientos y resolución de problemas.

Uno de los puntos más importantes en una planta es el sistema de shut down, que permite ante eventualidades proteger a los equipos y personas, en este caso la planta deberá contar con 2 sistemas de shut down por separado, esto no es práctico para una planta de estas dimensiones, ya que la cantidad de variables a controlar no ameritan que se desdoble el sistema.

Si bien este punto es muy particular ya que el operador final no reconoce esta diferencia, si es muy importante a la hora de la configuración del sistema.

8.3.1.b No mejoraríamos las comunicaciones entre el Delta V Actual y los PLC

Si bien las bases de datos de ambos sistemas estarían comunicadas, los puntos a comunicar presentan valores de mapeo y escalado diferentes, las salidas y entradas de los PLC trabajan con escalado, algo que no sucede con las entradas salidas del DCS que son de lectura directa, esto deberá ser tenido en cuenta a la hora de evaluar los valores de mostrados en el sistema ya que ante una diferencia entre el valor real y el mostrado, la misma no solo dependerá del instrumento sino también del escalado realizado en la comunicación Modbus. Un uso muy común en las lecturas escrituras de las señales digitales es mapear entradas o salidas en palabras de 8 bits, siendo cada bit un valor discreto, este mapeo permite la comunicación de varias entradas salidas discretas en una sola lectura, pero cuando es necesario verificar una entrada o



una salida sola, debemos reconocer que bit es el que corresponde, esto normalmente es engorroso y se demora mucho tiempo en el seguimiento.

Seguirían existiendo tiempos de escaneo que dependerán de las condiciones de la comunicación, se mejorara a la actual ya que solo contaríamos con un solo PLC pero la cantidad de datos se mantiene.

8.3.1.c La configuración del sistema se deberá hacer por partes

La imposibilidad de configurar los PLC desde el sistema en general, nos llevara a tener un Noteboock dedicada para esto, si bien el costo inicial de este equipo es bajo respecto al total, en un futuro cercano este costo se puede incrementar notablemente, sobre todo por las políticas de las empresas de mantener actualizados los sistemas operativos a la última versión existente en el mercado, estas actualizaciones traen consigo la actualización del software de configuración de los PLC, no siempre las empresas proveedores de los equipos actualizan el software a la misma velocidad, y comienzan a haber discrepancias entre lo que se necesita y lo que se tiene, a veces con las actualizaciones del software se deben hacer actualizaciones de hardware, ya sea físicamente o a través de firmwares, estos trabajos terminan siendo engorrosos y en una pérdida de tiempo o paros de plantas solo para esta actualización. No mejorando notablemente los sistemas de control o los tiempos de procesamiento. Además las interfaces de comunicación de los equipos pueden variar con cada versión.

Ante la presencia de una falla en el sistema el operador no tiene la certeza de reconocer si el equipo está conectado al DCS o al PLC, por lo que cuando se genera un pedido de trabajo el personal de mantenimiento debería llevar las PC y cables de conexionado, si por cualquier causa, alguno de estos equipos no funcionara correctamente, falta de baterías, virus, rotura de la interface, la resolución del problema demoraría mucho mas.



8.4 Análisis de la propuesta integrar todo en el DCS existente

Esta propuesta presenta varias ventajas respecto a las anteriores descriptas, el hecho de integrar todo el sistema en uno solo nos permitirá trabajar directamente con un solo sistema de control, con una sola base de datos, posibilidad de integrar las señales de ambas planta y tratarlas como un solo sistema de control, ahora si para el operador la planta es una sola, y para el personal de mantenimiento y configuración también, se disminuirán los tiempos de respuesta.

Tecnológicamente la versión existente del DCS esta actualizada en el mercado y tendremos tiempo suficiente antes de hacer actualizaciones.

El costo de esta implementación es de u\$s 168.000,00 (ciento sesenta y ocho mil dólares) se calcula un paro de planta de 8 horas con un costo aproximado de u\$s51.038,00 (dólares cincuenta y un mil treinta y ocho), también aquí se han incluido los materiales y mano de obra asociados al proyecto



A continuación presentamos una tabla comparativa

Propuesta	Costo en dólares		
	Tareas de montaje	Paro de planta	Total
Alternativa 2: 4 PLC	u\$s 150.000,00	u\$s 306.228,00	u\$s 456.228,00
Alternativa 3: 1 PLC Schneider	u\$s 106.000,00	u\$s 612.456,00	u\$s 718.456,00
Alternativa 4: 1 PLC Rockwell	u\$s 136.000,00	u\$s 459.342,00	u\$s 595.342,00
Alternativa 5: DCS	u\$s 168.000,00	u\$s 76.557,00	u\$s 244.557,00

Tabla 8: valores totales de implementación de cada sistema

Si bien en la comparación inicial el costo del DCS es el más costoso, no debemos olvidar los costos asociados al paro de planta necesario para hacer este trabajo. El DCS al integrarse todo y ver los datos directamente, no existiendo mapeos, disminuye notablemente el tiempo de puesta en marcha y comisionado de señales. Este trabajo se debe realizar indefectiblemente durante el paro de planta ya que es de suma importancia la confiabilidad de las señales para el arranque de la misma.



8.5. Comparaciones entre ambos sistemas

A continuación se presentan algunas diferencias entre ambos sistemas.

8.5.1 Configuración:

En el PLC actual el sistema presentaba este tipo de configuración:

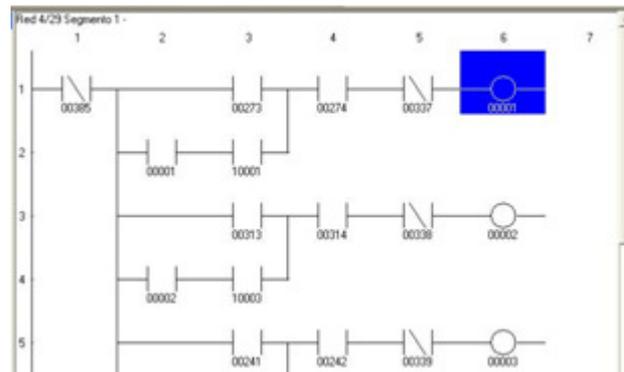


Figura 31: ladder de PLC

Como se ve no existe ningún tipo de aclaración ni es de fácil seguimiento.

