

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA DE
UNA ESTACIÓN DE GAS NATURAL PARA SUMINISTRO A UNA
CENTRAL TÉRMICA EN CHILCA**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**PRESENTADO POR:
MARLON JESAHEL LUJÁN PAREDES**

**PROMOCIÓN
2009-I**

**LIMA-PERÚ
2014**

**AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA DE
UNA ESTACIÓN DE GAS NATURAL PARA SUMINISTRO A UNA
CENTRAL TÉRMICA EN CHILCA**

Dedicatoria:

A mis padres Santiago y Doris,

A mis hermanos Criscely y Rodolfo,

Por su amor, apoyo y paciencia.

SUMARIO

En el presente informe se describe el desarrollo del proyecto de automatización e integración al sistema SCADA de una estación de gas natural para el suministro a una central térmica en Chilca. El proyecto se justifica ya que la nueva Central Térmica de Chilca (San Antonio de los Olleros) está diseñada para utilizar el gas natural como fuente de generación de energía y por lo que se presenta la necesidad de automatizar la estación de suministro de gas natural e integrarla en el sistema SCADA para una adecuada supervisión, control, registro, etc., y que además debe permitir la operación remota desde el Centro de Control del operador del sistema de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda).

La automatización se realiza mediante el previo análisis del sistema automático de la ERM (Estación de Regulación y Medición de gas) en base a los subsistemas adquiridos por el Área de Ingeniería; la definición de la arquitectura del sistema de control; la realización de las pruebas de aceptación en fábrica y pruebas de aceptación en emplazamiento de las Unidades Terminales Remotas; la programación y pruebas de la lógica de control de cada subsistema en los PLC asignados.

La integración se realiza mediante la habilitación de un enlace de comunicaciones entre la ubicación de la ERM y las oficinas de Cálidda, y la configuración de los *firewall* de Operaciones (creación de objetos, NAT, Reglas de Acceso) y las respectivas pruebas de comunicaciones hacia los dispositivos en la ERM; Asimismo se adecua el sistema SCADA según el diagrama de tuberías e instrumentación, mediante la elaboración de la base de datos de las señales, la generación de las conexiones, remotas y señales, el diseño de pantallas, y la realización de pruebas de aceptación.

ÍNDICE

SUMARIO	V
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema.....	3
1.2 Objetivos del trabajo.....	3
1.3 Evaluación del problema.....	3
1.4 Alcance del trabajo.....	4
1.4.1 Automatización.....	4
1.4.2 Integración al sistema SCADA.....	4
CAPÍTULO II	
DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DEL PROYECTO	6
2.1 Gas Natural en el Perú.....	6
2.1.1 Gas Natural.....	6
2.1.2 Uso del Gas Natural.....	6
2.1.3 Reservas probadas en Perú.....	8
2.1.4 Producción, Transporte y Distribución de Gas Natural del Proyecto Camisea.....	8
2.2 Generación eléctrica en el Perú.....	12
2.2.1 Institución COES-SINAC.....	12
2.2.2 Producción de Energía Eléctrica del COES.....	12
2.2.3 Participación de Cálidda.....	15
2.3 Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao.....	16
2.3.1 Red principal.....	16
2.3.2 Red de media presión.....	18
2.3.3 Red de baja presión.....	18
2.3.4 Instalación <i>City Gate</i>	19
2.3.5 Estaciones de regulación de presión para el sistema de distribución.....	19
2.3.6 Acometidas.....	19
2.4 Central Térmica de Termochilca (Caso de estudio).....	20
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA DE LA AUTOMATIZACIÓN	22
3.1 Análisis del sistema automático de Estación de Regulación y Medición (ERM) ...	22
3.1.1 Sistema de control de procesos.....	22
3.1.2 Especificaciones generales de la ERM.....	23

3.1.3	Lógica de operación y control de los diferentes equipos.....	24
3.2	Arquitectura del Sistema de Control	40
3.2.1	Unidad Terminal Remota (RTU)	41
3.2.2	Arquitectura de control local.....	43
3.2.3	RTU de Medición.....	44
3.2.4	RTU Principal.....	47
3.2.5	RTU de Válvula de Servicio	51
3.3	Programación de la lógica de control de los PLC.....	52
3.3.1	Programación de PLC de RTU de Medición.....	52
3.3.2	Programación de PLC de RTU Principal	59
3.3.3	Programación de PLC de RTU de Válvula de Servicio	69
3.3.4	Programación de PV del RTU Principal.....	69
3.3.5	Programación de PV del RTU de la Válvula de Servicio.....	78
3.4	Pruebas y puesta en marcha	80
3.4.1	Pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y en emplazamiento (SAT).....	80
CAPÍTULO IV		
INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA		88
4.1	Sistema de comunicación	88
4.2	Sistema SCADA	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		99
ANEXO A		
GRAFICOS DEL SISTEMA SCADA		100
ANEXO B		
CRONOGRAMA DE TRABAJOS		108
BIBLIOGRAFÍA.....		111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Ubicación de Camisea.....	9
Figura 2.2	Gas natural procesado en la planta Las Malvinas.....	9
Figura 2.3	Transporte de Gas Natural y LGN	10
Figura 2.4	LGN procesados en la planta de fraccionamiento de Pisco	11
Figura 2.5	<i>City Gate</i>	11
Figura 2.6	Distribución porcentual de electricidad por tipo de generación COES 2011 012.....	14
Figura 2.7	Producción termoeléctrica por empresa.....	14
Figura 2.8	Energía eléctrica por tipo de recurso energético 2011 – 2012.....	15
Figura 2.9	Trazo de la red principal en el sistema de distribución.....	17
Figura 2.10	Esquema unifilar del sistema de distribución.....	20
Figura 2.11	Turbina de Gas de la Central Térmica.....	21
Figura 2.12	Diagrama Unifilar C.T. Santo Domingo de Olleros.....	21
Figura 3.1	Prioridades de control.....	41
Figura 3.2	Arquitectura de Control Local.....	43
Figura 3.3	PLC de Medición.....	45
Figura 3.4	Sistema de Medición en base a PLC.....	45
Figura 3.5	Sistema de Medición en base a MVI56E-AFC.....	46
Figura 3.6	Diagrama físico del enlace entre Cálidda y TGP para intercambiar información de medición de la EMR.....	46
Figura 3.7	Imagen interna del RTU de Medición.....	47
Figura 3.8	PLC Redundantes del RTU Principal.....	48
Figura 3.9	Módulos del PLC de RTU Principal.....	49
Figura 3.10	Imagen interna del RTU Principal.....	50
Figura 3.11	Imagen externa de los RTU Principal y RTU de Medición.....	51
Figura 3.12	PLC de válvula de servicio.....	51
Figura 3.13	Programación de temperatura y presión hacia el AFC.....	53
Figura 3.14	Programación de caudal del medidor hacia el AFC.....	54
Figura 3.15	Volúmenes del AFC.....	54
Figura 3.16	Escritura de la cromatografía en el AFC.....	54
Figura 3.17	Escritura y lectura de la cromatografía del AFC.....	55

Figura 3.18	Configuración del módulo AFC.....	56
Figura 3.19	Configuración de la cromatografía del AFC.....	56
Figura 3.20	Configuración del medidor 1 del AFC.....	57
Figura 3.21	Programación de tensión de baterías y temperatura interna del RTU.....	57
Figura 3.22	Programación del MCM.....	59
Figura 3.23	Modo de la estación.....	59
Figura 3.24	Pedido de configuración remota.....	60
Figura 3.25	Programación de TimeOut de espera de solicitud de cambio de modo.....	60
Figura 3.26	Confirmación de configuración remota desde RTU.....	61
Figura 3.27	Confirmación de configuración remota desde el sistema SCADA.....	62
Figura 3.28	Señales de comando de apertura y cierre de la válvula ESDV-51001.....	62
Figura 3.29	Programación de la lógica de apertura de la válvula ESDV-51001.....	63
Figura 3.30	Programación de la lógica de cierre de la válvula ESDE-51001.....	64
Figura 3.31	Representación de un bloque PID.....	64
Figura 3.32	Bloque PID de la rama A de la etapa de regulación.....	66
Figura 3.33	Asignación de SP en modo Mantenimiento a válvulas de rama A.....	67
Figura 3.34	Asignación de SP en modo StandBy a válvulas de rama A.....	68
Figura 3.35	Asignación de SP en modo Primario a válvulas de rama A.....	68
Figura 3.36	Lógica de encendido de ventilador de RTU.....	69
Figura 3.37	Barra de exploración del PV del RTU Principal.....	70
Figura 3.38	Ventana de alarmas del PV del RTU Principal.....	70
Figura 3.39	Modo de RTU en PV de RTU Principal.....	71
Figura 3.40	Señales del RTU Principal mostradas en el PV.....	71
Figura 3.41	Válvula de entrada.....	72
Figura 3.42	Ventana emergente control de válvula.....	73
Figura 3.43	Gráfica de PV de filtro ciclónico.....	74
Figura 3.44	Gráfica de PV de filtros separadores.....	75
Figura 3.45	Gráfica de skid de medición.....	76
Figura 3.46	Gráfica de bypass de regulación.....	76
Figura 3.47	Gráfica de regulación.....	77
Figura 3.48	Ventana emergente de cambio de ramas de regulación.....	78
Figura 3.49	Gráfica de válvula de servicio en PV.....	78
Figura 3.50	Gráfica ESDV-16100.....	79
Figura 3.51	Gráfica ESDV-16100 alarmada.....	79
Figura 4.1	Arquitectura de red del sistema SCADA.....	89
Figura 4.2	Diagrama lógico 1 solución de integración de la red de Termochilca.....	90

Figura 4.3	Diagrama lógico 2 solución de integración de la red de Termochilca.....	91
Figura 4.4	Configuración de la conexión del PLC Principal.....	93
Figura 4.5	Configuración de la remota del PLC Principal.....	94
Figura 4.6	Configuración de la señal analógica PI-51001.....	95
Figura 4.7	Configuración de la señal digital XA-51001.....	96
Figura 4.8	Configuración de la señal "rate" FI-51301A.....	97
Figura A.1	Gráfica de la válvula de entrada ERM Termochilca.....	101
Figura A.2	Gráfica de filtros ciclónicos ERM Termochilca.....	102
Figura A.3	Gráfica de filtros separadores ERM Termochilca.....	103
Figura A.4	Gráfica de skid de medición ERM Termochilca.....	104
Figura A.5	Gráfica de Bypass de regulación ERM Termochilca.....	105
Figura A.6	Gráfica de regulación de presión ERM Termochilca.....	106
Figura A.7	Gráfica de válvula de servicio.....	107
Figura B.1	Cronograma 1/2.....	109
Figura B.2	Cronograma 2/2.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Reservas del lote 88.....	8
Tabla 2.2	Reservas del lote 56.....	8
Tabla 2.3	Producción de energía eléctrica del COES el 2012 en GW.H.....	13
Tabla 2.4	Electricidad generada por tipo de generación del COES 2011-2012.....	14
Tabla 2.5	Energía eléctrica por tipo de recurso energético 2011 -2012.....	15
Tabla 2.6	Consumo de GN de Camisea para producción de energía eléctrica.....	16
Tabla 2.7	Clasificación de redes de gas.....	19
Tabla 3.1	Instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo de emergencia.....	26
Tabla 3.2	Instrumentación de los filtros ciclónicos.....	28
Tabla 3.3	Instrumentación de los filtros coalescentes.....	29
Tabla 3.4	Instrumentación del skid de medición de flujo.....	32
Tabla 3.5	Instrumentación del ramal de bypass del sistema de regulación.....	33
Tabla 3.6	Instrumentación del sistema de aire de instrumentos.....	37
Tabla 3.7	Instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo.....	39
Tabla 3.8	Instrumentación del sistema Fire&Gas.....	40
Tabla 3.9	Chasis ControlLogix – RTU de Medición.....	44
Tabla 3.10	Chasis redundantes.....	48
Tabla 3.11	Chasis remotos.....	49
Tabla 3.12	Banco CompactLogix – RTU de válvula de servicio.....	51
Tabla 3.13	Lista de señales compartidas mediante MCM.....	58
Tabla 3.14	Asignación de SP en estado estacionario.....	65
Tabla 3.15	Ejemplo de asignación de SP en estado estacionario.....	65
Tabla 4.1	Tabla de direcciones IP del proyecto.....	92

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AFC	Módulo computador de flujo
BCF	mil millones de pies cúbicos
CV	Variable de Control
ERM	Estación de Regulación y Medición de gas
FAT	Pruebas de aceptación en fábrica - <i>Factory Acceptance Test</i>
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GNLC	Gas Natural de Lima y Callao
HMI	Interfaz Maquina Hombre
LGN	Líquidos de Gas Natural
MCM	Módulo de Comunicación Modbus
MMBBL	millones de barriles
NC	no conformidad
NSAI	Netherland, Sewell & Associates, Inc
PAT	sistema puesta a tierra
PE	Polietileno
PV	<i>Panel View</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAT	Pruebas de aceptación de emplazamiento- <i>Site Acceptance Test</i>
SEIN	Sistema de Energía Interconectado Nacional
SP	<i>Setpoint</i>
TGP	Transportadora de Gas del Perú
Aguas Abajo	Término usado en la documentación técnica en español, es equivalente al término <i>DOWNSTREAM</i> utilizado en la documentación técnica en inglés. Este término significa: Hacia el punto de servicio.
Aguas Arriba	Término usado en la documentación técnica en español, es equivalente al término <i>UPSTREAM</i> utilizado en la documentación técnica en inglés. Este término significa: Hacia el punto de servicio.

INTRODUCCIÓN

El trabajo expuesto en este informe surge por la necesidad de implementar una nueva Central Térmica de Chilca (San Antonio de los Olleros), de automatizar su estación de suministro de gas natural e integrarla al sistema SCADA del sistema de distribución de Gas Natural de Lima y Callao.

La Central Térmica de Chilca usa como fuente de energía exclusiva el gas natural. La central se compone de varios subsistemas, uno de los cuales es la estación de suministro de gas natural, el cual se requiere automatizarlo de acuerdo a los requerimientos del cliente e integrarlo al sistema SCADA para efectos de control de parte del operador de gas natural (Cálidda).

El informe está organizado en cuatro capítulos:

- Capítulo I: "Planteamiento de Ingeniería del problema".- En este capítulo se explica el problema de ingeniería y se precisan claramente los objetivos del informe. También se evalúa la problemática y se establecen los alcances del proyecto desarrollado.
- Capítulo II: "Descripción Conceptual del Proyecto".- En este capítulo se explican los aspectos más resaltantes relacionados al caso de estudio: Gas Natural en el Perú (Gas Natural, Uso del Gas Natural, Reservas probadas en Perú, Proyecto Camisea: Producción, Transporte y Distribución de Gas Natural), Generación Eléctrica en el Perú (COES-SINAC, Producción de Energía Eléctrica del COES, Participación de Cálidda), Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao (Red principal, Red de media presión, Red de baja presión, City Gate, Estaciones de regulación de presión para el sistema de distribución, Acometidas), y la Central Térmica de Chilca (El caso de estudio).
- Capítulo III: "Metodología de la automatización".- En este capítulo se explica el procedimiento de la solución para la automatización, según lo establecido en la sección alcances del informe. Se desarrollan los siguientes puntos: Análisis del sistema automático de la ERM (Sistema de control de procesos, Especificaciones generales de la ERM, Lógica de operación y control de los diferentes equipos) Arquitectura del Sistema de Control (Unidad Terminal Remota, Arquitectura de control local, RTU de Medición, RTU Principal, RTU de Válvula de Servicio), Programación de la lógica de control en los PLC (Programación de PLC de RTU de Medición, Programación de PLC de RTU Principal, Programación de PLC de RTU de Válvula de Servicio, Programación de PV del RTU Principal, Programación de PV del RTU de la Válvula de Servicio) Pruebas y puesta

en marcha (Pruebas FAT y SAT).

- Capítulo IV: "Integración al sistema SCADA".- En este capítulo se explica lo correspondiente a la solución de comunicación e integración al sistema de distribución de Lima y Callao de la ERM (Estación de regulación y medición) asociada a la central térmica, según lo establecido en la sección alcances del presente informe.

El informe se complementa con anexos y la correspondiente bibliografía.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se explica el problema de ingeniería y se precisan los objetivos del informe. También se hace una evaluación de la problemática y se establecen los alcances del proyecto desarrollado.

1.1 Descripción del problema

Necesidad de automatizar la estación de suministro de gas natural de la nueva Central Térmica de Chilca (San Antonio de los Olleros), e integrarla al sistema SCADA del sistema de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (GNLC).

La central térmica fue diseñada para utilizar el gas natural como fuente de generación de energía.