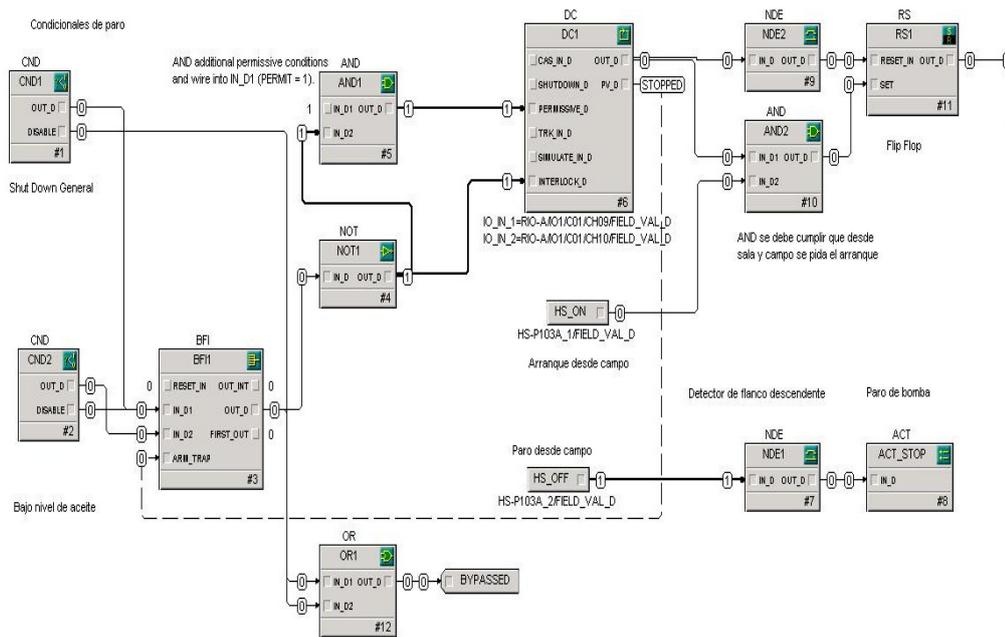


Figura 32: diagrama de bloques típico de configuración del DCS

Este bloque de funciones en particular se utiliza para comandar y controlar variables discretas de salida, como ejemplo podemos mencionar arranques y paros de motores, bombas, válvulas on/off, le permitirá al operador comandar la apertura y cierre de una válvula o un comando de un motor, además presenta una serie de condicionales que nos permiten realizar enclaves de paro o que no permitan su arranque si las condiciones no son las que se configuraron.

Los condicionales permiten configurar una condición de paro, podemos ver un ejemplo en la figura 33, en este caso en particular el paro se debe a paro por bajo nivel de la señal 303, esta es una señal de entrada de campo.

La configuración es muy sencilla y se realiza una comparación con un valor lógico, siendo la respuesta un 1 o 0 lógico, cuando el sistema reconoce la condición de fallas 0 lógico para el equipo, en la figura 33 se observa que la comparación es con un cero y el estado de campo es 1 por lo que el equipo está sin enclave.

Los condicionales siempre trabajan con lógica positiva, o sea condición normal entregan un 1 a la salida, condición de paro o no arranque 0



En caso de falla esta condición puede ser anulada, para lo cual se pueden generar perfiles de usuario que puedan hacerlo.

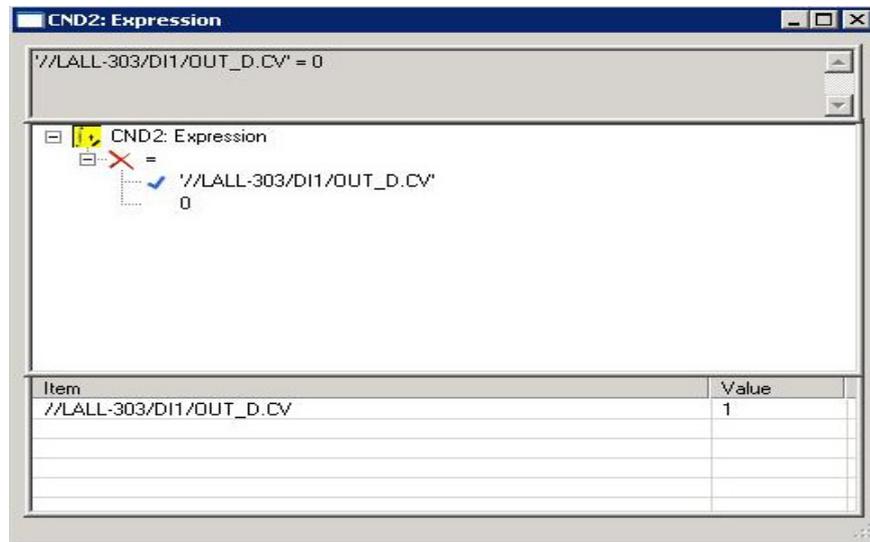


Figura 33: configuración de un bloque condicional

Es muy común que un equipo contenga varios condicionales de paro, por ejemplo un motor puede tener:

- Bajo nivel de agua
- Baja presión de aceite
- Alta temperatura de agua, etc

Cuando el equipo se para por una de estas causas es normal que una vez producido el paro aparezcan señales que no corresponden a la señal del paro pero que están asociadas con el equipo. Si el operador no se encuentra mirando la pantalla, no podrá determinar cuál fue la causa del paro, para esto existe un modulo llamado Boolean Fun, que vemos en la figura 34. Este bloque nos permite reconocer cual fue la primer causa de paro, o sea la primer entrada que tuvo una transición de 1 a 0, este valor se retiene aunque la causa desaparezca instantáneamente y el operador no la



pueda ver desde el HMI, un ejemplo de este caso puede ser una señal de ruido sobre alguna de las señales de entrada.

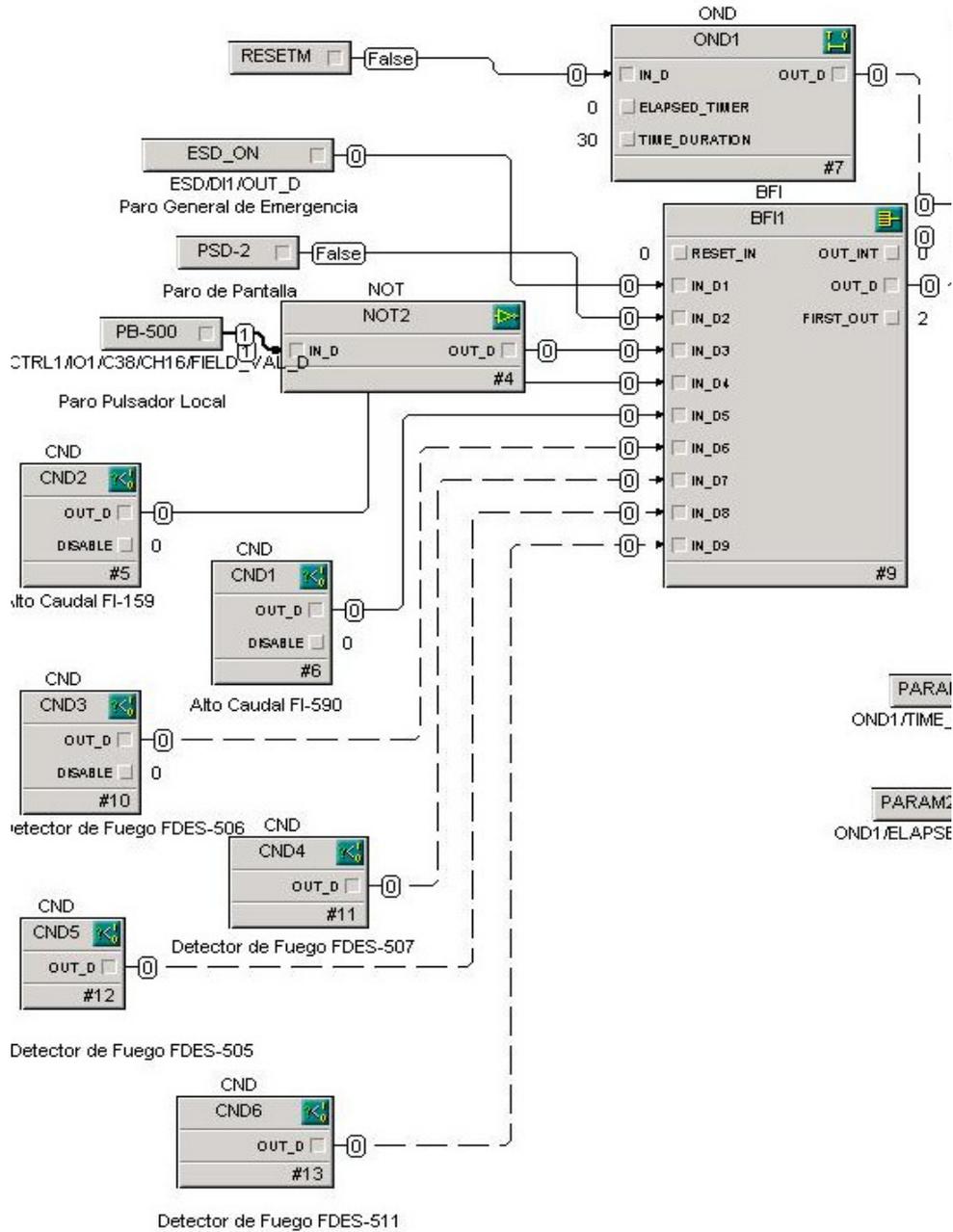


Figura 34: bloque Boolean Fun



El próximo Bloque es el Device Controller, este bloque es el que controla las entradas y salidas, se direccionan tanto los canales de salida como los de entrada, en caso de que tenga asociados parámetros de estado.

Esta controlado desde el sistema HMI y el operador puede controlar y verificar estos datos.

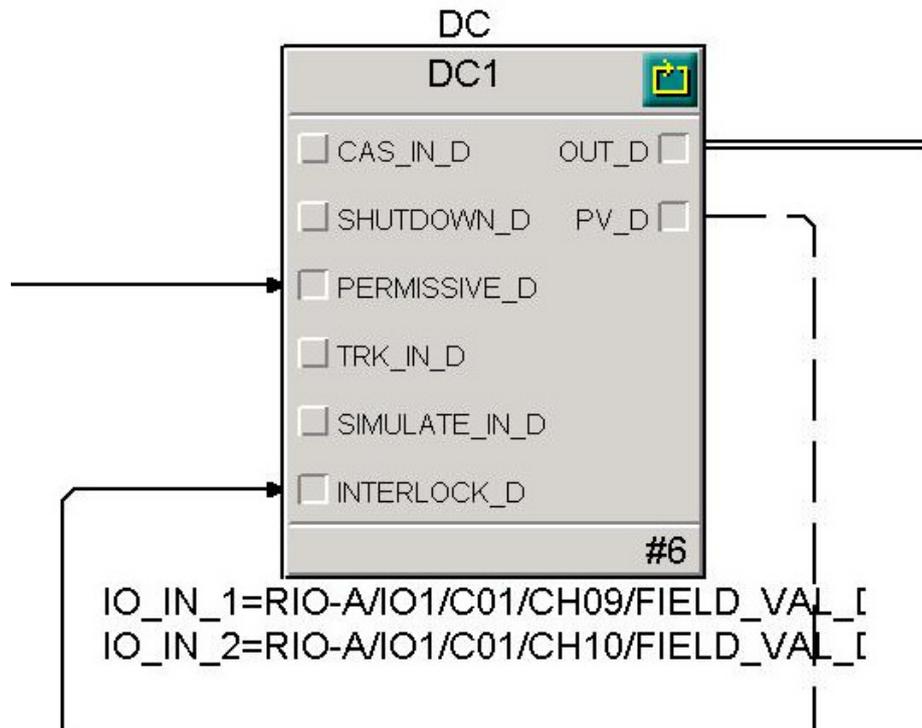


Figura 35: Modulo Device Controller

Todos estos parámetros pueden ser visualizados en el HMI a través de las pantallas configuradas, la principal ventaja de estas pantallas es que son comunes a todas las señales del mismo tipo, e incluso, si fuera necesario se pueden personalizar, en el caso que una señal se deba cambiar, debido a que trabajan con Tags, se direcciona al modulo global, con lo cual no es necesario recordar las entradas salidas usadas, ya que el sistema lo direcciona completamente.

En las figuras siguientes vemos un ejemplo de esto

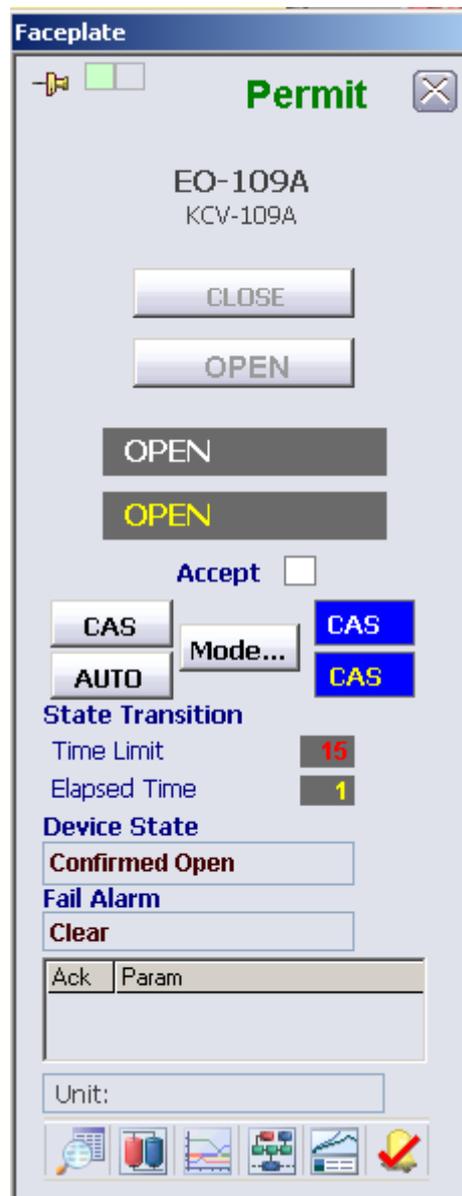


Figura 36: Faceplate que nos permite comandar una válvula

Estos parámetros son comunes a todos los sistemas y cualquier modificación que se realice se propagara a todas las variables que se hagan referencias.