1.2 Objetivos del trabajo

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Automatizar la estación de gas natural.- Para suministrar gas natural dentro de los parámetros acordados con el cliente, mediante la operación local de los subsistemas de filtrado, regulación, medición, cromatografía, etc.
- Integrar la estación de gas natural hacia el sistema SCADA.- Para realizar la supervisión, control, registro, etc., que permita la operación desde el centro de control remoto del operador del sistema de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (Cáldida).

1.3 Evaluación del problema

Una central térmica o termoeléctrica es una instalación que genera energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, petróleo o gas en una caldera diseñada para tal efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante.

La generación de energía eléctrica en el Perú proviene de varias fuentes, principalmente la termoeléctrica y la hidroeléctrica, sin embargo plantas de energías alternativas se están implantando en el territorio peruano (principalmente eólicas).

El gas natural es un combustible fósil compuesto por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentra en estado gaseoso o en disolución de petróleo. Cada año se potencializa la utilización de gas como fuente de energía debido a su creciente explotación y procesamiento. Las industrias han encontrado en el gas

natural una alternativa económica y eficiente que reemplaza a otros combustibles. Se pueden mencionar aplicaciones como ladrilleras, cementeras e incluso metalúrgicas (para generar su propia electricidad). Esto también es aplicable a las centrales termoeléctricas.

El Sistema de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao abarca grandes áreas, entre ellas Chilca, en donde se sitúa la termoeléctrica del caso de estudio.

La Central Térmica de Chilca fue diseñada para utilizar exclusivamente gas natural. Esta central está compuesta de varios subsistemas, entre los cuales se cuenta con la estación de suministro de gas natural. Es este subsistema que se requiere automatizarlo de acuerdo a los requerimientos del cliente e integrarlo al sistema SCADA para efectos de control de parte del operador de gas natural (Cálidda).

El proyecto de automatización e integración al sistema SCADA de una estación de gas natural para suministro a una central térmica en Chilca es justificable en base a lo expuesto.

Los alcances del proyecto se explican a continuación:

1.4 Alcance del trabajo

Los alcances del proyecto son los siguientes:

1.4.1 Automatización

Son diversas las tareas que se deben realizar para la adecuada automatización de la estación de gas natural:

- El análisis del sistema automático de la ERM (Estación de Regulación y Medición de gas) en base a los subsistemas adquiridos por el Área de Ingeniería.
- La definición de la Arquitectura del Sistema de Control.
- La realización de las pruebas FAT (de aceptación en fábrica) y SAT (de aceptación en emplazamiento) de los RTU (*Remote Terminal Unit*).
- La programación de la lógica de control de cada subsistema en su PLC asignado.
- Las pruebas de la lógica de control.

1.4.2 Integración al sistema SCADA

Respecto al sistema SCADA, se realiza la integración porque el sistema de supervisión y control ya existe para otras estaciones en Lima y Callao. Esto consiste en:

- La habilitación de un enlace de comunicaciones entre la ubicación de la ERM y las oficinas de Cálidda, mediante un enlace contratado, y la asignación de direcciones IP a los distintos dispositivos ubicados en la ERM. Finalmente la configuración de los *firewall* de Operaciones (creación de objetos, NAT, Reglas de Acceso) y las respectivas pruebas de comunicaciones hacia los dispositivos en la ERM.
- La adecuación del sistema SCADA según el P&ID (Diagrama de tuberías e instrumentación), mediante la elaboración de la base de datos de las señales. Luego se

crean las conexiones, remotas y señales, así mismo se diseñan las pantallas según los estándares que estipula la compañía. Finalmente se realizan las pruebas de aceptación desde la instrumentación de la ERM hacia el sistema SCADA.

CAPÍTULO II DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DEL PROYECTO

En este capítulo se explican los aspectos resaltantes relacionados al caso de estudio: Gas Natural en el Perú, Generación Eléctrica en el Perú, Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, y la Central Térmica de Chilca.

2.1 Gas Natural en el Perú

Esta sección se organiza en cuatro partes: Gas natural, uso del gas natural, reservas probadas en Perú, finalmente producción, transporte y distribución de gas natural.

2.1.1 Gas Natural

Es una mezcla de hidrocarburos livianos, en el cual el principal componente es el metano (CH₄) en un porcentaje del orden del 80%. El porcentaje restante se constituye por etano, propano, butano, y otros hidrocarburos más pesados tales como pentanos, hexanos, y heptanos [1].

Se formó hace millones de años con lodo, arena, piedras, plantas y materia animal, que al acumularse gradualmente en capas con la presión y el calor de la tierra, se convirtieron en petróleo y gas natural [1].

Se encuentra en rocas porosas de la corteza terrestre, las cuales no están en contacto con el aire. Se suele encontrar en yacimientos de petróleo o cerca de ellos, aunque teniendo en cuenta su estado gaseoso, puede presentarse también solo [1].

2.1.2 Uso del Gas Natural

La empresa Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A destaca cuatro usos que dependen del tipo de cliente [2]: Residencial, comercial, vehicular, industrial.

a) Residencial

En la ciudad de Lima los clientes residenciales pueden usar el gas natural en los siguientes artefactos:

- Cocina: el Gas Natural llega a la cocina a través de tuberías y de manera continua, sin preocuparse que se acabe el gas cuando se está cocinando. Por otro lado, la cocina se mantendrá en mejores condiciones el Gas Natural, no produce hollín.
- Terma: se puede disponer de agua caliente todo el día de manera más económica que con una terma eléctrica o que funcione con otro tipo de combustible.
- Secadora de ropa: se podrá mantener la ropa seca especialmente durante el invierno.

- Calefacción o estufa: con Gas Natural, se puede mantener el calor del hogar durante el invierno evitando contraer enfermedades respiratorias.

Es de destacar que los artefactos que funcionan con GLP pueden convertirse a Gas Natural.

b) Comercial

Los clientes considerados comerciales usan Gas Natural en panaderías, restaurantes, clínicas, hospitales, lavanderías, hoteles - hostales, supermercados, saunas, entre otros.

En contraparte a los electrodomésticos surge el término Gasodoméstico, que corresponde a los equipos del rubro comercial emitan calor y para lo cual usan gas Natural. Se mencionan a los siguientes:

- Cocinas: semindustriales, domésticas, tipo chifa.
- Hornos: rotativo, artesanal, pizzero.
- Termas.
- Secadoras de ropa.
- Freidoras.
- Calentadores de piscina.

c) Vehicular

Cualquier vehículo de uso público o privado se puede convertir a Gas Natural, conservando la opción de seguir funcionando con el combustible original. El ahorro al usar gas natural, respecto al GLP es de 19%, y respecto a la gasolina de 53%.

Dado que el costo de conversión puede variar entre 1,000 y 1,500 US\$ y considerando que un taxi recorre en promedio 400 km/día, el ahorro que se obtiene empleando Gas Natural permite el pago del equipo en menos de un año, calculado sobre la diferencia de costos entre la Gasolina y el Gas Natural.

d) Industrial

Existen dos tipos de clientes industriales según nuestra legislación: El regulado y el independiente.

d.1 Consumidor regulado

Aquel que tiene un consumo igual o menor a 30,000 m³ estándar por día. Los consumidores regulados suscriben por adhesión un contrato de suministro con Cálidda, cuyo contenido fue aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

d.2 Consumidor independiente

Aquel que tiene un consumo mayor a 30,000 m³ estándar por día. Este cliente tiene la posibilidad de adquirir el Gas Natural directamente del productor, y el servicio de transporte directamente de la empresa transportista.

Si el consumidor independiente adquiere el Gas Natural directamente del productor, debe contratar los servicios de transporte con Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP) y los servicios de distribución con Cálidda.

En este caso, el consumidor debe pagar por el Gas Natural directamente al productor (Pluspetrol), por el servicio de transporte a la transportadora (TGP) y por los conceptos de distribución a la distribuidora (Cálidda) de acuerdo al cuadro tarifario vigente a la fecha.

2.1.3 Reservas probadas en Perú

Camisea es el principal yacimiento de gas natural del Perú. Fue descubierto en Camisea, en Cusco, entre los años 1983 y 1987. Su operación comercial se inició en el mes de agosto del año 2004, cuando arriba a Lima y Callao [3].

Los estudios en Camisea, indican que las reservas probadas del yacimiento ascienden a 11'176,9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural seco (sumadas las reservas de los lotes 88 y 56), tal como se puede apreciar en la Tabla 2.1 y 2.2 (MMBBL=millones de barriles; BCF=Billón de pies cúbicos).

Tabla 2.1 Reservas del Lote 88 (Fuente: referencia [3])

Categoría	Gas seco	NGL	Condensado
	(BCF)	(MMBBL)	(MMBBL)
Probadas	8 728,4	240,1	199,1
Probables	3 532,6	117,3	97,0
Posibles	2 349,6	74,9	68,1
Total	14 610,6	432,3	364,2

Tabla 2.2 Reservas del Lote 56 (Fuente: referencia [3]),

Categoría	Gas seco	NGL	Condensado
	(BCF)	(MMBBL)	(MMBBL)
Probadas	2 448,5	106,1	66,4
Probables	1 219,8	57,5	34,5
Posibles	320,8	15,3	9,0
Total	3 989,1	178,9	109,9

El estudio de reservas fue realizado por la empresa Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), a solicitud del Ministerio de Energía y Minas para que la primera provea una estimación independiente de las cantidades de recursos de hidrocarburos remanentes para los lotes 88 y 56 [3].

2.1.4 Producción, Transporte y Distribución de Gas Natural del Proyecto Camisea

El yacimiento de gas natural de Camisea se ubica en la provincia de la Convención, departamento de Cusco, y se muestra en la figura 2.1. El gas es enviado hacia Ica y luego a Lima y la provincia constitucional del Callao.

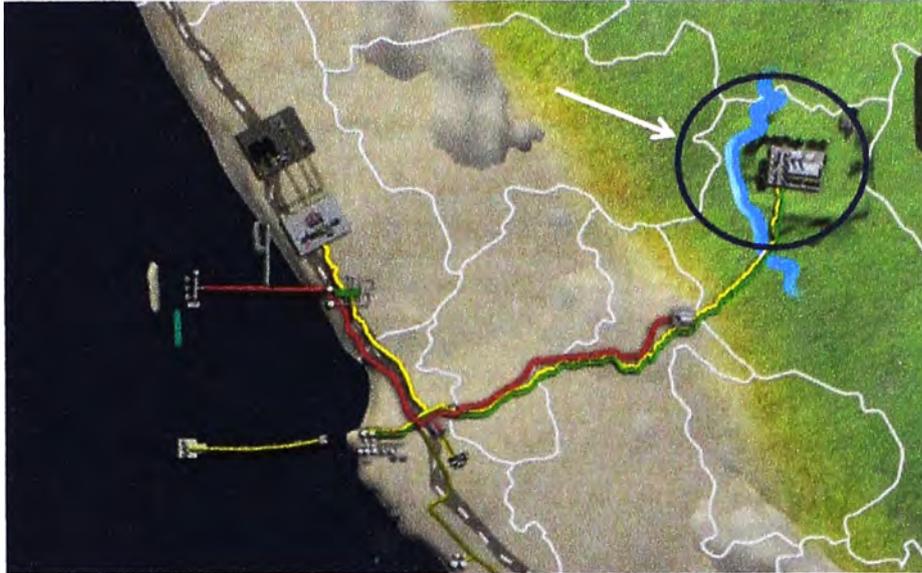


Figura 2.1 Ubicación de Camisea (Fuente: Referencia [4])

El proyecto Camisea involucra los procesos de producción, procesamiento, transporte y distribución de Gas Natural.

a) Producción

El Gas Natural se extrae mediante perforaciones de reservorios que se localizan a grandes profundidades del subsuelo o del zócalo continental. El Gas Natural asciende a la superficie, a través de tuberías, impulsado por la presión del reservorio, trayendo consigo algunos contaminantes (N₂, CO₂, H₂S, Agua, etc.). El Gas Natural puede contener hidrocarburos que a las condiciones de la superficie se condensan o convierten en líquidos, como es el caso del Gas de Camisea.

El Gas Natural extraído se transporta por ductos hasta la Planta de Separación de gas ubicada en Malvinas, Cusco, en donde se separa de los líquidos de gas natural (mediante procesos criogénicos) y se eliminan los contaminantes (mediante procesos de deshidratación y remoción de gases ácidos). En la figura 2.2 se muestra la producción.

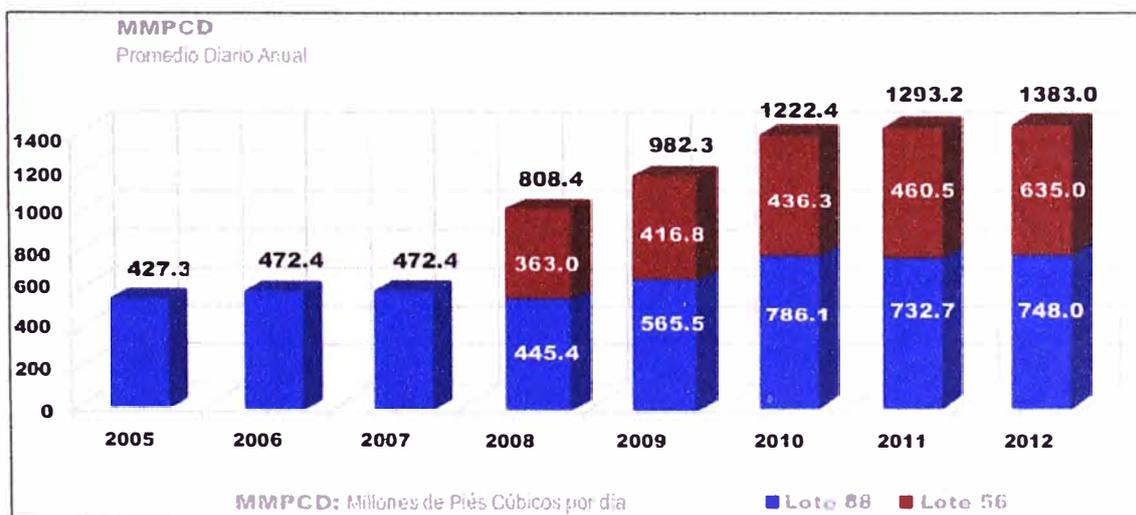


Figura 2.2 Gas natural procesado en la planta Las Malvinas (Fuente: Referencia [4])

Después de realizar este proceso se obtienen dos productos por separado: Gas Natural Seco y Líquidos de Gas Natural (LGN) los cuales se transportan por ductos hacia los centros de consumo o procesamiento, respectivamente.

b) Transporte

El transporte se realiza mediante un gaseoducto que preliminarmente conduce el gas desde Cuzco hasta Ica, como se muestra en la figura 2.3.

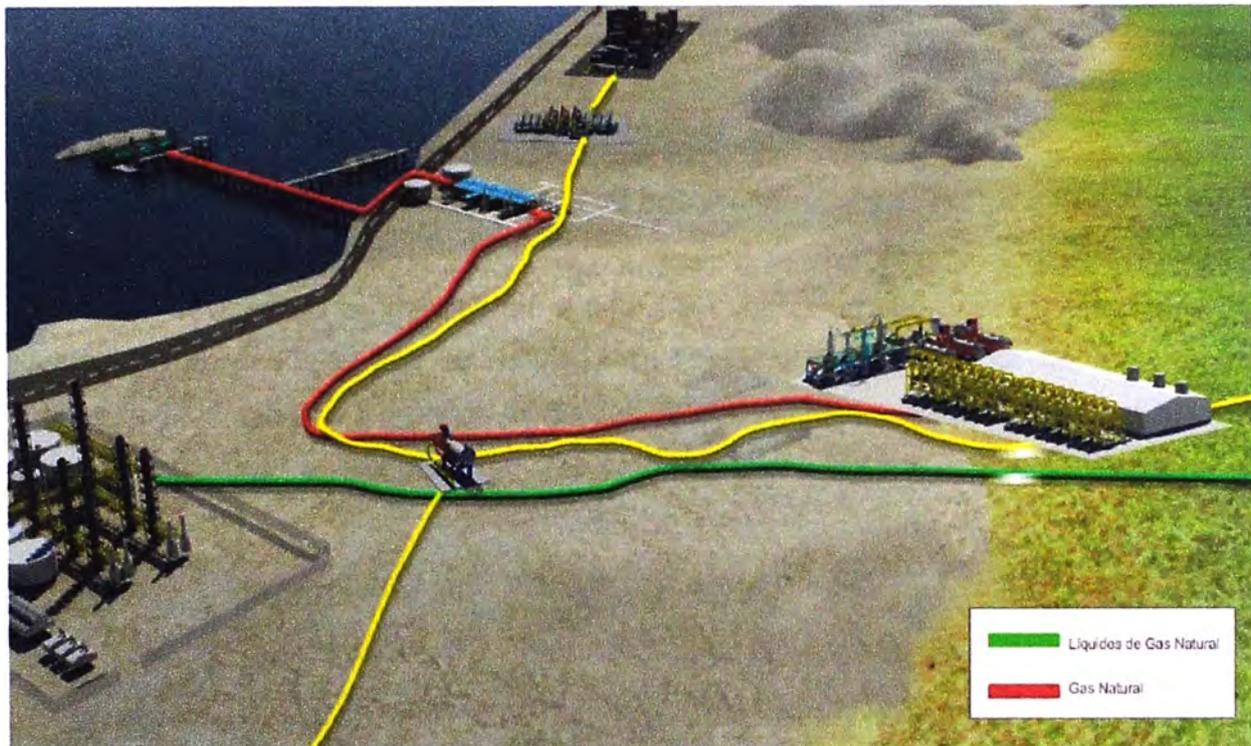


Figura 2.3 Transporte de Gas Natural y LGN (Fuente: Referencia [4])

A lo largo del gasoducto se instalan estaciones de compresión cuyo fin es elevar la presión hasta un valor suficiente para transportar el gas natural desde los campos de producción a los centros de consumo, a la presión requerida por estos.

El gas natural se transporta por ductos para su uso en la generación eléctrica, industrial, residencial, vehicular, petroquímica y licuefacción/exportación. Los líquidos de Gas Natural también se transportan por ductos y se destinan a la planta de fraccionamiento para obtener productos comerciales. Esta planta incluye tuberías submarinas para transportar estos productos hasta el punto de carga, ubicado a 3 km de la costa.

c) Procesamiento

En Pisco está instalada la planta de fraccionamiento que permite transformar los líquidos en productos como: nafta, gas propano, gas butano y diesel. En la figura 2.4 se muestra la cantidad procesada. Además existen proyectos petroquímicos, ubicados en el sur del país, que requieren gas natural para obtener productos como urea, amoníaco, nitrato de amonio, etc. Estas son la petroquímica de Pisco y la Petroquímica de Marcona.

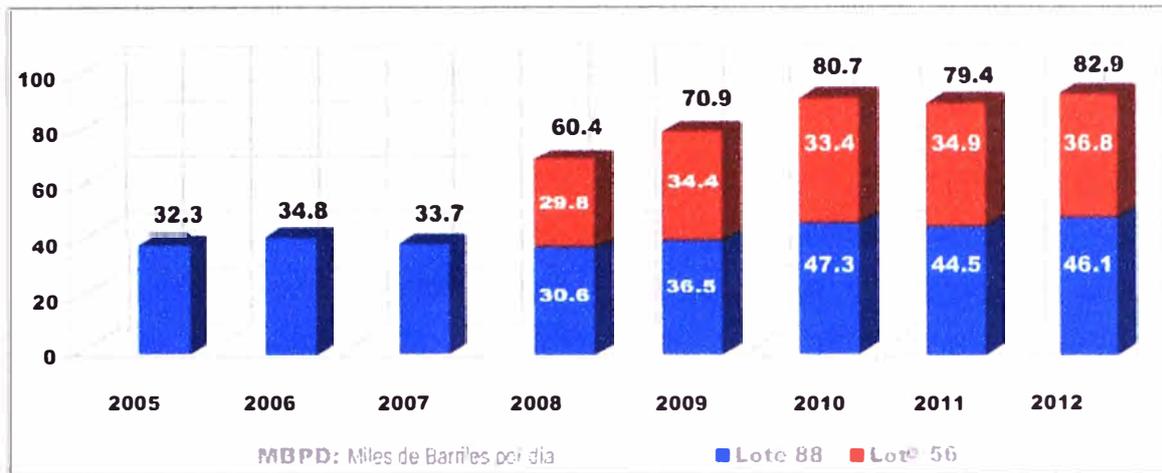


Figura 2.4 LGN procesados en la planta de fraccionamiento de Pisco (Fuente: Ref. [4])

d) Distribución

Existen dos formas de transportar el gas a los consumidores. Una es una planta de licuefacción en donde el gas se convierte en líquido y se deposita en los tanques de buques que lo trasladan a grandes distancias. El otro es transportado directamente hasta Lima. En este lugar se encuentra lo que se denomina City Gate, como se ilustra en la figura 2.5.

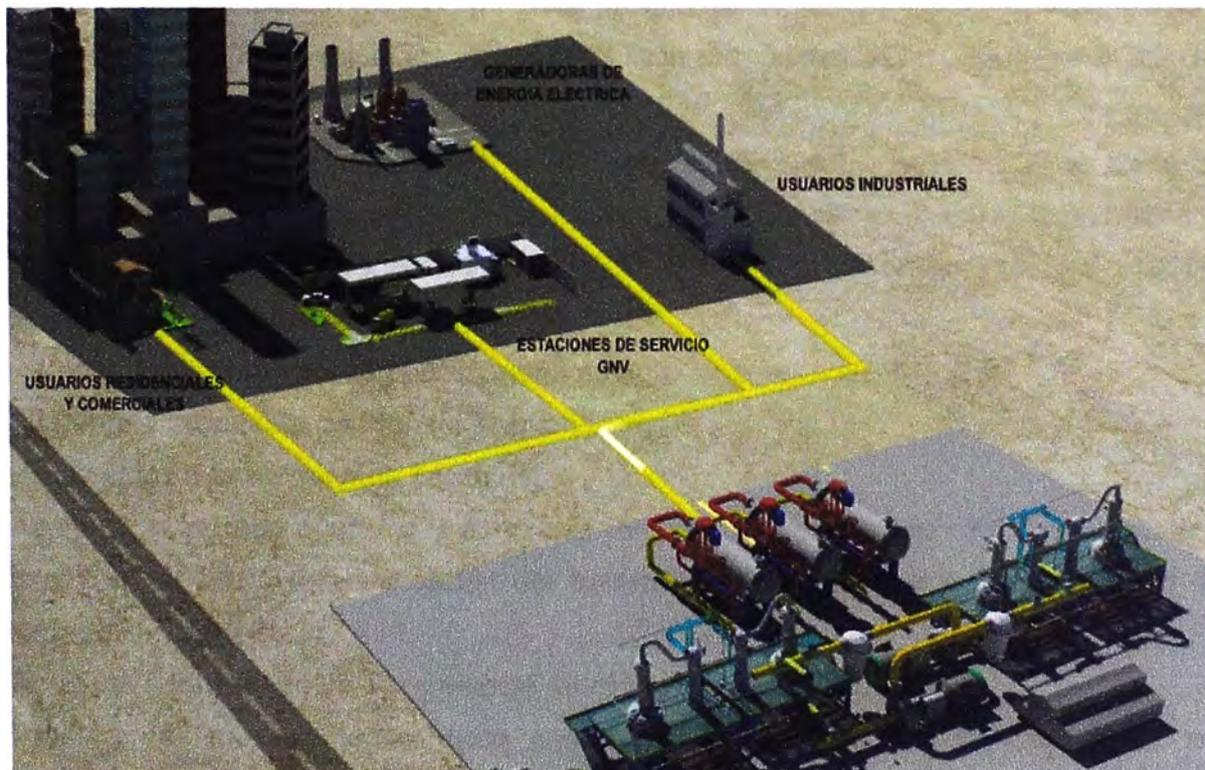


Figura 2.5 City Gate (Fuente: Referencia [4])

El gas natural se transporta desde Camisea hasta la ciudad de Lima, a través del City Gate o Puerta a la ciudad. En este lugar se agrega al gas natural una sustancia odorizante que le confiere un olor pestilente para facilitar su identificación en caso de fugas; también se regula la presión del gas natural hasta valores adecuados para el uso

de los consumidores conectados al sistema de ductos de distribución y además, se verifica la composición de gas natural y flujos en todo el sistema, con la finalidad de monitorear la calidad del servicio.

Como una alternativa a los gasoductos, se puede emplear los medios de transporte por camiones de Gas Natural Comprimido (GNC) o de Gas Natural Licuado (GNL) para transportar el GN hacia aquellos lugares que lo requieran. La compresión del GN se puede realizar en estaciones de compresión o de carga, para el caso del GNC, o en plantas de licuefacción, para el caso del GNL.

2.2 Generación eléctrica en el Perú

En esta sección se describen tres temas: El COES-SINAC, la producción de energía eléctrica del COES, y finalmente la participación de Cálidda en la producción de energía eléctrica.

2.2.1 Institución COES-SINAC

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público.

El COES está conformado por todos los Agentes del Sistema de Energía Interconectado Nacional (SEIN), es decir generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres. Las decisiones del COES son de cumplimiento obligatorio por los agentes.

La finalidad del COES es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo [5].

Las funciones de interés público están establecidas en la ley 22832 [6]:

- Elaborar la propuesta de Plan de Transmisión.
- Elaborar los Procedimientos Técnicos.
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo.
- Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo.
- Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

2.2.2 Producción de Energía Eléctrica del COES

La producción de energía eléctrica en el COES en el año 2012 totalizó 37 321,18 GW.h que representa el 5,97% mayor al registrado en el año 2011 que fue 35 217,43 GW.h.[7]. Es en el año 2012 donde se empieza a utilizar fuentes de energía renovables

(Solar). En la tabla 2.3 se muestra las producciones en GW.h de cada año.

Tabla 2.3 Producción de energía eléctrica del COES el 2012 en GW.H (Fuente COES [7])

Empresas	Hidroeléctrica		Termoeléctrica		Solar	Total	
	2011	2012	2011	2012	2012	2011	2012
AIPSAA			84,31	92,78		84,31	92,78
AYEPSA	10,97	87,20				10,97	87,20
CELEPSA	1.224,11	1.222,77				1.224,11	1.222,77
CHINANGO	1.161,61	1.145,78				1.161,61	1.145,78
CORONA	153,51	148,91				153,51	148,91
EDEGEL	3.528,05	3.507,83	4.616,21	4.183,20		8.144,25	7.691,03
EEPSA			703,63	504,58		703,63	504,58
EGASA	997,93	996,91	330,65	282,10		1.328,58	1.279,01
EGEMSA	743,09	736,20	0,00	0,17		743,09	736,37
EGENOR	1.941,23	2.061,25	376,50	582,45		2.317,74	2.643,70
EGESUR	96,47	106,87	97,35	149,41		193,83	256,27
ELECTROPERÚ	7.062,22	7.211,28	176,64	140,77		7.238,86	7.352,06
ENERSUR	889,92	898,34	3.785,54	4.883,59		4.675,45	5.781,93
GEPSA	27,08	69,92				27,08	69,92
HIDROCAÑETE		11,72				0,00	11,72
KALLPA			3.993,65	4.284,00		3.993,65	4.284,00
MAJA ENERGÍA	19,46	15,18				19,46	15,18
MAJES SOLAR					22,67	0,00	22,67
MAPLE ETANOL				40,67		0,00	40,67
PANAMERICANA SOLAR					1,32	0,00	1,32
PETRAMAS			3,00	29,36		3,00	29,36
REPARTICIÓN SOLAR					23,31	0,00	23,31
SAN GABÁN	744,22	705,08	0,83	1,09		745,05	706,17
SANTA CRUZ	60,75	105,25				60,75	105,25
SANTA ROSA	3,68	5,07				3,68	5,07
SDF ENERGÍA			134,68	91,63		134,68	91,63
SDF ENERGÍA				241,26		0,00	241,26
SHOUGESA			21,66	17,68		21,66	17,68
SINERSA	54,66	59,49				54,66	59,49
SN POWER	1.685,14	1.753,55				1.685,14	1.753,55
TACNA SOLAR					12,40	0,00	12,40
TERMOSELVA			488,66	888,15		488,66	888,15
TOTAL	20.404,12	20.848,60	14.813,31	16.412,88	59,70	35.217,43	37.321,18

La producción hidroeléctrica, termoeléctrica y los recursos energéticos renovables en el año 2012 representó 54,6%, 43,5% y el 1,8% respectivamente respecto al total generado en el COES.

El incremento de la demanda energética eléctrica 2012 fue cubierta mayoritariamente por la producción termoeléctrica.

En la tabla 2.4 se muestra la producción de energía eléctrica por tipo de generación del COES en los años 2011 y 2012. La Figura 2.6 ilustra la distribución porcentual por

tipo generación eléctrica.

Tabla 2.4 Electricidad generada por tipo de generación del COES 2011 – 2012 (GW.h)

TIPO DE GENERACIÓN	2011		2012		VARIACIÓN		
	GW.h	%	GW.h	%	GW.h	%	
Hidroeléctrica	20.123,02	57,14%	20.389,74	54,63%	266,72	1,33%	
Termoeléctrica	14.726,00	41,81%	16.250,08	43,54%	1.524,08	10,35%	
Recursos Energético Renovables	Hidroeléctrica	281,10	0,80%	458,86	1,23%	177,76	63,24%
	Bagazo	84,31	0,24%	133,45	0,36%	49,14	58,29%
	Biogás	3,00	0,01%	29,36	0,08%	26,35	877,09%
	Solar			59,70	0,16%	59,70	
TOTAL	35.217,43	100,00%	37.321,18	100,00%	2.103,75	5,97%	

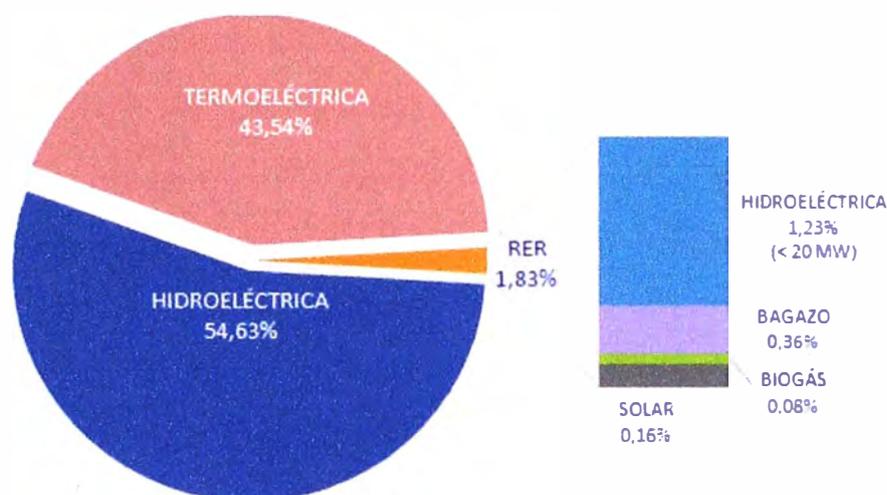


Figura 2.6 Distribución porcentual de electricidad por tipo de generación COES 2011 -2012 [7]

Las empresas que generar más electricidad en el 2012 fueron ENERSUR, KALLPA y EDEGEL totalizando el 81,34% producido en el COES, según se puede apreciar en la Figura 2.7.

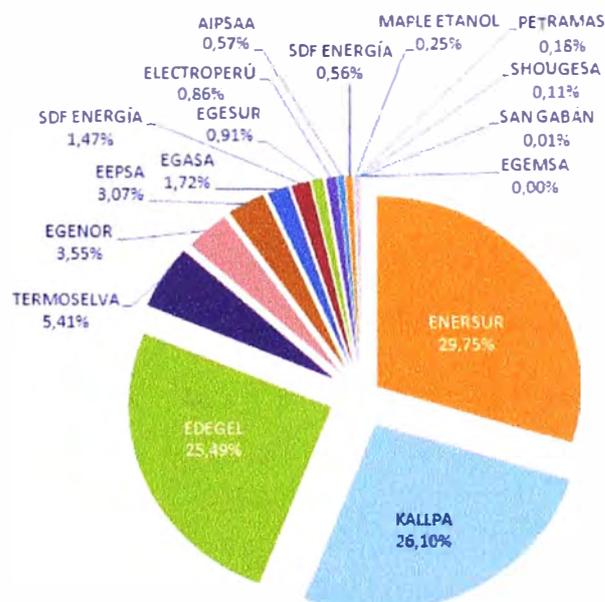


Figura 2.7 Producción termoeléctrica por empresa (Fuente: COES [7])

Las centrales termoeléctricas aportaron un total de 16 412,88 GW.h, y representa un incremento del 10,80% respecto al año anterior.

En el análisis de la producción de energía eléctrica por tipo de recurso energético en los años 2011-2012, según la estadística anual del COES, el principal recurso energético es el agua y el gas natural con 55.86% y 41.02% de participación en el 2012 respectivamente (Tabla 2.5 y la Figura 2.8).