También en la visualización de las pantallas se pueden hacer referencias a los condicionales de paro a través de la siguiente impresión

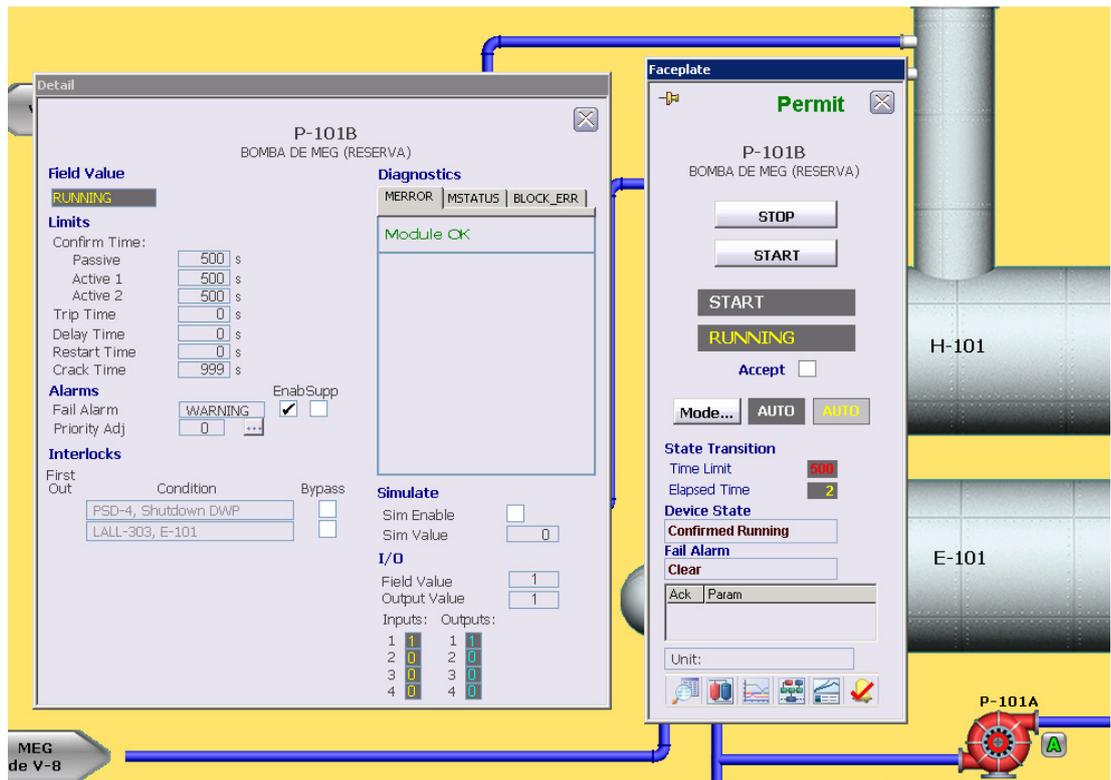


Figura 37: comando y control de una bomba

En la figura 37 se observa el comando de la bomba y los condicionales de paro asociados a la misma. Desde esta pantalla se pueden visualizar los condicionales de paro, también desde esta pantalla de pueden hacer bypass de estas condiciones de paro, en el caso de ser necesario permitir el arranque de la misma si se producen fallas de equipos.



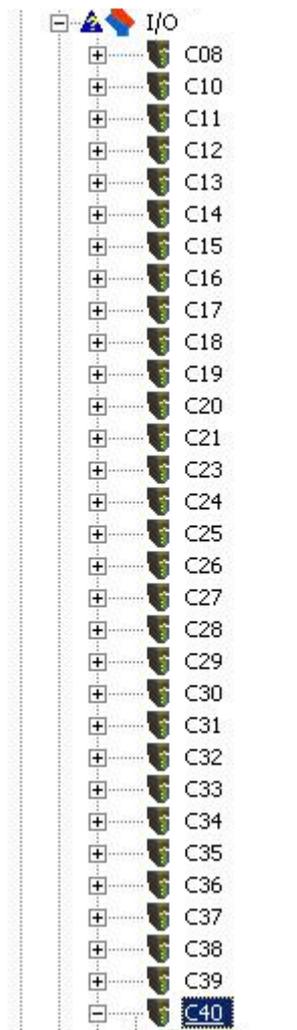
8.5.2 Configuración de las entradas salidas

Respecto a la configuración de las entradas salidas, los PLC se debían mapear las mismas para luego ser referenciadas desde la lógica

Propiedades - Slot (03)	
Módulo	DAP 208
Descripción	Módulo de relé (N.O.) de 8 puntos de 24 V CC
Referencia de salida	000001-000008
Potencia nominal	60 mA

Figura 38: Modulo de salida del PLC y el Mapeo

En el DCS esto es mucho más fácil ya que al trabajarse por Tag estos son referenciados desde cualquier parte del sistema



Name	Type	Description	Device Tag:
CH01	HART Analog Input Cha...	Presion Diferencial H-109	PDT-109
CH02	HART Analog Input Cha...	Caudal Gas Combustible H-620	MVT-620
CH03	HART Analog Input Cha...	MVT Aceite Termico H-620	MVT-502
CH04	HART Analog Input Cha...	PT gas Combustible H-620 Reg...	PT-504
CH05	HART Analog Input Cha...	Presion Diferencial H-109	PDT-109A
CH06	HART Analog Input Cha...	Caudal C-111	DPT-111A
CH07	HART Analog Input Cha...	V-6500	PDT-6500
CH08	HART Analog Input Cha...	Reactor R-2101	PDT-2101

Figura 39: configuración típica de una entrada salida del DCS

Es evidente que este tipo de configuración es más amigable



CAPITULO 9

RECOMENDACIÓN FINAL E IMPLEMENTACION

9.1. Recomendación final

En los capítulos anteriores se presentaron las características de cada uno de los sistemas propuestos, con sus ventajas y desventajas, a fin de hacer la evaluación completa del proyecto, debemos considerar todos los parámetros que se involucran, tecnología, costos propios, costos asociados, paros de plantas, gestión de mantenimiento, proyección a futuro, etc.

Por lo expuesto arriba la integración del sistema en el DCS nos permitirá mejorar el sistema completamente y la filosofía de mantenimiento. Resumiremos las ventajas expuestas en los capítulos anteriores:

- Una sola base de datos integrada en un sistema
- Desaparecen los mapeos de memoria para la visualización
- Desaparecen las conversiones debidas a escalados diferentes
- Desaparecen conversiones de protocolos
- La red de comunicaciones es rápida y redundante
- Mejoraríamos completamente la capacidad de configurar, tanto las entradas salidas como las pantallas
- No debemos contar con PC o Notebook adicionales para configuraciones
- A través de la posibilidad que brinda el DCS de utilizar el protocolo Hart para visualización y configuración, se utiliza como herramienta de configuración de instrumentos, sin necesidad de tener Handheld o PC dedicada.
- Los tiempos de mantenimientos disminuyen notablemente
- El DCS tiene la capacidad de programar en forma de bloques por lo que todo se integra.