Tabla 2.5 Energía eléctrica por tipo de recurso energético 2011 – 2012 (GW.h) [7]

EMPRESAS	2011	2012	VARIACIÓN		PARTICIPACIÓN 2012
			GW.h	%	
AGUA	20.404,12	20.848,60	444,48	2,18%	55,86%
GAS NATURAL	13.462,19	15.307,28	1.845,10	13,71%	41,02%
D2 - RESIDUAL	531,45	387,29	-144,17	-27,13%	1,04%
CARBÓN	732,36	555,51	-176,85	-24,15%	1,49%
BAGAZO	84,31	133,45	49,14	58,29%	0,36%
BIOGÁS	3,00	29,36	26,35	877,09%	0,08%
SOLAR		59,70	59,70		0,16%
TOTAL	35.217,43	37.321,18	2.103,75	5,97%	100,00%

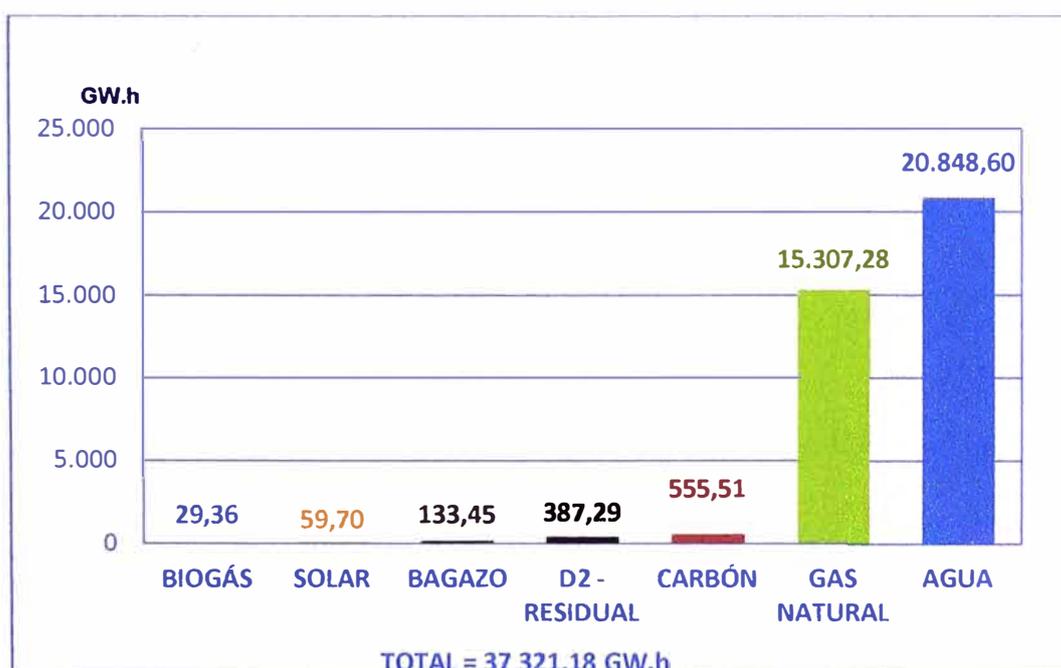


Figura 2.8 Energía eléctrica por tipo de recurso energético 2011 – 2012 (GW.h)

2.2.3 Participación de Cálidda

En la Tabla 2.6 se muestra el consumo de Gas Natural de Camisea (en millones de pies cúbicos) para la producción de energía eléctrica. En la tabla se resaltan (en gris) los clientes que están conectados al Sistema de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao por parte de Cálidda, concluyendo que Cálidda distribuyó el 84.69% y 83.43% de

Gas Natural para la generación eléctrica del país en el 2011 y 2012 respectivamente.

Tabla 2.6 Consumo de Gas Natural de Camisea para la producción de energía eléctrica
(en millones de pies cúbicos) [7]

EMPRESAS	2011		2012		VARIACIÓN (2012 - 2011) %
	MMPC	PARTICIPACIÓN %	MMPC	PARTICIPACIÓN %	
EEPSA	8.071,92	6,50%	6.158,12	4,51%	-23,71%
TERMOSELVA	6.592,02	5,31%	11.259,37	8,25%	70,80%
EDEGEL	34.975,61	28,18%	32.824,75	24,05%	-6,15%
ENERSUR	27.238,60	21,95%	37.291,67	27,33%	36,91%
SDF ENERGÍA	1.368,19	1,10%	2.432,59	1,78%	77,80%
SDE PIURA			913,18	0,67%	
KALLPA	38.647,73	31,14%	36.209,45	26,53%	-6,31%
EGASA	3.532,84	2,85%	3.041,59	2,23%	-13,91%
EGESUR	799,69	0,64%	1.241,01	0,91%	55,19%
EGENOR	2.883,58	2,32%	5.088,66	3,73%	76,47%
TOTAL	124.110,18	100,00%	136.460,37	100,00%	9,95%
TOTAL DISTRIBUIDO POR CALIDDA	105.113,71	84,69%	113.847,11	83,43%	8,31%

2.3 Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao

Durante el proceso de distribución, el gas natural atraviesa por una serie de procesos experimentando modificaciones en la presión, semejante a los sistemas eléctricos en el caso de la tensión. El City Gate y las Estaciones Reguladora de Presión como parte de sus funciones realizan esta operación [8].

A medida que el gas se aproxima a los centros de consumo tanto Industrial, comercial y residencial la presión del gas disminuye identificándose a las redes de distribución como alta, media y baja presión según los valores que toma.

El Sistema de Distribución que debe operar y mantener GNLC está constituido, de manera general, por las siguientes redes e instalaciones.

2.3.1 Red principal

Está constituida por tuberías de acero, cuya presión de diseño es de 50 barg. Esta red comprende tanto el gasoducto de 20" de diámetro como las derivaciones o ramales de otros diámetros, para suministrar a clientes o a estaciones reguladoras de la Distribuidora [8].

A lo largo de la red principal están instaladas válvulas de bloqueo de línea a una distancia máxima acorde a lo especificado en el código ASME B31.8.

En el extremo inicial como en el extremo final del gasoducto troncal de 20" de diámetro se ubican las trampas de lanzamiento y de recepción de scraper

respectivamente.

La presión máxima de diseño de la Red Principal es de 50 barg, valor que cumple con lo especificado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del MINEM [12].

Considerando las condiciones de diseño del City Gate, la presión mínima de operación al inicio del gasoducto puede ser de 27 barg, mientras que la presión máxima puede alcanzar los 49,2 barg. La presión de operación depende del caudal y la presión a suministrar.

En la figura 2.9 se muestra el trazo de la red principal en el sistema de distribución.

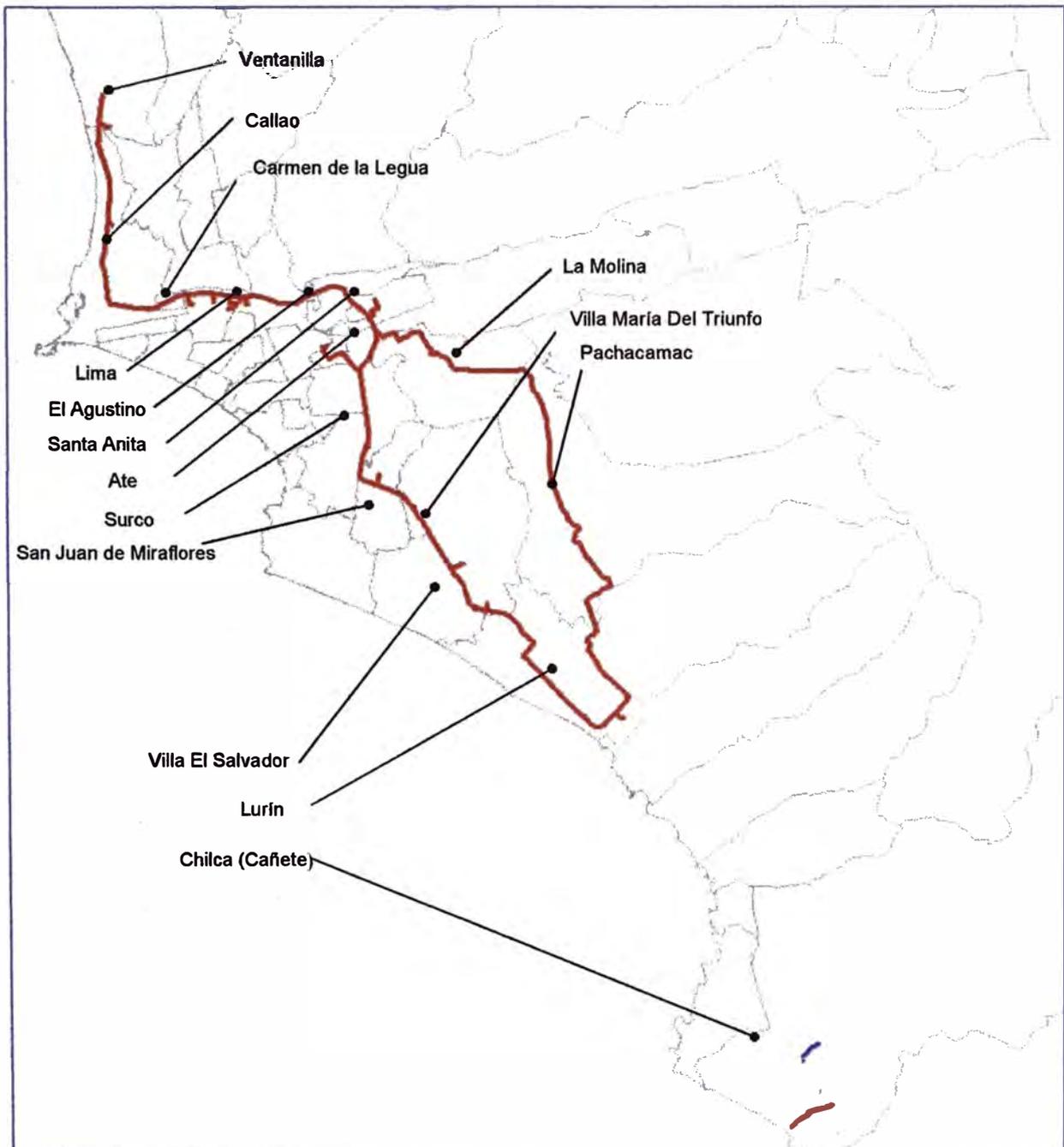


Figura 2.9 Trazo de la red principal en el sistema de distribución (Fuente: Elab. propia)

2.3.2 Red de media presión

Esta red comprende de las tuberías de acero que, operando a un nivel de presión menor o igual a 19 barg, permiten ingresar con el gas natural en las zonas más urbanizadas, para poder suministrar a las estaciones reguladoras de presión ubicadas en las distintas urbanizaciones o barrios, desde donde partirán las Redes de Distribución de Baja Presión, como así también las derivaciones a los clientes que requieren mayor presión y/o caudal, los cuales no pueden ser suministrados a partir de la Red de Baja Presión [8].

Estos gasoductos instalados desde la Red Principal y que comprenden las tuberías e instalaciones desde las válvulas de salida de la estación de regulación hasta el inicio de las acometidas, están diseñados para soportar una presión máxima de 19 barg.

La presión mínima de operación de esta red depende de las condiciones de diseño de las estaciones de regulación para la Red de Media Presión y por el otro, de los requerimientos de presión y caudal aguas abajo.

2.3.3 Red de baja presión

Esta red opera a nivel de presión igual o inferior a 10 barg, comprendiendo básicamente dos sistemas, uno construido con tuberías de acero y otro con tuberías de polietileno. Estas redes permiten llegar con la distribución del gas hasta las instalaciones de los clientes residenciales, comerciales y pequeños industriales [8].

La Red de Baja Presión comprende los siguientes niveles:

- 5 barg < MAPO <= 10 barg (acero)
- MAPO < = 5 barg (Polietileno - PE)

Para el primer caso, las redes están construidas en acero y su diseño corresponde a los cálculos de resistencia correspondientes.

Para el segundo nivel, las redes son diseñadas de polietileno para una presión máxima de operación de 5 barg, considerando como restricción la presión máxima de los reguladores domiciliarios normales y ciertos accesorios.

Para la implementación de estas redes se considera la conformación de anillos cerrados que permitan asegurar en cada punto de la red una doble alimentación. En la tabla 2.7 se muestra la clasificación de redes de gas.

Nota:

- MAPO es la Máxima presión de operación
- barg es la presión manométrica (medida sin considerar la presión atmosférica)
- El polietileno o polieteno (abreviado PE) es el plástico más común.

Tabla 2.7 Clasificación de redes de gas (Fuente: Referencia [8])

Designación	Presión de Diseño	MAPO	Presión Mínima
Red Principal	50 bar	50 bar	27 bar
Red de Media Presión	19 bar	19 bar	A determinar según las condiciones de operación
Red de Baja Presión - AC	10 bar	10 bar	A determinar según las condiciones de operación
Red de baja presión - PE	5 bar	5 bar (≤ 4 bar)	0.5 a 1 bar

2.3.4 Instalación City Gate

Esta es la estación de regulación y medición en la que GNLC recibe el gas desde el Sistema de Transporte. En esta estación también está instalado el equipo de inyección de odorante, para suministrar gas odorizado al Sistema de Distribución de Lima Metropolitana (se excluye a Chilca).

2.3.5 Estaciones de regulación de presión para el sistema de distribución

Estas estaciones se ubican en el Sistema de Distribución a fin de reducir la presión para suministrar las redes aguas abajo, asegurando niveles de presión que no superen los valores de diseño de las mismas. Las características de estas estaciones varían de acuerdo a los niveles de presión de entrada, presión regulada y caudales a suministrar. Las válvulas de entrada y salida forman parte de la estación.

Las ERM se encuentran no solamente aguas abajo del City Gate, también existen ERM que se conectan directamente del ducto de Transporte (TGP) cuando el cliente se ubica en algún distrito al sur de Lurín.

Estas ERM se ubican en el distrito de Chilca y hacen posible el suministro de gas a las Centrales Térmicas de Kallpa, Enersur y Duke Energy, y en futuro inmediato alimentarán a la CT Santo Domingo de los Olleros y a Fénix Power.

2.3.6 Acometidas

La acometida es la instalación que permite el suministro de gas natural al cliente desde las redes de distribución, que tiene como componentes la tubería de conexión y la estación de regulación y medición del cliente. La acometida es propiedad del cliente pero su operación y mantenimiento se realiza por la Distribuidora.

De acuerdo a la categoría de cliente se tienen:

- Acometidas para clientes residenciales y pequeños comerciales.
- Acometidas para clientes industriales (incluidas las Centrales Térmicas).

La central termoeléctrica opera con gas natural del yacimiento de Camisea, y consiste en una turbina a gas en ciclo simple, con una potencia neta garantizada de 197.6 Megawatts de 3600 rpm y modelo Siemens Modelo SGT6-PAC 5 000F, la cual se muestra en la figura 2.11.



Figura 2.11 Turbina de Gas de la Central Térmica [10]

Asimismo se prevé la instalación del grupo G2 con turbina a vapor para la conversión en ciclo combinado, con lo que se incrementaría la potencia instalada de 197.6 a 295.96 Megawatts [11].

Los principales clientes de esta Central Térmica son Luz del Sur, Edelnor, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electro Sur, Electro Sur Este, Electro Puno, EDECAÑETE, con lo que se confirma que el tipo de contrato es de suministro a largo plazo a empresas de distribución eléctricas. Le inversión total del proyecto de esta central térmica asciende a 128,5 MM US\$. Y consiste del diagrama unifilar mostrado en la figura 2.12.

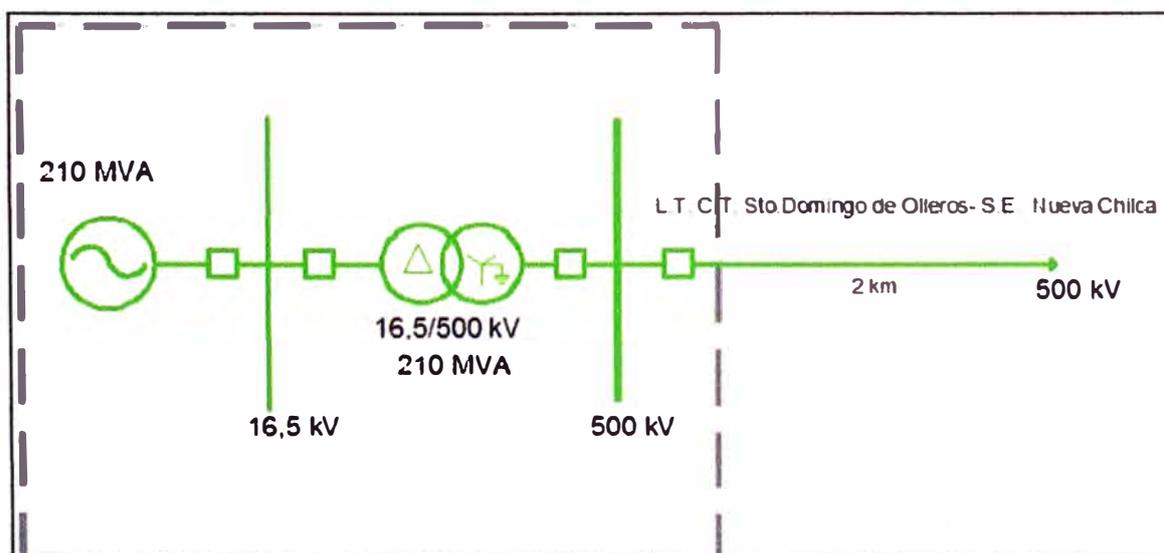


Figura 2.12 Diagrama Unifilar C.T. Santo Domingo de Olleros [10]

CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE LA AUTOMATIZACIÓN

En este capítulo se explica el desarrollo de la solución de la automatización del proyecto.