- Los remotes I/O son transparentes para el sistema, no existiendo mapeos ni configuraciones extrañas
- Disminución en la cantidad de repuestos, debido a que las tarjetas son comunes al sistema existente se integrara todo el lote uno solo.
- Si bien el costo del sistema es el más elevado, si consideramos los costos asociados al paro de planta, el valor cambia completamente.
- La integración del sistema permite al personal a cargo de la configuración y mantenimiento la capacitación en un solo sistema.
- En el futuro la actualización del sistema se deberá hacer para una sola planta.

Por último la estandarización de los productos lleva a un sistema más estable con personal altamente capacitado, sin desvíos, apuntando a tener sistemas controlados y con suficiente conocimiento de los mismos que permitan a todos, el control y la solución de eventuales fallas en forma clara y ordenada.

Expuestos todos los puntos técnicos y económicos se recomienda la actualización e integración de todo el sistema al DCS existente.

Esta propuesta fue elevada a la gerencia y fue aprobada para su implementación.

La implementación de este proceso se llevo adelante con los análisis hechos en los capítulos anteriores, en la actualidad el sistema está corriendo y funcionando completamente.



9.2 Tableros

A continuación se muestran fotos de los tableros nuevos que reemplazan a los tableros de los PLC.

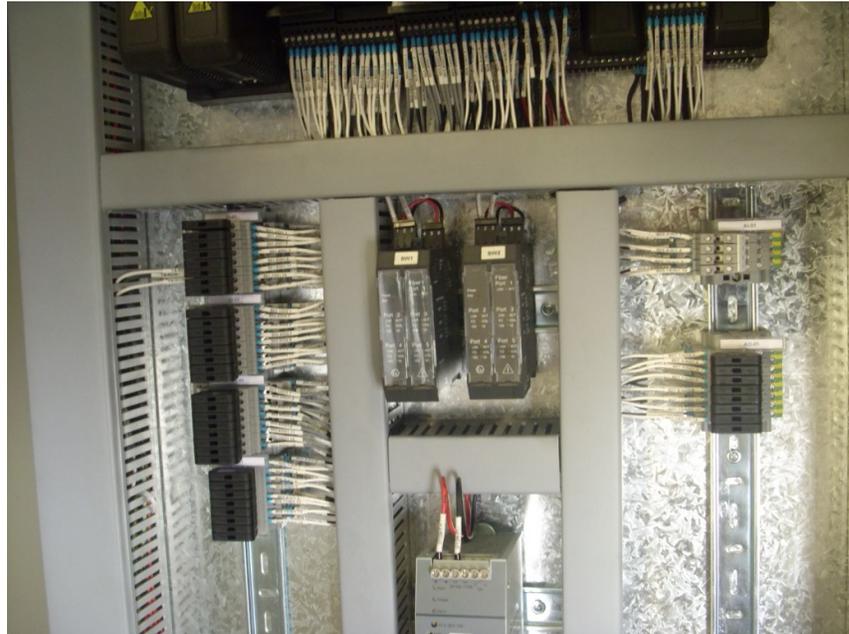


Figura 40: Tableros de los remote I/O

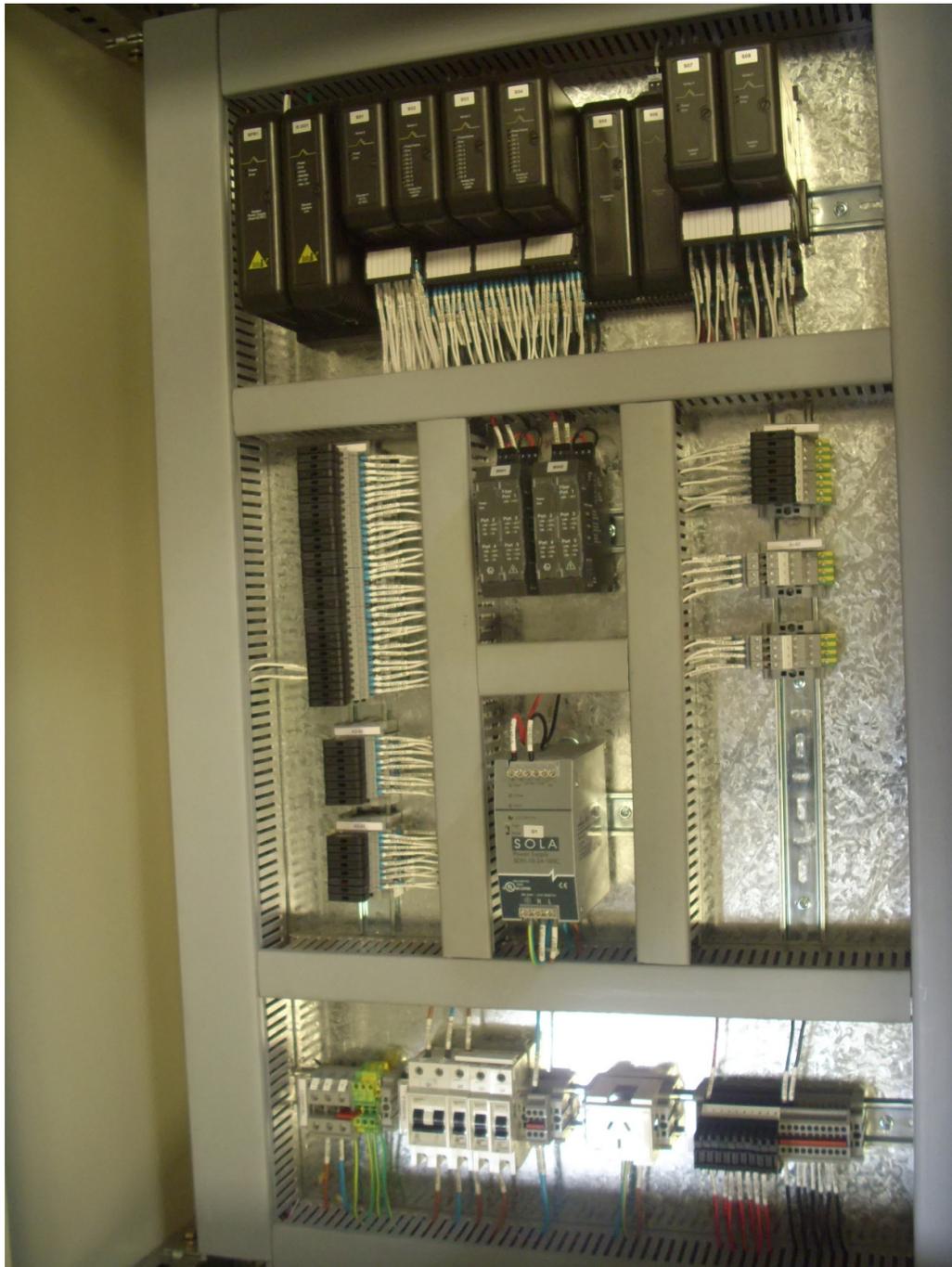


Figura 40: Vista de tablero completa



Se observa claramente la prolijidad de la instalación con todos los cables identificados, tanto en las puntas que van a las tarjetas como así también las puntas propias del tablero.