3.1 Análisis del sistema automático de la Estación de Regulación y Medición (ERM)

Se realiza el análisis del Sistema de Control así como la descripción general de las características técnicas del sistema de control a instalar en la ERM Termochilca (propiedad de Cálidda) ubicado en el distrito de Chilca, en el Departamento de Lima.

Se utilizan como documentos de referencia lo siguiente:

- El plano P&ID General del Proyecto (ERP-10-286-1-R-DP-510211_0).
- La Lista de Señales del Proyecto Termochilca (ERP-10-286-I-LS-51001_1).

La información desarrollada se organiza en tres secciones: Sistema de control de procesos, especificaciones generales de la ERM y la lógica de operación y control de los equipos.

3.1.1 Sistema de control de procesos

El Sistema de Control de Procesos se diseña para simplificar la operación de la planta, teniendo en cuenta los siguientes objetivos:

- Garantizar la seguridad y protección de las personas y equipos, minimizar los riesgos ambientales y proveer una operación continua.
- Proveer sistemas seguros, fiables y fáciles de mantener.
- Proveer un sistema de almacenamiento y recuperación de datos.
- Lograr la ejecución oportuna de las diferentes acciones de los sistemas.

La planta debe poseer tres niveles o capas de protección:

- La primera capa de protección se relaciona con el control de procesos mediante PLC.
- La segunda capa consta en funciones instrumentadas de seguridad implementadas en el mismo PLC, de acuerdo a IEC 61508 e IEC 61511.
- La última capa de protección elaborada con elementos mecánicos de seguridad, tales como protecciones de sobrepresión, válvulas de alivio de presión, etc.

La consigna del sistema de F&G (Fire and Gas) debe asegurar la detección rápida de cualquier forma de escape de gas o incendio, alertando a los operadores para que apliquen los planes de contingencia previstos en caso de ocurrir este tipo de eventos. El

sistema de F&G debe incluir únicamente funciones de monitoreo y alarma; cualquier acción de disparo se realiza en forma manual por el operador.

La ERM se debe monitorear y controlar desde el Centro de Control Principal o Sala de Control mediante de un sistema de control basado en PLC que procesa la lógica de control. El PLC se debe instalar en un gabinete para realizar el control automático, la supervisión y una interfaz hombre máquina al proceso.

El PLC se debe conectar a un Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisor (sistema SCADA).

La arquitectura del sistema de control debe asegurar un grado de confiabilidad óptima frente a posibles eventos que alteren el desarrollo normal de la lógica de control, como por ejemplo la pérdida de suministro eléctrico.

A fin de evitar el descontrol sobre la planta, en el sistema de control se debe implementar una configuración de controladores redundantes. Un controlador debe estar en operación continua, mientras que el otro debe permanecer en reserva "caliente" ("hot standby") y realizar el control de manera inmediata en caso de falla o pérdida de suministro de energía del controlador en operación.

Se debe disponer de un chasis con módulos de entradas y salidas para el control de las variables de campo, y otro chasis para realizar el control específicamente de variables críticas de seguridad y parada segura y que requieran redundancia.

La arquitectura del sistema de control debe ser jerárquica. En el nivel superior se debe ubicar el sistema SCADA y, en el nivel inferior se ubica el HMI local. La red del sistema SCADA también debe de contar con medio físico redundante. Respecto a la interfaz de comunicaciones se establece lo siguiente:

- Para el enlace entre los elementos de control instalados en el gabinete de control tales como procesadores, chasis remotos de entradas y salidas, panel de operador se puede utilizar el protocolo ControlNet, con medio físico redundante mediante cable coaxial.
- El enlace entre los controladores redundantes se puede hacer por medio de fibra óptica.

3.1.2 Especificaciones generales de la ERM

Mediante el sistema de control se puede monitorear y controlar las variables de proceso y la operación segura de la planta, así como la protección del personal, equipos y medio ambiente. Se considera que la ERM está suficientemente instrumentada para realizar la operación automática bajo condiciones normales y estables. Sin embargo, se considera también que en la ERM se requiere de la intervención manual y verificación para algunas operaciones bajo ciertas condiciones de operación.

La operación del ERM se puede hacer desde el Centro de Control de Cálida. Los

siguientes términos se usan para definir los tipos de control. El modo de operación de los diferentes dispositivos se debe mostrar en la interfaz de operador. Cuando el dispositivo no está en condiciones normales de operación, esta indicación debe ser más visible para el operador que cuando está en condiciones normales.

- Modo Local.- El dispositivo se puede operar desde el campo mediante pulsadores. El modo local se debe emplear solamente para operaciones de mantenimiento y no debe ser el modo de operación normal.

- Modo Remoto.- El dispositivo se opera desde el sistema de control por medio de las interfaces de operador o mediante de la lógica de control.

- Modo Manual.- Dispositivos como válvulas de Bloqueo, pulsadores de alarmas y otros se pueden operar mediante acciones manuales del operador.

- Modo Automático.- El dispositivo se opera mediante la lógica del controlador.

3.1.3 Lógica de operación y control de los diferentes equipos

La lógica de operación y control de los elementos de la ERM se explica a continuación:

a) Gabinete de RTU

Se deben monitorear las siguientes variables críticas del gabinete de RTU, las cuales generarán sendas alarmas en el sistema de control:

- Sensor de temperatura.
- Detector de puerta abierta del gabinete.
- Nivel de voltaje de cargador de baterías del gabinete.
- Estado del CPU.
- Avería/Falla de la Línea de cargador.
- Batería de descarga.

b) Válvula de ingreso ESDV-51001

La válvula de bloqueo de emergencia ESDV-51001, ubicada después del hot tap de derivación del gasoducto de TgP tiene la función de bloquear completamente el suministro de gas natural que ingresa a la ERM ante una emergencia.

La presión máxima de diseño de la tubería de ingreso es 153 barg. En base a este valor se programa la alarma de alta y muy alta presión en la línea.

La válvula incluye además una línea by pass con dos válvulas, una esférica y otro tipo tapón, que se emplean para presurizar el tramo del gasoducto aguas debajo de la válvula ESDV durante una puesta en marcha. Para la presurización de la tubería la válvula esférica de bloqueo se abre por completo y la válvula tapón se usa en posición estrangulada.

El actuador de la válvula ESDV es tipo neumático y es suministrado directamente con

gas del ducto. El actuador tiene un botellón de aire con capacidad para tres operaciones completas (cerrar-abrir-cerrar) en caso de que la presión de gas disponible en el ducto sea muy baja para accionar el actuador.

La operación remota de ésta válvula solo podrá ser para el envío de comando de cierre, y no existiendo el comando remoto de apertura.

La válvula tiene un tablero de comando con un selector LOCAL/REMOTO. La operación normal de la válvula se hace en modo REMOTO, mediante el HMI de operador o directamente por la lógica de control. La operación LOCAL solamente se realiza para labores de mantenimiento.

La operación LOCAL de apertura y cierre de la válvula se realiza mediante pulsadores de APERTURA y CIERRE (HSO-51001B y HSA-51001A respectivamente) que posee el panel de comando del actuador.

El actuador de la válvula debe ser neumático de doble efecto; quiere decir que la válvula, en caso de falla, permanece en su última posición ("Fail Last").

En la válvula ESDV-51001 se incluye la siguiente instrumentación:

- Dos interruptores de final de carrera (ZAO/ZAC-51001) para indicación remota de posición cerrada/abierta. Estos interruptores están conectados hasta el sistema de control y se visualizan en el sistema SCADA del City Gate.
- Un interruptor de muy alta presión diferencial (PDAH-51001) que inhibe la apertura cuando la diferencia de presión en la válvula supera a 5 bar. Además, este interruptor está conectado al sistema de control y genera una alarma por muy alta presión diferencial en el sistema SCADA.
- Un interruptor por rotura de tubería (XA-51001), mediante el cual se cierra la válvula y genera una alarma cuando detecta una caída de presión mayor a 4.5 bar/min.
- Un interruptor de baja presión (PAL-51001) conectado al sistema de control y genera una alarma por baja presión en el gasoducto en el sistema SCADA.
- Un interruptor de muy baja presión (PALL-51001) conectado al sistema de control y genera una alarma por baja presión de suministro de gas al actuador de la válvula en el sistema SCADA.
- Dos válvulas solenoides: una para apertura y la otra para cierre de la válvula. Ante una falla de la válvula esta permanecerá en su última posición. Las válvulas solenoides serán conectados hasta el sistema de control y se activarán o desactivarán desde el RTU tanto de forma local como de forma remota.

La instrumentación indicada contiene señales de alarma/indicación en el sistema SCADA.

En la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-51001 existe la siguiente instrumentación:

- Un transmisor de presión PIT-51001, que monitorea la presión de gas aguas abajo de la válvula ESDV. Está conectado al sistema de control y se muestra el valor instantáneo de presión en el sistema SCADA.
- Un indicador de presión PI-51001, que monitorea la presión de gas aguas abajo de la válvula ESDV.
- Un transmisor de temperatura TIT-51001, que monitorea la temperatura del gas aguas abajo de la válvula ESDV. Está conectado al sistema de control y se muestra el valor instantáneo de la temperatura en el sistema SCADA.
- Un indicador de temperatura TI-51001, que monitorea la temperatura del gas aguas abajo de la válvula ESDV.

La instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo de emergencia ESDV-51001 se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo de emergencia

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
ESDV-51001	Válvula de bloqueo de emergencia.	Línea de ingreso de gas al ERM.	Bloqueo de emergencia de línea de ingreso de gas a ERM.
ZAO/ZAC-51001	Interruptores de final de carrera.	Actuador de válvula ESDV-51001.	Confirmación de cierre/apertura de la válvula.
PDSHH-51001	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula ESDV-51001.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
XA-51001	Interruptor de rotura de la tubería	Actuador de válvula ESDV-51001.	Alarma por rotura de la tubería, detectada por pérdida de presión constante
PSL-51001	Interruptor de baja presión.	Actuador de válvula ESDV-51001.	Alarma por baja presión en el gasoducto.
PSLL-51001	Interruptor de muy baja presión.	Actuador de válvula ESDV-51001.	Alarma por muy baja presión de aire de alimentación.
HSA-51001A	Comando remoto de apertura de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de apertura de válvula.
HSA-51001A	Comando remoto de cierre de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de cierre de válvula.
PIT-51001	Transmisor de presión.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-51001.	Monitoreo remoto de la presión del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-51001.
PI-51001	Indicador de presión.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-51001.	Indicación local de la presión del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-51001.

TIT-51001	Transmisor de temperatura.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-51001.	Monitoreo remoto de la temperatura del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-51001.
TI-51001	Indicador de temperatura.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-51001.	Indicación local de la temperatura del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-51001.

c) Filtros de entrada ciclónicos

El filtro ciclónico FC-51101B se instala aguas debajo de la válvula ESDV-51001 y forman parte de la etapa de Separación-Filtración. Esta etapa está compuesta por tres trenes de separación en paralelo (inicialmente solamente se instala uno de los filtros, los otros dos se instalarán en el futuro) y cada tren se compone por un filtro ciclónico y por una válvula esférica de bloqueo en la línea de ingreso al filtro (XV-51101B para el filtro FC-51101B) y dos válvulas de bloqueo manual en la línea de salida (HV-51122B y HV-51123B).

En paralelo a los filtros ciclónicos hay un tren de *bypass* conformado por una válvula esférica de bloqueo de línea XV-51101A.

Las válvulas XV-51101A y XV-51101B de la línea de ingreso debe ser automáticas, con actuador neumático de doble efecto para comando remoto desde el sistema de control. En caso de falla, estas válvulas deben permanecer en su última posición ("Fail Last"). Estas válvulas disponen de la siguiente instrumentación:

- Dos interruptores de final de carrera para indicación remota de posición cerrada/abierta. Estos interruptores están conectados al sistema de control y son visualizados en el sistema SCADA del City Gate.
- Un interruptor de muy alta presión diferencial (PDAHH-51101A y PDAHH-51101B para las válvulas XV-51101A y XV-51101B, respectivamente) que inhibe la apertura cuando la diferencia de presión en la válvula supera los 3 bar. Además, este interruptor está conectado al sistema de control y genera una alarma por muy alta presión diferencial en el sistema SCADA.
- Dos válvulas solenoides: una para apertura y la otra para cierre de la válvula. Ante una falla de la válvula esta permanecerá en su última posición. Las válvulas solenoides serán conectados hasta el sistema de control y se activarán o desactivarán desde el RTU tanto de forma local como de forma remota.
- Las líneas de purga de los filtros ciclónicos incorporan dos válvulas manuales en serie, una esférica y la otra tipo tapón, por medio de las cuales se purgan los filtros. El purgado es automático y manual y la frecuencia depende de lo que indique el manual de operación de los filtros.

La instrumentación relacionada a los filtros ciclónicos se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Instrumentación de los filtros ciclónicos

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
XV-51101B	Válvula automática de bloqueo.	Línea de ingreso de gas a filtro ciclónico FC-51101B.	Bloqueo de línea de ingreso a filtro ciclónico FC-51101B.
ZSC/ZS0-51101B	Interruptores de final de carrera.	Actuador de válvula XV-51101B.	Confirmación de cierre/apertura de la válvula.
PDSHH-51101B	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula XV-51101B.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
LS-51101B	Interruptor de alto nivel.	Filtro ciclónico FC-51101B.	Alarma de alto nivel de líquido en filtro ciclónico FC-51101B.
PI-51101B	Indicador de presión.	Filtro ciclónico FC-51101B.	Indicación local de presión en filtro ciclónico FC-51101B.
PIT-51101	Indicador de presión.	Línea de ingreso a trenes de separación ciclónicos.	Indicación local de presión en línea de ingreso a trenes de separación ciclónicos.

d) Filtros separadores coalescentes

Los filtros separadores coalescentes horizontales tienen la propiedad de coalescencia y retienen partículas sólidas de 3 micrones.

Los filtros separadores FS-51201A y FS-51201B se deben instalar aguas abajo de los filtros ciclónicos y formar parte de la etapa de Separación-Filtración. Se proyecta la instalación de un tercer y cuarto filtro separador FS-51201C y FS-51201D en el futuro. Esta etapa está compuesta por cuatro trenes de separación en paralelo y cada tren se compone por un filtro coalescente y dos válvulas esféricas de bloqueo en serie en la línea de ingreso al filtro (HV-51208A y XV-51201A para el filtro FS-51001A, HV-51208B y XV-51201B para el filtro FS-51101B) y dos válvulas de bloqueo en serie en la línea de salida (HV-51231A y HV-51232A para el filtro FS-51101A, HV-51231A y HV-51232A para el filtro FS-51101B).

Las válvulas de la línea de ingreso, XV-51201A, XV-51201B deben ser automáticas, con actuador neumático de doble efecto para comando remoto desde el sistema de control. En caso de falla, estas válvulas deben permanecer en su última posición ("Fail Last"). Estas válvulas deben poseer la siguiente instrumentación:

- Dos interruptores de final de carrera para la indicación remota de posición cerrada/abierta. Estos interruptores están conectados al sistema de control y se visualizan en el sistema SCADA del City Gate.
- Un interruptor de muy alta presión diferencial (PDSHH-51201A y PDSHH-51201B para las válvulas XV-51201A y XV-51201B respectivamente) que inhibe la apertura cuando la diferencia de presión en la válvula supera los 3 bar. Además, este interruptor está

conectado al sistema de control y genera una alarma por muy alta presión diferencial en el sistema SCADA.

- Dos válvulas solenoides: una para apertura y la otra para cierre de la válvula. Ante una falla de la válvula esta permanecerá en su última posición. Las válvulas solenoides serán conectados hasta el sistema de control y se activarán o desactivarán desde el RTU tanto de forma local como de forma remota.