9.3 Conclusión:

Desde hace trece años me desempeño en diferentes posiciones dentro de la industria del gas y petróleo, me he encontrado con diferentes desafíos ante nuevos proyectos, ya sea operando, supervisando las diferentes tareas o también colaborando en el desarrollo de la ingeniería de diseño. Durante muchas etapas he observado la falta de previsiones en los mismos, los diseños no se adaptan a la situación de cada momento y no se proyectan integraciones a futuro o planes de mantenimiento.

La empresa donde actualmente desarrollo mis actividades, presentaba el desafío de poner en servicio una planta de tratamiento de gas. La gerencia de mantenimiento decide hacer un estudio completo de la situación en que se encontraba la planta y como se verá afectada la misma en el proceso de tratamiento, me dan la responsabilidad de llevar adelante este proyecto, es el momento oportuno para hacer un trabajo integrador a conciencia y que, dentro de lo posible, sirva como referencia ante futuros análisis.

Este proyecto se aplico en una planta de tratamiento de gas que se sitúa en las cercanías de la ciudad de Cutral-Có, esta planta pertenece a la empresa en la cual trabajo y me pareció una oportunidad muy importante de aplicar mis conocimientos, experiencia adquirida y compartirla con quienes lean el presente documento.

Como todo proyecto nuevo surge ante alguna necesidad, en este caso la condición inicial es la necesidad de poner en servicio una planta que se encontraba fuera de uso desde un tiempo atrás y la misma fue considerada como planta en Stand By.

Esta condición inicial surge de una condición planeada que fue tenida en cuenta en el proceso de expansión de la misma, por la gerencia del momento, se describieron los pasos que se encontraron en la evolución de la planta y como estas decisiones repercuten en el proceso final.



Debemos ante todo plantearnos la situación de partida del proceso y los tiempos que demandan las soluciones. El sistema de control se encontraba en una situación crítica, con falta de repuestos, y asistencia de parte de los proveedores, quienes ya habían informado de la discontinuidad de los productos, tanto en la comercialización de equipos nuevos, repuestos, como también del soporte ante eventuales fallas. Toda empresa que comercializa productos cuenta con programas de actualización de equipos, nuevos productos surgen en el mercado que suplantando a los existentes, con mejoras tanto en el hardware como el software, usualmente estas mejoras no son tenidas en cuenta por las empresas que hacen uso de estos equipos, hasta el momento en que los equipos quedan discontinuados. En esta situación se encontraba el sistema de control, y el resultado de esto es la criticidad de la operación ante fallas en el sistema, la rotura de tarjetas presenta fallas casi insalvables de forma inmediata, se deben hacer reparaciones que no son seguras 100% y no se puede asegurar la solución definitiva y que la falla no vuelva a repetirse, con lo que el sistema de control no cuenta con la confiabilidad que es necesaria.

Hemos hecho el análisis completo de la situación de la planta, la descripción de los sistemas de control intervinientes, tanto en la planta en estudio como en el sistema de control de la planta de LPG, que se construyó tiempo después. La historia y evolución de la misma.

Originalmente la planta nace como un proceso de Dew Point, proceso ampliamente usado para bajar los puntos de rocío del gas, los cuales se han explicado oportunamente, creemos que es importante conocer el proceso a controlar para evaluar cual es la mejor forma de hacerlo. En esta planta se montó un sistema de control compuesto por 4 PLC, que se comunicaban entre sí con protocolo propio Modbus Plus, y un sistema Scada que centralizaba y controlaba la información. En forma paralela se construye tiempo después una planta de LPG y fraccionamiento, como hemos mencionado esta planta cambia sustancialmente la situación del proceso de tratamiento de gas. Tanto en el proceso propiamente dicho como el del sistema de control, el cual pasa ahora a tener un sistema DCS como sistema primario de control.



En el momento de la construcción de la nueva planta no se considero la integración de los sistemas. Sobre esta decisión no haremos evaluaciones. Se han comparado los sistemas de control de ambas plantas y como la falta de integración en un solo sistema afecta la calidad del servicio que se debe presentar para el usuario final, que es el operador de la planta, esto obviamente hace que el producto final sea de baja calidad o de difícil obtencion, desaprovechando recursos y energía.

Debemos realizar la ingeniería básica que se usará para la posterior comparación del sistema a adquirir, para esto debemos definir los requerimientos mínimos de los sistemas, se hace un desglose de los PLC y Scada y del DCS, en este se muestran las características, definiciones, ventajas y desventajas de cada sistema individualmente y como están aplicados en las plantas que manejan. Este desglose es sumamente necesario, ya que nos permitirá seleccionar la mejor alternativa técnica para el proceso global.

La planta de Dew Point, estuvo gran cantidad de tiempo fuera de servicio, como en toda empresa productora es primordial la expansión ya sea en yacimientos nuevos como la ampliación de los existentes, por esto llego un momento en que la producción de gas que debía tratar la planta de LPG era superior al caudal para la cual fue diseñada, he aquí que surge la necesidad de poner en servicio la planta de Dew Point para procesar el gas sobrante.

¿Cómo sabemos la situación de la planta? ¿Es posible poner en servicio una planta que estuvo mucho tiempo parada? Estas preguntas fueron realizadas oportunamente y la respuesta fue obvia, la planta puede ser puesta en servicio pero no se asegura el correcto funcionamiento. La falta de políticas de mantenimientos, aprovisionamientos de repuestos, proyecciones a futuro, expectativas de aumento de la producción, hacían que toda inversión en la misma fuera considerada como gasto innecesario. Estos motivos, sumados a la discontinuidad en el mercado de los repuestos necesarios, hicieron del sistema de control un sistema poco fiable.

Resumiendo tenemos un sistema de control, los PLC y el sistema Scada, en condiciones de funcionamiento no confiable y ante cualquier falla los tiempos de repuesta se incrementarían notablemente.



Se plantea la necesidad de dar una solución en tiempo y forma a esta situación, desde el punto de vista operativo no se pueden permitir paros de planta, desde el punto de vista del control, el sistema debe ser confiable y perdurable en el tiempo, desde el punto de vista económico el tiempo de planta parada es costoso.

El punto de partida de este análisis es la descripción exhaustiva del sistema de PLC y Scada a reemplazar. En esta descripción se tienen en cuenta las cantidades de puntos de entrada y salida, la distribución de estas en cada uno de los PLC, también se analizó el Scada, con los puntos de base de datos, pantallas, dinamos y demás. Se muestran las pantallas típicas y como estas trabajan en el sistema, sobre todo la falta de estandarización en la configuración de pantallas, donde la necesidad de hacer modificaciones representa un trabajo importante ya que estas modificaciones deben hacerse en todas las pantallas del mismo.