La lógica de control de los filtros es la siguiente:

- Uno o dos de los filtros debe estar en funcionamiento, con su respectiva válvula automática de bloqueo abierta.

- El otro filtro debe permanecer en reserva, con su respectiva válvula automática de bloqueo cerrada.

- Cada uno de los filtros debe incluir un transmisor de presión diferencial (DPIT-21001 para el filtro FS-21001A y DPIT-21002 para el filtro FS-21001B) para monitorear el grado de saturación del elemento filtrante.

- El modo de operación es manual, y el cambio de funcionamiento lo debe realizar el operador mediante el HMI o localmente desde los paneles de los actuadores de las válvulas.

- Tanto las señales del transmisor de presión diferencial, como de las válvulas automáticas deben estar conectados hasta el gabinete del sistema de control que ejecuta la lógica de control de los filtros.

- Cada uno de los filtros incluye además dos controles neumáticos locales de nivel ON-OFF (LC-51201A y LC-51202A para el filtro FS-512001A Y LC-51201B y LC-51202B para el filtro FS-512001B) en las botas de drenaje y dos válvulas neumáticas ON-OFF para control de nivel en la salida de drenaje del filtro (LCV-51201A y LCV-51202A para el filtro FS-51201A, LCV-51201B y LCV-51202B para el filtro FS-51201B), las cuales deben descargar el líquido en caso de que éste supere el nivel seteado.

La instrumentación de los filtros coalescentes es la mostrada en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Instrumentación de los filtros coalescentes

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
XV-51201A	Válvula ON-OFF.	Línea de ingreso de gas a filtro coalescente FS-51201A.	Bloqueo de línea de ingreso de gas a filtro coalescente FS-51201A.
PDSHH-51201A	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula XV-51201A.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
ZSC/ZS0-51201A	Interruptores de final de carrera.	Actuador de válvula XV-51201A.	Confirmación de cierre/apertura de la válvula.

HS-51201AC/O	Válvulas solenoides.	Actuador de válvula XV-51201A.	Apertura/cierre de actuador de la válvula.
HS-51201AB	Comando remoto de apertura de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de apertura de válvula.
HS-51201AA	Comando remoto de cierre de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de cierre de válvula.
DPIT-51201A	Transmisor de presión diferencial.	Filtro coalescente FS-51201A.	Monitoreo remoto de la presión diferencial en filtro coalescente FS-51201A.
PI-51202A	Indicador de presión.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de presión en filtro coalescente FS-51201A.
LG-51201A	Visor de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de nivel de líquidos en filtro coalescente FS-51201A.
LG-51202A	Visor de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de nivel de líquidos en filtro coalescente FS-51201A.
LC-51201A	Controlador de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
LC-51202A	Controlador de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
LCV-51201A	Válvula de control de nivel.	Línea drenaje de filtro coalescente FS-21001A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
LCV-51202A	Válvula de control de nivel.	Línea drenaje de filtro coalescente FS-21001A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
XV-51201A	Válvula ON-OFF.	Línea de ingreso de gas a filtro coalescente FS-51201A.	Bloqueo de línea de ingreso de gas a filtro coalescente FS-51201A.
PDSHH-51201A	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula XV-51201A.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
ZSC/ZS0-51201A	Interruptores de final de carrera.	Actuador de válvula XV-51201A.	Confirmación de cierre/apertura de la válvula.
HS-51201AC/O	Válvulas solenoides.	Actuador de válvula XV-51201A.	Apertura/cierre de actuador de la válvula.
HS-51201AB	Comando remoto de apertura de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de apertura de válvula.
HS-51201AA	Comando remoto de cierre de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de cierre de válvula.
DPIT-51201A	Transmisor de presión diferencial.	Filtro coalescente FS-51201A.	Monitoreo remoto de la presión diferencial en filtro coalescente FS-51201A.
PI-51202A	Indicador de presión.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de presión en filtro coalescente FS-51201A.
LG-51201A	Visor de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de nivel de líquidos en filtro coalescente FS-51201A.
LG-51202A	Visor de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Indicación local de nivel de líquidos en filtro coalescente FS-51201A.
LC-51201A	Controlador de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.

LC-51202A	Controlador de nivel.	Filtro coalescente FS-51201A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
LCV-51201 ^a	Válvula de control de nivel.	Línea drenaje de filtro coalescente FS-21001A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
LCV-51202 ^a	Válvula de control de nivel.	Línea drenaje de filtro coalescente FS-21001A.	Control de nivel de líquido en filtro coalescente FS-51201A.
PI-15201	Indicador de presión.	Línea de ingreso de gas a trenes de filtros coalescentes.	Indicación local de presión en línea de ingreso a trenes de filtros coalescentes.
PIT-15201	Transmisor de presión.	Línea de ingreso a trenes de filtros coalescentes.	Monitoreo remoto de presión de gas en la tubería aguas arriba de los trenes de filtros coalescentes.
PI-15202	Indicador de presión.	Línea de salida de trenes de filtros coalescentes.	Indicación local de presión de gas en la tubería aguas abajo de los trenes de filtros coalescentes.
PIT-15202	Transmisor de temperatura.	Línea de salida de trenes de filtros coalescentes.	Monitoreo remoto de presión de gas en la tubería aguas abajo de los trenes de filtros coalescentes.

e) *Skid* de medición de flujo

Se debe instalar un *skid* de medición de flujo de dos ramales de medición ultrasónicos, un tercero y cuarto a futuro, para transferencia de custodia, de acuerdo a AGA 9, uno operando y el otro de *standby*. El *skid* medirá el flujo de gas que es entregado por el ERM.

Los instrumentos de cada ramal de medición deberán estar conectados a un computador de flujo, el cual realizará los cálculos de flujo volumétrico corregido y de poder calorífico del gas, en conjunción con el cromatógrafo en línea, de acuerdo a los estándares de AGA. El computador de flujo se deberá conectar mediante un enlace serial con el sistema de control y a través del HMI, así el operador tendrá acceso a los datos de flujo volumétrico, flujo corregido, presión, temperatura, poder calorífico calculado, velocidad de gas, etc. El operador, además, podrá ingresar manualmente los datos de composición del gas para el cálculo del poder calorífico, en caso de que no se tengan esos datos disponibles del cromatógrafo en línea.

El *skid* de medición debe poseer un *bypass* en "Z", con dos válvulas de bloqueo manuales que se usará para contrastación de los medidores ultrasónicos.

Cada uno de los ramales de medición tendrá la siguiente configuración:

- Una válvula esférica de bloqueo manual (con su respectivo *bypass* para presurización) con interruptores de fin de carrera para confirmación al sistema SCADA del estado abierto o cerrado de la válvula.
- Un spool de ingreso.
- Un acondicionador de flujo.

- Un spool aguas arriba del medidor.
- Un medidor ultrasónico.
- Transmisores de presión y temperatura para compensación de flujo.
- Un computador de flujo (instalado en el RTU).
- Una válvula esférica de bloqueo manual (con su respectivo *bypass* para presurización) con interruptores de fin de carrera para confirmación al sistema SCADA del estado abierto o cerrado de la válvula.

El computador informa el caudal corregido en base a la información recogida de presión y temperatura, y envía además una señal al Sistema Odorizador, ubicado aguas abajo, el cual, con ese dato, dosificará la cantidad odorante.

Es necesario que se contemple la conexión de Computador de Flujo directamente hacia el sistema SCADA Oasys mediante comunicación Modbus TCP. No se tiene ninguna comunicación directa al PLC. Es a través de esta conexión que el operador podrá ingresarle una tabla fija al computador de flujo en caso el cromatógrafo este fuera de línea.

La instrumentación del *skid* de medición debe ser la siguiente:

Tabla 3.4 Instrumentación del *skid* de medición de flujo

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
FT-51301A	Transmisor de flujo.	<i>Skid</i> de medición de gas. Primer ramal de medición.	Medición de flujo de gas.
PIT-51301A	Transmisor de presión.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Compensación por presión de flujo volumétrico.
PI-51301	Indicador de presión.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Indicación local de presión de primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.
TIT-51301A	Transmisor de temperatura.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Compensación por temperatura de flujo volumétrico.
TI-51301	Indicador de temperatura.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Indicación local de temperatura de primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.
FYI-51301	Computador de flujo.	RTU-51001	Cómputos de flujo.
FT-51301A	Transmisor de flujo.	<i>Skid</i> de medición de gas. Primer ramal de medición.	Medición de flujo de gas.
PIT-51301A	Transmisor de presión.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Compensación por presión de flujo volumétrico.

PI-51301	Indicador de presión.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Indicación local de presión de primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.
TIT-51301A	Transmisor de temperatura.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Compensación por temperatura de flujo volumétrico.
TI-51301	Indicador de temperatura.	Primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.	Indicación local de temperatura de primer ramal de medición de <i>skid</i> de medición de gas.
AIT-51301	Cromatógrafo de gas.	<i>Skid</i> de medición de gas.	Análisis de composición de gas.

f) *Skid* regulación de presión

El *skid* de regulación de presión está formado por un ramal de *Bypass*, así como dos ramales de regulación idénticos, en paralelo, uno de ellos debe estar operativo y el otro debe permanecer como reserva mientras el ramal en *Bypass* se encuentre cerrado (se proyecta la instalación de dos ramales de regulación más en el futuro).

El ramal de *Bypass* del sistema de regulación está compuesto por dos válvulas esféricas de bloqueo en serie HV-51401B y XV-51401.

La válvula de la línea XV-51401 es automática, con actuador neumático de doble efecto para comando remoto desde el sistema de control. La operación remota de ésta válvula se emplea solo para el envío de comando de cierre, no existe el comando remoto de apertura. En caso de falla, estas válvulas permanecerán en su última posición ("Fail Last"). Estas válvulas deben contener la siguiente instrumentación:

- Dos interruptores de final de carrera para indicación remota de posición cerrada/abierta. Estos interruptores están conectados al sistema de control y son visualizados en el sistema SCADA.
- Un interruptor de muy alta presión diferencial (PDSHH-51401 para las válvulas XV-51401) que inhibe la apertura cuando la diferencia de presión en la válvula supera los 3 bar. Además esta cableado al sistema de control y genera una alarma por muy alta presión diferencial en el sistema SCADA.
- Dos válvulas solenoides: una para apertura y la otra para cierre de la válvula. Ante una falla de la válvula esta permanecerá en su última posición. Las válvulas solenoides serán conectados hasta el sistema de control y se activarán o desactivarán desde el RTU tanto de forma local como de forma remota.

Tabla 3.5 Instrumentación del ramal de *bypass* del sistema de regulación

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
XV-51401	Válvula de bloqueo de emergencia.	Línea de ingreso de gas a City Gate.	Bloqueo de emergencia de línea de ingreso de gas a City Gate.
ZAO/ZAC-	Interruptores de final	Actuador de válvula	Confirmación de cierre/apertura de la

51401	de carrera.	ESDV-51401.	válvula.
PDSHH-51401	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula ESDV-54001.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
PSLL-51401	Interruptor de muy baja presión.	Actuador de válvula ESDV-51401.	Alarma por muy baja presión de aire de alimentación.
HSO-51401B	Comando remoto de apertura de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de apertura de válvula.
HSA-51401A	Comando remoto de cierre de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de cierre de válvula.

Los ramales de regulación deben presentar la siguiente configuración (además por ser una etapa crítica y las señales de instrumentación relacionadas con este *Skid* deben ser conectadas a los módulos E/S críticos del sistema de control):

- Una válvula esférica de bloqueo manual (HV-51413A y HV-51413B para el ramal 1 y el ramal 2 respectivamente) con su respectivo *bypass* para presurización.
- Un indicador de presión PI-51401A y PI-51401B para monitorear de forma local la presión de ingreso al ramal de regulación.
- Una válvula slam shut down (SSDV-51401A y SSDV-51401B para los ramales 1 y 2 respectivamente), con actuador neumático para el cierre de seguridad del ramal. Esta válvula censa directamente la presión de la línea aguas abajo de las reguladoras. En caso de que la presión en la línea supere el valor establecido para alta presión o disminuya del valor establecido para baja presión, la válvula se cerrará inmediatamente, previniendo daños en la tubería por sobrepresión. Está válvula debe contar con interruptores de fin de carrera para indicar su estado abierto/cerrado al sistema SCADA.
- Una válvula reguladora de presión monitora, con actuador neumático (PCV-51401A y PCV-51401B para los ramales 1 y 2 respectivamente). Esta válvula funciona tomando el control de la presión, en caso de falla de la válvula reguladora principal, para lo cual forma parte de un lazo de control PID.
- Una válvula de control de presión principal, con actuador neumático (PCV-51402A y PCV-51402B para los ramales 1 y 2 respectivamente). Esta válvula forma parte de un lazo de control PID. El algoritmo PID para el control de presión se ejecuta en el sistema de control del ERM, que recibe la señal de presión de dos transmisores de presión (PIT-51401A y PIT-51402A para el ramal 1, PIT-51401B y PIT-51402B para el ramal 2), instalados aguas abajo de las válvulas reguladoras. El *setpoint* de presión se ingresa a través del HMI del sistema de control y se usa como valor de presión asignado de las reguladoras principales de cada uno de los ramales, mientras que las válvulas monitoras tendrán un valor asignado mayor.

- Un indicador local de presión (PI-51403A para el ramal 1, PI-51403B para el ramal 2), ubicado aguas abajo de cada válvula reguladora principal para indicación local de la presión regulada.
- Dos transmisores de presión en cada ramal (PIT-51401A y PIT-51402A para el ramal 1, PIT-51401B y PIT-51402B para el ramal 2), ubicados aguas debajo de las válvulas reguladoras principales para monitoreo de la presión a controlar por los lazos de control de las válvulas reguladoras. Los dos transmisores son redundantes y el sistema de control ejecuta un algoritmo para verificar el valor de presión medido por los mismos, luego se elige uno de estos transmisores como valor de presión real de línea, que sirve de retroalimentación al lazo de control. Asimismo, el sistema determina si algún transmisor indica un valor errado de su medición respectiva y envía una alarma al sistema indicando la existencia de un problema en el mismo.
- Un indicador local de temperatura (TI-51401A y TI-51401B para los ramales 1 y 2 respectivamente), ubicado aguas abajo de las válvulas reguladoras principales para indicación local de la temperatura de salida del ramal de regulación.
- Una válvula esférica de bloqueo manual (HV-51443A y HV-51443B para los ramales 1 y 2 respectivamente), con su respectivo *bypass* para presurización.
- Un transmisor de temperatura (TIT-51401) aguas abajo a los dos ramales de regulación para monitoreo local y remoto de la temperatura postregulación.
- Dos válvulas de seguridad por sobrepresión (PSV51401A y PSV51401B) los cuales se activarán al alcanzar la presión establecida y servirán de respaldo ante alguna sobrepresión.

Para la regulación de presión se establecen 3 modos de funcionamiento en los ramales:

- Modo Primario (ramal regulando la presión).
- Modo *StandBy* (ramal que no está regulando la presión pero está disponible para operar y mantener la presión regulada y con válvulas manuales de ingreso y salida abiertas).
- Modo Mantenimiento (ramal no disponible para regular la presión y con válvulas manuales de ingreso y salida cerradas).

El operador puede elegir el tipo de operación de los ramales, no debe haber dos ramales como *StandBy* a la vez. Siempre debe haber un ramal como primario y otro como *StandBy* o Mantenimiento. Cuando un ramal esté en modo *StandBy* o Mantenimiento, el operador puede enviar desde el sistema SCADA o PV una apertura porcentual a las válvulas reguladora y monitora del ramal en mención.

En la pantalla del sistema SCADA, el operador puede controlar la presión de salida de esta etapa de regulación a través de un *setpoint* dinámico de presión enviado a las

válvulas reguladoras.

Cuando el modo de regulación de presión de un ramal este en *StandBy* o Mantenimiento el operador debe enviar el porcentaje de apertura desde el sistema SCADA y/o PV a la válvula reguladora y monitora de los ramales de regulación.

Cuando la válvula reguladora y la válvula monitora del ramal primario fallen se debe ingresar de manera automática a operación el ramal en *StandBy*.

Cuando hay un cambio de modo de funcionamiento, se debe tener el restrictivo de que las válvulas reguladora y monitora del ramal en *StandBy* deben encontrarse cerrado completamente, asimismo cuando se realiza este cambio la transferencia de carga de un ramal a otro será progresivo y sin generar oscilaciones, no demorando esta transferencia de carga más de 4 minutos.

g) Cromatógrafo

El cromatógrafo de gas en línea, está diseñado para analizar continuamente una muestra de gas y transmitir los resultados, mediante un enlace serial a los computadores de flujo. Su función es medir la composición del gas en peso o concentración molar % de los componentes gaseosos que se encuentren en la corriente de gas natural, además de la densidad relativa y la capacidad calorífica.

El sistema de cromatografía de gas se opera de forma automática por la unidad de control, que incorpora un microprocesador para realizar todas las funciones asociadas con el analizador.

h) Skid de gas de instrumentos

El *skid* de gas de instrumentos regula la presión de gas para suministrar gas de instrumento para los actuadores neumáticos de válvulas, controladores neumáticos y para el sistema de inyección de odorante.

El *skid* de gas de instrumentos se conforma por dos ramales de regulación, uno de ellos funciona como ramal activo y el otro como ramal en reserva, de acuerdo a la consigna de las válvulas en cada ramal.

Cada ramal de regulación cuenta con un calentador eléctrico a la entrada del ramal para compensar la caída de temperatura por el efecto Joule Thompson. Con esto a la salida del *skid* de gas de instrumentos la temperatura del gas es el adecuado para suministrar gas a los instrumentos de la estación.

En cada ramal se instalan dos válvulas autoregulatoras en serie, en donde la primera regula de 153 a 90 barg y la segunda de 90 a 7barg.

Aguas arriba de estos dos ramales, se debe contar con una reducción concéntrica de 1" x 1.1/2". Además aguas abajo de los dos ramales deben tener una válvula de alivio ajustada en 7.2 barg que garantice que no se presurice el sistema; y un tanque de

respaldo.

La instrumentación del sistema de aire de instrumentos debe ser la siguiente.

Tabla 3.6 Instrumentación del sistema de aire de instrumentos

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
HV-51701/2	Válvula esférica de Bloqueo	Aguas arriba de los ramales de regulación	Bloqueo del sistema de gas de instrumentos.
HV-51712/3	Válvula esférica de Bloqueo	Aguas arriba y abajo del ramal B de regulación	Bloqueo del segundo ramal del sistema de gas de instrumentos.
PCV-51701 ^a	Válvula reguladora de presión	Primera válvula reguladora en el ramal A del <i>Skid</i> de Gas de Instrumentos	Primera etapa de regulación de 153 a 90 barg.
PCV-51702 ^a	Válvula reguladora de presión	Segunda válvula reguladora en el ramal A del <i>Skid</i> de Gas de Instrumentos	Primera etapa de regulación de 90 a 7 barg.
PCV-51701B	Válvula reguladora de presión	Primera válvula reguladora en el ramal B del <i>Skid</i> de Gas de Instrumentos	Primera etapa de regulación de 153 a 90 barg.
PCV-51702B	Válvula reguladora de presión	Segunda válvula reguladora en el ramal B del <i>Skid</i> de Gas de Instrumentos	Primera etapa de regulación de 90 a 7 barg.
PSV-51701	Válvula de alivio	Aguas abajo del <i>skid</i> de regulación del sistema de gas de instrumentos	Seteada a 7.2 barg se activa para evitar una sobrepresión aguas abajo de la regulación.
HV-51714/6	Válvula esférica de Bloqueo	Aguas arriba y debajo de tanque pulmón GI-51701	Bloqueo desde el tanque de respaldo del sistema de gas de instrumentos.
GI-51701	Tanque de respaldo.	Tanque de respaldo de gas	Mantiene una reserva de gas natural a la presión regulada.
PSV-51702	Válvula de alivio	Tanque de respaldo de gas	Seteada a 7.2 barg se activa para evitar una sobrepresión en el tanque de respaldo.

i) Válvula de servicio ESDV-16100

La válvula de bloqueo de emergencia ESDV-16100, ubicada después del gasoducto de 10' a la entrada de la Central Térmica Termochilca tiene la función de bloquear completamente, ante una emergencia, el suministro de gas natural que ingresa a la ERM.

La presión de diseño máxima de la tubería de ingreso es de 153 barg. En base a este valor se programa la alarma de alta y muy alta presión en la línea.

La válvula tiene, además, una línea by pass con tres válvulas manuales que se emplean para presurizar el tramo del gasoducto aguas debajo de la válvula ESDV durante una puesta en marcha.

El actuador de la válvula ESDV es del tipo neumático y es suministrado directamente

con gas del ducto. En el actuador se incluye un botellón de aire con capacidad para tres operaciones completas (cerrar-abrir-cerrar) en caso de que la presión de gas disponible en el ducto sea muy baja para accionar el actuador.

La operación remota de ésta válvula solo se usa para enviar comando de cierre, y no existiendo el comando remoto de apertura.

El tablero de comando de la válvula cuenta con un selector LOCAL/REMOTO. La operación normal de la válvula se realiza en modo REMOTO, mediante el HMI de operador o directamente mediante la lógica de control. La operación LOCAL solamente se usa para labores de mantenimiento.

La operación LOCAL de apertura y cierre de la válvula se realiza mediante pulsadores de APERTURA y CIERRE (HSO-16100A y HSC-16100B respectivamente) que posee el panel de comando del actuador. Además, en el Centro de Control de Termochilca, se debe incorporar un pulsador local de Emergencia el cual puede activarse en cualquier momento y con el que la válvula ESDV-16100 se debe cerrar inmediatamente. Además se debe generar una señal de alarma en el PLC que indique que se ha activado este pulsador.

El actuador de la válvula debe ser neumático de doble efecto, quiere decir que la válvula, en caso de falla, permanecerá en su última posición ("Fail Last").

La válvula ESDV-16100 posee la siguiente instrumentación:

- Dos interruptores de final de carrera (ZAO/ZAC-16100) para indicación remota de posición cerrada/abierta. Estos interruptores se conectan hasta el sistema de control y son visualizados en el sistema SCADA.
- Un interruptor de muy alta presión diferencial (PDSHH-16100) que inhibe la apertura cuando la diferencia de presión en la válvula supera a 5 bar. Además, está conectado al sistema de control y activa una alarma cuando ocurre muy alta presión diferencial en el sistema SCADA.
- Un interruptor por rotura de tubería (XS-16100), activa el cierre de la válvula y genera una alarma cuando detecta una caída de presión mayor a 4.5 bar/min.
- Un interruptor de baja presión (PSL-16100) conectado al sistema de control y genera una alarma cuando ocurre una baja presión en el gasoducto en el sistema SCADA.
- Un interruptor de muy baja presión (PSLL-16100) conectado al sistema de control y activa una alarma cuando ocurre una baja presión de suministro de gas al actuador de la válvula en el sistema SCADA.
- Dos válvulas solenoides: una para apertura y la otra para cierre de la válvula. Ante una falla de la válvula esta permanecerá en su última posición. Las válvulas solenoides serán conectados hasta el sistema de control y se activarán o desactivarán desde el RTU tanto

de forma local como de forma remota.

La instrumentación indicada incluye señal de alarma/indicación en el sistema SCADA.

En la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-16100 existe la siguiente instrumentación:

- Un transmisor de presión PIT-16100. Monitorea la presión de gas aguas abajo de la válvula ESDV. Está conectado al sistema de control y se muestra el valor instantáneo de la presión en el sistema SCADA.
- Un indicador de presión PI-16100. Monitorea la presión de gas aguas abajo de la válvula ESDV.
- Un transmisor de temperatura TIT-16100. Monitorea la temperatura del gas aguas abajo de la válvula ESDV. Está conectado al sistema de control y se muestra el valor instantáneo de la temperatura en el sistema SCADA.
- Un indicador de temperatura TI-16100. Monitorea la temperatura del gas aguas abajo de la válvula ESDV.

La instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo de emergencia ESDV-16100 es la mostrada en la tabla 3.7:

Tabla 3.7 Instrumentación relacionada con la válvula de bloqueo

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
ESDV-16100	Válvula de bloqueo de emergencia.	Línea de ingreso de gas a la acometida del cliente.	Bloqueo de emergencia de línea de ingreso de gas a la acometida del cliente
ZAO/ZAC-16100	Interruptores de final de carrera.	Actuador de válvula ESDV-16100.	Confirmación de cierre/apertura de la válvula.
PDSHH-16100	Interruptor de muy alta presión diferencial.	Actuador de válvula ESDV-16100.	Alarma por muy alta presión diferencial en la válvula. Inhibición de apertura de la válvula.
XA-16100	Interruptor de rotura de la tubería	Actuador de válvula ESDV-16100.	Alarma por rotura de la tubería, detectada por pérdida de presión constante
PSL-16100	Interruptor de baja presión.	Actuador de válvula ESDV-16100.	Alarma por baja presión en el gasoducto.
PSLL-16100	Interruptor de muy baja presión.	Actuador de válvula ESDV-16100.	Alarma por muy baja presión de aire de alimentación.
HSA-16100A	Comando remoto de apertura de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de apertura de válvula.
HSA-16100A	Comando remoto de cierre de válvula.	Sistema de Control.	Comando remoto de cierre de válvula.
PIT-16100	Transmisor de presión.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-16100.	Monitoreo remoto de la presión del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-16100.
PI-16100	Indicador de presión.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-16100.	Indicación local de la presión del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-16100.

TIT-16100	Transmisor de temperatura.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-16100.	Monitoreo remoto de la temperatura del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-16100.
TI-16100	Indicador de temperatura.	Tubería aguas abajo de la válvula ESDV-16100.	Indicación local de la temperatura del gas en la tubería aguas arriba de la válvula ESDV-16100.

j) Fire & Gas

Tanto en la ERM Termochilca como la válvula de ingreso a la Central Térmica ESDV-16100 debe contar con instrumentación de detección de fugas de gas, detección de humo y detección de fuego.

Según los documentos de referencia, la instrumentación relacionada al sistema FIRE & GAS se muestra en la Tabla 3.8:

Tabla 3.8 Instrumentación del sistema FIRE & GAS

TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	FUNCIÓN
AI-51801	Detector de Gas - Válvula ESDV	Válvula ESDV-51001	Detectar nivel de mezcla explosiva.
AI-51802	Detector de Gas - Filtración	Filtros Ciclónicos	Detectar nivel de mezcla explosiva.
AI-51804	Detector de Gas - Separadores	Filtros Separadores	Detectar nivel de mezcla explosiva.
AI-51806	Detector de Gas - Medición	Spool de Medición	Detectar nivel de mezcla explosiva.
AI-51808	Detector de Gas - Regulación	Skid de Regulación	Detectar nivel de mezcla explosiva.
AI-51810	Detector de Gas - Cromatografía	Cromatógrafo	Detectar nivel de mezcla explosiva.
MI-51814	Detector de Humo - Cromatografía	Cromatógrafo	Detectar presencia de humo.
MI-51816	Detector de Humo - RTU	RTU	Detectar presencia de humo.
AI-16001	Detector de Gas - Válvula ESDV	Válvula ESDV-16001	Detectar nivel de mezcla explosiva.
BI-16002	Detector de Fuego - Válvula ESDV	Válvula ESDV-16001	Detectar presencia de fuego.
MI-16003	Detector de Humo - RTU	Válvula ESDV-16001	Detectar presencia de humo.

3.2 Arquitectura del Sistema de Control

La arquitectura del sistema de control diseñada para el control y supervisión local y remoto de la ERM es de tipo distribuida con un control en base a prioridades en la cual la prioridad más alta es el sistema SCADA cuyo centro de operación se ubica en la sala de control de Cálidda, la prioridad intermedia es la interfaz local de los RTU (operación local)

para el RTU que controla la válvula de servicio ubicado en el límite entre Cálidda – Termochilca.

Cada RTU se conforma por un procesador y con fuente de alimentación eléctrica independientes, considerando redundancia sólo en el RTU Principal por considerarse de una operación crítica. Además, cada RTU cuenta con módulos para la lectura/envío de información, tanto analógica como discreta así como de entrada o salida para la instrumentación de campo.

La arquitectura del sistema de control permite la comunicación entre los 3 RTUs (City Gate, Medición y Válvula de Servicio) mediante protocolo Ethernet IP. De manera análoga, la comunicación hacia el SCADA funciona con comunicación Ethernet IP.

Todos los RTU contienen un sensor tipo PT-100 cuya señal resistiva se conecta a un transmisor con corriente de 4-20mA. La señal de salida de este transmisor se conecta a su vez a una de las entradas analógicas de su respectivo controlador para la lectura de temperatura interna del gabinete.

Cada RTU cuenta con un rectificador de 220VAC / 24Vdc para la alimentación de las fuentes de cada controlador (Compactlogix o Controllogix), alimentación eléctrica de instrumentación de campo, alimentación eléctrica de equipos como *switches* Ethernet y convertidores de medio de fibra óptica. El equipo rectificador cuenta con de dos baterías en serie para suministro de energía del RTU y la instrumentación de campo en caso de falla de la acometida eléctrica de 220VAC.

3.2.3 RTU de Medición

El RTU del sistema de medición incluye un controlador en configuración *Stand-Alone* de la familia Controllogix de Allen Bradley cuya arquitectura se conforma por lo mostrado en la tabla 3.9 y figura 3.3:

Tabla 3.9 Chasis Controllogix – RTU de Medición

Hardware	Posición	Modelo
Fuente PLC	N/A	1756-PB75
Procesador	Slot 00	1756-L71
Módulo Ethernet	Slot 01	1756-EN2T
Módulo de entradas analógicas	Slot 02	1756-IF16
Módulo de entradas digitales	Slot 03	1756-IB32
Módulo contador de pulsos	Slot 04	1756-HSC
Módulo computador de flujo	Slot 05	MVI56E-AFC
Módulo de comunicación Modbus RTU	Slot 06	MVI56E-MCM
Módulo de comunicación Modbus RTU	Slot 07	MVI56E-MCM
Módulo de comunicación Modbus TCP	Slot 08	MVI56E-MNET
Reserva	Slot 09 -12	1756-N2

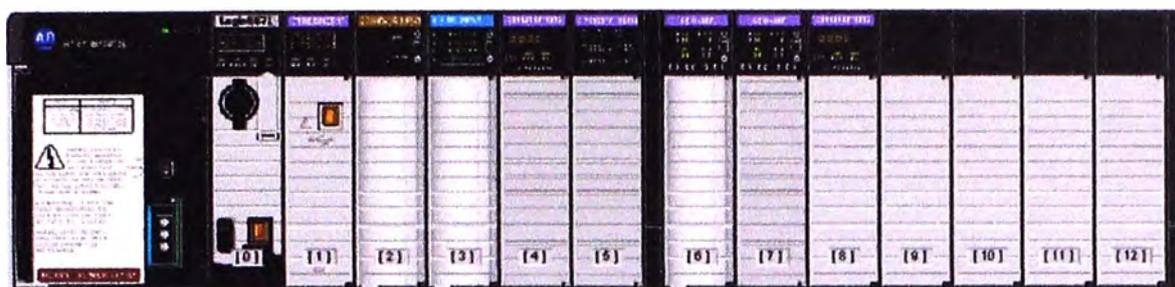


Figura 3.3 PLC de Medición EFMRC

El sistema de control permite monitorear las válvulas e instrumentación asociada con el Hot Tap de derivación del gasoducto de TgP mediante cableado duro y realizar la medición del caudal del gas natural que mide el *Skid* de Medición de la estación.

Para calcular el caudal corregido de gas, el sistema cuenta con módulos especializados para lectura y procesamiento de información que se describe a continuación:

- Módulo 1756-HSC.- Módulo contador de pulsos de alta frecuencia, que recibe el tren de pulsos de los medidores de caudal instalados en el *Skid* de Medición.
- Módulo 1756-IF16.- Módulo de 16 entradas analógicas, que recibe la señal en 4-20mA de los transmisores de presión y temperatura instalados en el *Skid* de Medición.
- Módulo MVI56E-MCM.- Módulo de comunicación Modbus RTU, que recibe los datos de calidad de gas en tiempo real desde el cromatógrafo instalado en el *Skid* de Medición.
- Módulo MVI56E-AFC.- En la figura 3.4 se muestra el módulo AFC (computador de flujo) que con la información recibida de los tres módulos anteriores calcula el caudal corregido.

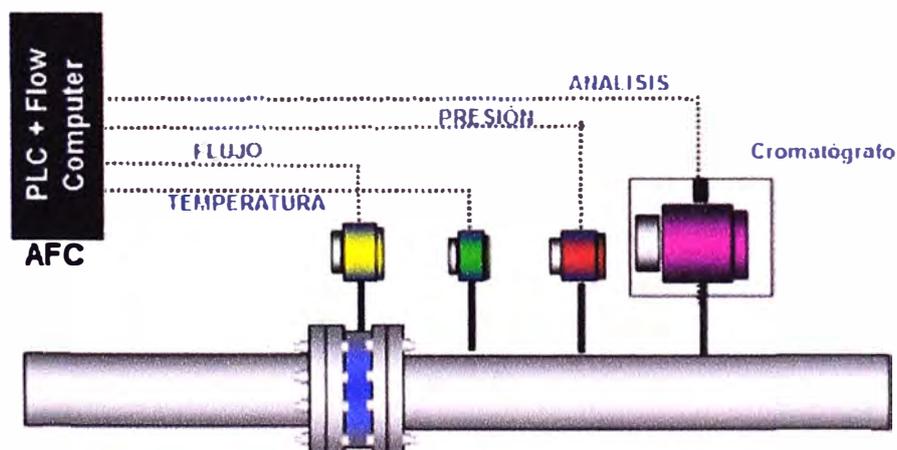


Figura 3.4 Sistema de Medición basado en MVI56E-AFC

Los módulos del sistema de medición interactúan de tal manera que los pulsos provenientes del medidor de caudal se interpretan y escalan por el módulo 1756-HSC. De manera análoga, los lazos de corriente de las variables de presión y temperatura son

escalados a valores del proceso mediante el módulo 1756-IF16.