Los dinamos son muy rudimentarios y demasiado simples, con poca información que le permita al operador determinar las causas de alarmas o fallas, tanto para las variables de entrada como para las variables de salida, como válvulas y motores. No existen relaciones por TAGs dentro de la configuración del PLC, si se ven muchos mapeos de memoria en Modbus, tanto para la comunicación entre los PLC como entre estos con el Scada. Estos mapeos son muy engorrosos de seguir y determinar, con lo cual el seguimiento que se debe hacer ante fallas es muy tedioso.

Se evaluaron los tableros existentes encontrándose muchas falencias,

- cables sin identificaciones
- fusible viejos
- fuentes de alimentación muy rudimentarias
- sistema de tableros muy rudimentarios



Se definieron puntos en común que deben ser respetados por las tecnologías que se estudiarán, básicamente:

- se instalara un sistema de control actualizado, tanto en el software como en el hardware, con presencia en el mercado
- se cambiaran los tableros
- se respetara la instrumentación y cableado existente
- los tableros contarán con identificaciones correspondientes en todos los cables
- se deberán integrar ambos sistemas de control.

Planteadas estas condiciones se buscan soluciones.

Se estudian posibilidades de solución, buscando en el mercado sistemas con herramientas actuales tanto en el software como en el hardware, se estudian marcas conocidas basándonos en tres, Schneider, Rockwell y Delta V. La primera se elige por ser la marca que reemplaza directamente a los PLC instalados en la planta, ya que Schneider compro a la línea Modicom, la segunda, Rockwell, la competencia directa de Schneider y Delta V por ser la marca del DCS existente. También debemos mencionar que Schneider y Rockwell son líneas que comercializan PLC, mientras que Delta V comercializa DCS.

Hemos hecho un exhaustivo detalle de las características técnicas de cada uno de los equipos, definimos también colocar un sistema de control centralizado y reemplazar los PLC por entradas salidas remotas, esto nos da una aplicación más confiable y por sobre todas las cosas la centralización de la lógica de la planta. El sistema será centralizado, tanto en los PLC como para el DCS.

En este documento se volcaron las características técnicas más importantes de cada sistema, los PLC de las dos marcas intervinientes y el DCS, se puso especial empeño en el estudio global de los sistemas, no solo se ven las condiciones de instalación sino, se puso énfasis en los planes de mantenimiento y expansión a corto y mediano plazo.



Dentro de estas descripciones se agregaron los costos propios de instalación, tanto en mano de obra como en materiales, y se considero el tiempo necesario de paro de planta. Este paro de planta necesariamente se debe hacer ya que para cambiar los tableros es necesario desconectar la instrumentación existente.

¿Por qué es necesario actualizar el sistema de control? Una pregunta que se planteo respecto a todo esto fue, si el sistema está funcionando por que es necesario cambiarlo? La respuesta se puede plantear de dos puntos de vista. El primero desde el punto de vista del funcionamiento, un sistema de control inestable puede dejar fuera de servicio la planta en cualquier momento, desde el punto de vista de mantenimiento, la responsabilidad recae sobre este sector, en reponer la situación a la mayor brevedad posible. Desde el punto de vista de los costos, se debe calcular cuánto es el costo de la planta parada.

Para responder esto, se realizo el estudio de la pérdida económica que se produce por el no procesamiento del gas. Se tomo una parte de la entrada a la planta, los sistemas de ingreso se dividen en tres partes, baja, media y alta presión, el sistema de control regula los valores de baja y media presión para controlar la presión de succión de los compresores, en caso de falla en el sistema de control las válvulas se cierran y este gas no se procesa. Como estos ingresos son comunes a ambas plantas, del gas se obtienen hidrocarburos líquidos, propano, butano y gasolina, y el gas restante se vende como gas natural.

Este costo se detalla en los valores del mercado local obteniéndose un valor de pérdida de gas de u\$s 153.114,00 (dólares ciento cincuenta y tres mil ciento cuarenta) por día de planta fuera de servicio. Evidentemente este costo económico es mucho mayor que el costo total del reemplazo del sistema de control, si consideramos que ante una rotura de un componente del cualquier PLC se parara la planta por tiempo indeterminado, es lógico suponer que el costo de reparación es mucho menor que el costo de perdida. Incluso si dentro de este costo consideramos los tiempos de paro que se afectarían cuando la se produzca el cambio de sistema.

Planteadas las condiciones iniciales, se presentaron las propuestas de mejora, tanto en las líneas de Schneider, Rockwell y Delta V, se analizaron técnicamente



cada una de las tecnologías y se compararon cada una de las alternativas. Hicimos un análisis global de las propuestas, viendo las características técnicas, la integración en el sistema, el costo de implementación y los costos asociados a los paros de planta necesarios para la instalación y puesta en marcha.

Los parámetros que consideramos para esta comparación los podemos resumir en el siguiente listado:

- capacidades técnicas de cada sistema
- costos propios y asociados
- nivel de integración de los sistemas
- capacidad de configuración del sistema
- forma de configurar el sistema
- plan de mantenimiento y capacitación del personal

El estudio integrado incluye todos los puntos arriba mencionados, pero se le dio especial atención en la configuración, integración y plan de mantenimiento del personal, ya que generalmente no son considerados dentro del proyecto original, estos parámetros de referencia no influyen en la comparación y costo inicial del sistema, pero si tienen una influencia muy notoria en el tiempo posterior a la implementación. La capacidad de hacer modificaciones posteriores a la PEM, en forma sencilla y en tiempos prudenciales, son muy importantes en los planes de mantenimiento. El sistema DCS presenta potenciales mejoras sobre los PLC que son:

- capacidad de manejar TAGS
- integración de una sola base de datos
- eliminación de los mapeos Modbus.
- Capacidad de configurar instrumentos

Los puntos arriba mencionados nos permiten realizar tareas de mantenimiento y seguimiento de forma mucho más rápida y confiable. Trabajar con Tags, nos permite asignar directamente entradas salidas, olvidándonos de mapeos de memoria, o direcciones referidas a las posiciones de las tarjetas, al momento de realizar un seguimiento el tiempo que se ahorra en esto es una ventaja muy importante.



El segundo punto, tener una sola base de datos, nos permite hacer una integración completa del sistema de control, la posibilidad de hacer intercambio de datos entre plantas para el control del proceso, expande las posibilidades de la planta, integrar el sistema de Shut Down de la planta, intercambio de variables de procesos, los puntos son solo limitados por el proceso.

La eliminación de los mapeos Modbus nos facilitan las tareas de seguimiento y detección de fallas, tanto en las variables de entrada y salida como en la comunicación con la base de datos.

El DCS cuenta con mejoras que son prácticamente imposibles de alcanzar por los PLC, la capacidad de utilizar las entradas salidas Hart, para la configuración de equipos de campo, desde el mismo sistema del DCS, esta herramienta también ahorra tiempo y permite minimizar los tiempos de respuesta ante fallas, esto es posible gracias a la tecnología Hart Pass-Trough.

La integración en un solo sistema con una base de datos única para todas las variables de proceso, tanto de la planta de Dew Point como la planta de LPG, hacen que la configuración, la implementación, y posterior seguimiento ante eventuales fallas o modificaciones posteriores sean más cómodas y fáciles de realizar, el DCS permite la integración total del sistema, tanto en la programación del hardware, pantallas, históricos, todos desde la misma PC. Esta particularidad es superior a tener 2 sistemas de programación con los PLC, ya que se necesitan plataformas diferentes para los PLC y el Scada.

El hecho de integrar todo en el DCS existente, permite al personal de mantenimiento seguir y mantener el sistema con un lote de repuestos reducidos, ya que las tarjetas de entrada y salida son comunes a las existentes, el personal se capacitara en un solo tipo de control y deberá conocer solo las herramientas de un sistema, no son necesarias interfaces de comunicación, software o PC independiente para la configuración, todas las herramientas necesarias para el correcto mantenimiento las provee el sistema, solo dependerá de la capacidad de cada operador.



Como vimos en el informe y en el presente resumen, no solo se contemplaron las características técnicas de cada una de las tecnologías a aplicar, sino la integración del sistema, los planes de mantenimiento y expansión, todos con la misma importancia. Consideramos que un sistema, aplicado a cualquier proceso, debe ser de fácil implementación y posterior mantenimiento ya que, en el tiempo el peso de esto, es mucho mayor que el costo propio de la instalación. También se tuvo especial consideración en los costos asociados en la PEM, este costo asociado es, en algunos casos, mayor al costo propio del sistema.

Todas estas consideraciones se tuvieron en cuenta en el presente proyecto y el mismo fue presentado ante la gerencia de operaciones y de mantenimiento quienes vieron que el trabajo fue realizado en forma prolija y teniendo en cuenta todos los puntos. Esta evaluación fue aprobada para su implementación y el trabajo fue ejecutado en tiempo y forma. En el documento se muestran las comparaciones entre los dos sistemas, comparando no solo la configuración sino también los tableros, se observa claramente la diferencia entre ambos, obteniéndose una mejora considerable en todos los aspectos con la instalación del DCS.

A partir de esta instalación el sistema es mucho más confiable, los tiempos de paro de planta se disminuyeron casi a cero, se han realizado mejoras al control de la planta en línea sin necesidad de realizar paros.

Estamos muy satisfechos con el alcance del presente, se cumplió con lo que se propuso, mejorar el sistema de control de la planta Dew Point, y esta mejora se vio reflejada en la calidad del proceso y la confiabilidad de los operadores.

Es de esperar que estas consideraciones valgan para futuras evaluaciones, tanto en proyectos nuevos como en mejoras.



APENDICE A: DEFINICIONES

Dew Point: sistema de proceso del gas que permite separar el agua e hidrocarburos líquidos, bajando la temperatura del gas.

LPG: por sus siglas en Ingles Liquefed petroleum gas, gas licuado de petróleo

Fraccionamiento: proceso donde se separa el LPG en Propano, butano y gasolina

Mm3/día: unidad volumétrica del gas, miles de metros cúbicos día.

JT: Joule-Thomson, proceso en el cual ante un descenso brusco de presión se produce un descenso de temperatura, estas iniciales se usan a todo equipo que use este método, válvula, expansor, etc.

PLC: por sus siglas en ingles Programmable Logic Controller, controlador lógico programable

Scada: por sus siglas en ingles, Supervisory Control And Data Adquisition, Supervisión, Control y Adquisición de datos

CPU: por sus siglas en ingles, Central Processing Unit, Unidad de Proceso Central

HMI: por sus siglas en ingles, Human-Machine Interfase, Interfase de comunicación entre el proceso y el operario

RTU: por sus siglas en ingles, Remote Transmition Unit, Unidad de Transmisión Remota

TAG: Etiqueta, combinación alfanumérica que identifica una parte del sistema, punto de base de dato, entradas, salidas. Esta etiqueta es única e irrepetible dentro de todo el sistema.

DCS: por sus siglas en ingles, Distributed Control System, sistema de control distribuido

E/S: abreviación de entradas y salidas



CCM: siglas de Control Central de Motores, lugar físico donde se encuentran los tableros de control de motores.

MODBUS: protocolo de comunicaciones propietario de Modicom en sus principios y abierto en la actualidad

MODBUS PLUS: Protocolo de comunicaciones propietario y exclusivo de Modicom, para comunicar sus líneas de productos

CAO: Siglas de Conforme a Obra, documentación final de toda obra donde quedan reflejadas todas las tareas realizadas durante la misma y no se contemplaron en la ingeniería de diseño.

PEM: siglas de Puesta en Marcha, tiempo que dura la puesta en marcha de una obra.

BTU: por sus siglas en inglés British Thermic Unit, Unidad de medición Térmica Británica, medida usada para medir la energía del gas natural, usada para la venta en el mercado

KCAL: Kilo Caloría, unidad de medición de energía

MODBUS RTU 485: Protocolo de comunicación

BAUDIOS: Velocidad de comunicaciones

PTG: siglas de Planta de Tratamiento de Gas.

DINAMO: en los sistemas de visualización en pantallas de un Scada o DCS, punto animado de referencia donde se visualiza un parámetro del campo.

LAZO PID: lazo de control con la capacidad de controlar a través de ganancias proporcionales, integrales y derivativas.

VALVULA ON/OFF: válvula de apertura y cierre total, no modulante.

LINK: en los sistemas de visualización en pantallas de un Scada o DCS, camino que debe recorrer el parámetro para alcanzar el valor de campo hasta la base de datos.



EVENTO: en un sistema DCS valor que se dispara ante un hecho, funciona como interrupciones al sistema

UPS: por sus siglas en ingles, Uninterruptible Power Supply, fuente de alimentación ininterrumpible

HART: protocolo de comunicación

HART PASS-TROUGH: equipo o dispositivo que permite el pasaje del protocolo Hart a través suyo, ya sea por cables, tarjetas, controladores, etc.

FIELDBUS: protocolo de comunicación

LADDER: lenguaje de programación típico de los PLC, también conocido como escalera, por su verticalidad.

REMOTE I/O: dispositivo que permite conectar tarjetas de entrada y salida alejadas al controlador principal.

BACKPLANES: sistema donde se fijan las tarjetas, controladores y fuentes en un PLC o DCS, parte posterior que se amura al tablero.

HOT STANDBY: sistema de trabajo redundante donde el equipo ejecuta todas las tareas pero no actúa las entradas salidas, ante una falla del sistema primario, toma el control del sistema sin alterar la secuencia de programación.

STAND BY: sistema de resguardo.

KEYS: en un DCS las Keys o llaves permiten conectar las tarjetas en la posición que corresponde usando la combinación adecuada.

SHUT DOWN: sistema de paro de planta controlado.

HANDHELD: configurador de instrumentos portátil y manual.