La información de los módulos 1756-HSC y 1756-IF16 se envían al procesador Controllogix que a través del Backplane reenvía dicha información hacia los registros del módulo computador de flujo MVI56E-AFC el cual calcula el caudal corregido. La figura 3.5 representa el intercambio de la información descrita.

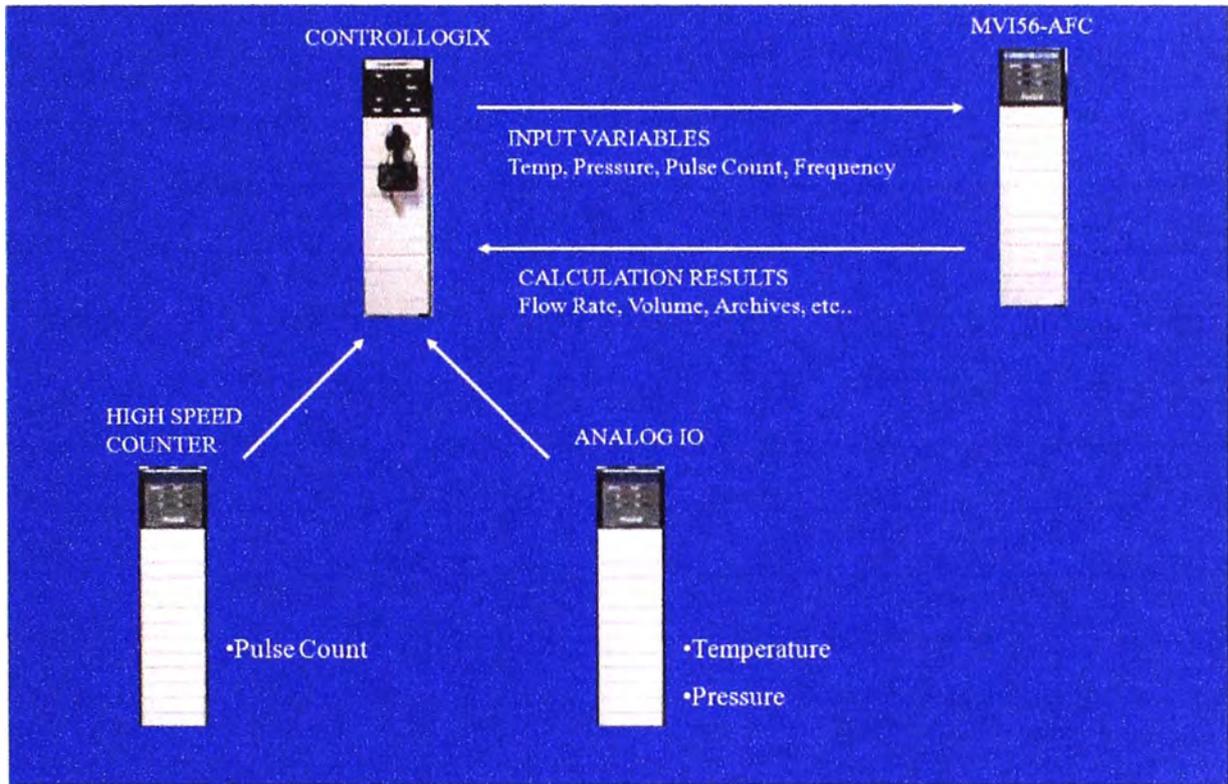


Figura 3.5 Sistema de Medición basado en MVI56E-AFC

El chasis Controllogix contiene además un módulo de comunicación Ethernet para el enlace al *switch* Ethernet de 8 puertos instalado en el RTU Principal y a través del cual se realiza el enlace al sistema SCADA de Cálidda.

Además el sistema se ha diseñado para transmitir la información de medición y del Hot Tap al sistema de TGP mediante la configuración mostrada en la figura 3.6

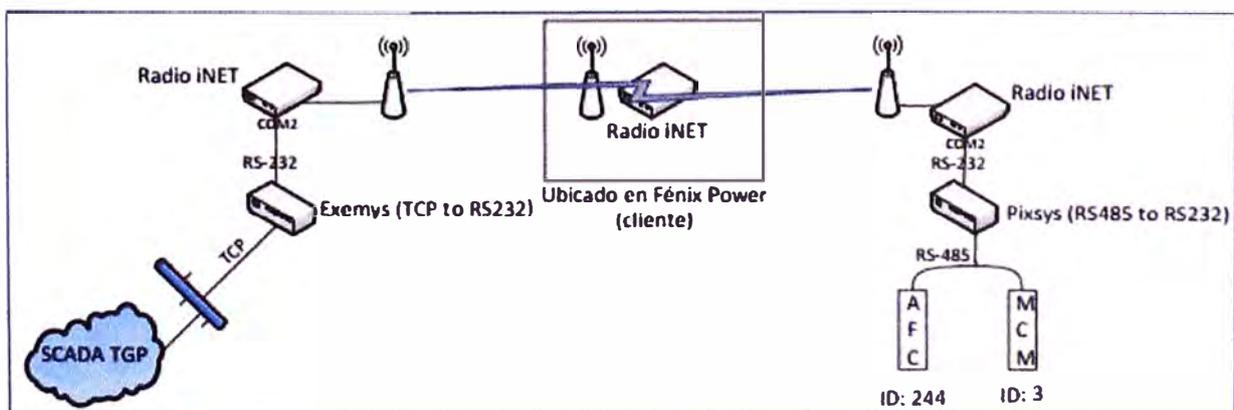


Figura 3.6 Diagrama físico del enlace entre Cálidda y TGP para intercambiar información de medición de la EMR

La representación de la figura 3.6 se explica a continuación:

- Desde un puerto de comunicación del módulo MVI56E-AFC y un puerto del módulo de comunicación Modbus RTU (MVI56E-MCM) se implementa un bus RS485 para la transmisión de los datos de Medición y del Hot Tap respectivamente.
- El extremo del bus se conecta a un conversor de protocolos de RS485 a RS232 que se conecta a un radio de marca iNET, el cual se comunica punto a punto realizando un salto intermedio hasta el radio iNET ubicado en TGP.
- A la salida del radio iNET del extremo de TGP se ha ubicado un conversor de protocolos de RS232 a TCP, que se conecta a un *Switch* mediante el cual el sistema SCADA de TGP realizando consultas modbus TCP logra comunicarse con los módulos MVI56E-MCM y MVI56E-AFC.
- También, del otro puerto del módulo MVI56E-AFC se establece un enlace a un convertidor de protocolo Modbus RTU/Modbus TCP (Exemys) el cual a su vez se conecta al *switch* Ethernet de 8 puertos que se está en el RTU Principal y a través del cual se enlaza al sistema SCADA de Cálidda. En la figura 3.7 se muestra la imagen interna del RTU de medición.

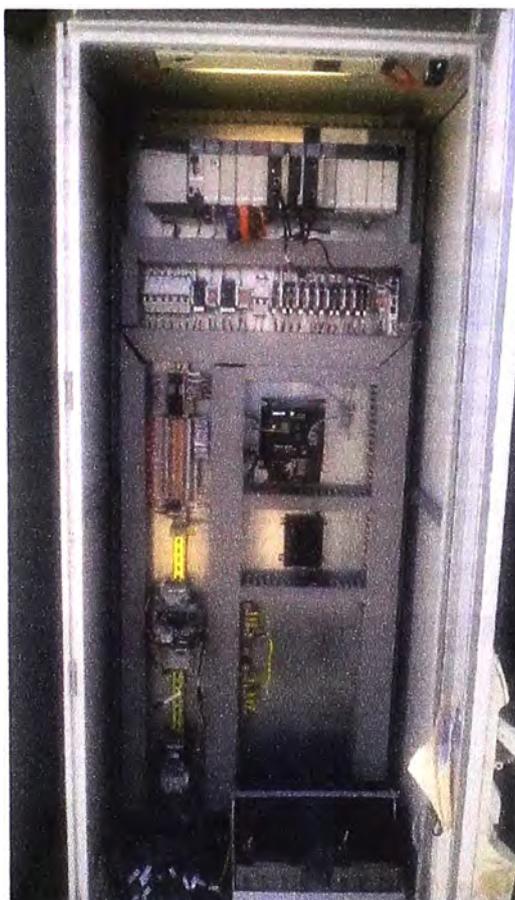


Figura 3.7 Imagen interna del RTU de Medición

3.2.4 RTU Principal

El RTU Principal consiste en un controlador en configuración redundante con

procesador de la familia Controllogix de Allen Bradley.

El sistema redundante Controllogix usa un par de chasis idénticos para mantener el proceso ejecutándose en el caso que ocurra algún fallo en el hardware en alguno de los chasis.

La redundancia no requiere programación adicional y es transparente a cualquier equipo conectado sobre una red ControlNet o Ethernet IP. Es necesario un módulo 1756-RM2 en cada chasis para mantener la comunicación entre el par de chasis redundantes.

En el par de chasis redundantes, el primario es aquel que encendió primero. Cuando el chasis secundario recibe energía, se sincroniza por sí mismo con el chasis primario de tal manera que si el chasis primario falla, el control conmuta al controlador secundario.

Esta conmutación ocurre por alguna de estas razones:

- Alguna de estas razones en el chasis primario:
 - Pérdida de energía
 - Falla mayor en el procesador
 - Remoción, inserción, o falla de algún módulo en el chasis primario.
- Comando desde el controlador primario.
- Comando desde el Software RSlinx.

La arquitectura de los chasis Controllogix redundantes se conforman como se muestra en la tabla 3.10 y la figura 3.8:

Tabla 3.10 Chasis Redundantes

Descripción	Posición	Modelo
Fuente PLC	N/A	1756-PB72
Procesador	Slot 00	1756-L71
Módulo Ethernet	Slot 01	1756-EN2T
Módulo de redundancia	Slot 02	1756-RM2
Módulo ControlNet	Slot 03	1756-CN2R



Figura 3.8 PLC Redundantes de la RTU principal

Cada uno de los chasis redundantes se conecta al *switch* Ethernet para su conexión

al sistema SCADA.

El sistema de control también cuenta con un chasis remoto que contiene los módulos de entradas y salidas así como los módulos de comunicación. El suministro eléctrico del chasis remoto se constituye por un sistema de fuentes redundantes con el fin de mantener constante el suministro de energía al chasis Controllogix en caso de falla de una de las fuentes. El sistema de fuentes de suministro eléctrico redundante se constituyen por:

- 2 fuentes de energía redundantes (1756-PB75R)
- 1 módulo adaptador de chasis (1756-PSCA)
- 2 cables para conectar las fuentes de energía al adaptador (1756-CPR)

La arquitectura del chasis remoto se conforma como se muestran en la tabla 3.11 y en la figura 3.9:

Tabla 3.11 Chasis Remotos

Descripción	Posición	Modelo
Fuente PLC	N/A	1756-PB75R, 1756-PSCA, 1756-CPR
Módulo ControlNet	Slot 00	1756-CN2R
Módulo de entradas analógicas	Slot 01	1756-IF16
Módulo de entradas analógicas	Slot 02	1756-IF16
Módulo de entradas digitales	Slot 03	1756-IB32
Módulo de entradas digitales	Slot 04	1756-IB32
Módulo de entradas digitales	Slot 05	1756-IB32
Módulo de salidas digitales	Slot 06	1756-OX8I
Módulo de salidas digitales	Slot 07	1756-OX8I
Módulo de salidas digitales	Slot 08	1756-OX8I
Módulo de salidas analógicas	Slot 09	1756-OF4
Módulo de salidas analógicas	Slot 10	1756-OF4
Módulo de comunicación Modbus TCP	Slot 11	MVI56E-MNET
Módulo de comunicación Modbus RTU	Slot 12	MVI56E-MCM

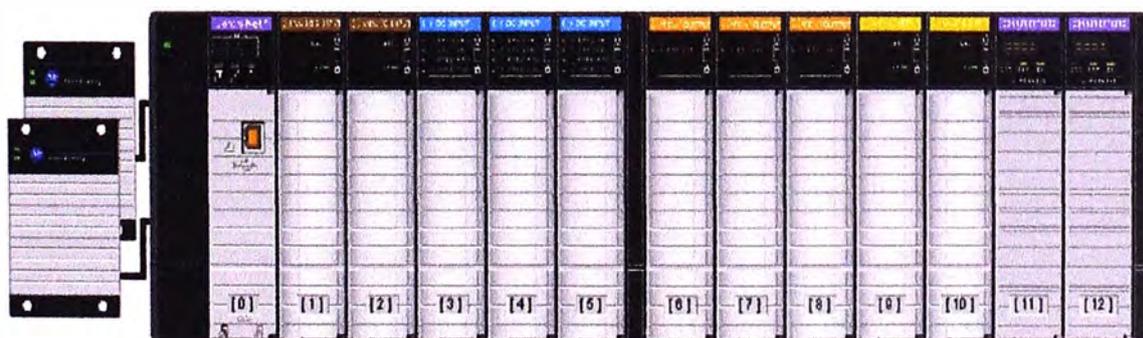


Figura 3.9 Módulos del PLC de RTU Principal

El sistema también cuenta con una interfaz hombre – máquina (*Panel View Plus 6 - 700*) del cual se realiza la operación local de la estación y la visualización de los parámetros como presión y temperatura.

La interconexión entre los chasis redundantes, chasis remoto y la interfaz hombre – máquina se realiza por una red de control bajo usando protocolo ControlNet que a su vez incluye redundancia de medio físico (coaxial RG-6) para mejorar la disponibilidad al sistema en caso de pérdida de comunicación de una troncal o conector.

Para la implementación de la red ControlNet, los chasis (redundantes y remotos) cuentan con un módulo de comunicación 1756-CN2R para dos conexiones (medio físico redundante). Además, el *Panel View Plus 6 - 700* incluye un adaptador ControlNet (2711P-RN15SK) para su incorporación dentro de la red.

Los módulos MVI56E-MCM y MVI56E-MNET sirven para realizar enlaces de comunicación Modbus RTU y Modbus TCP respectivamente y se han instalado en el caso de necesidad en el futuro.

Los demás módulos del chasis Controllogix sirven para realizar la lectura de información de los transmisores y detectores de campo mediante los módulos de entradas analógicas y digitales respectivamente. Así mismo, sirven también para suministrar 24Vdc a los solenoides de las válvulas mediante el módulo de salidas digitales. En la figura 3.10 se muestra la sección interna del RTU principal, mientras que la figura 3.11 se muestra la sección externa de los RTU Principal (Izquierda) y RTU de Medición (derecha).

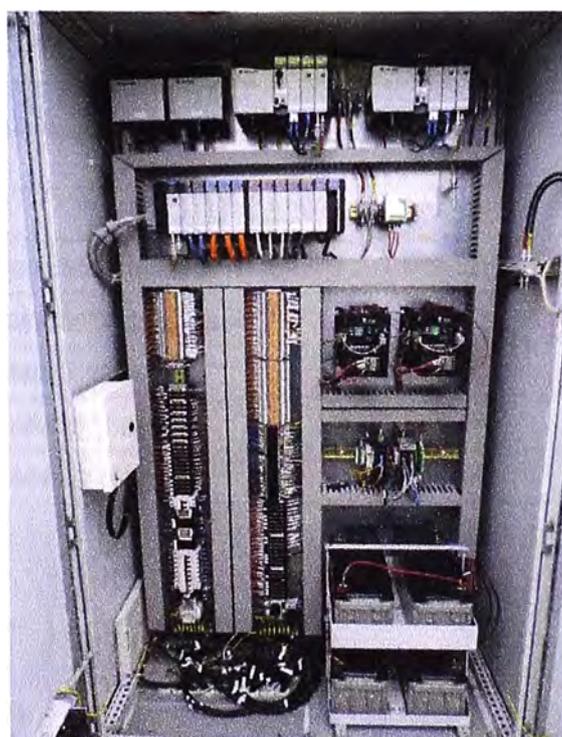


Figura 3.10 Imagen interna del RTU Principal

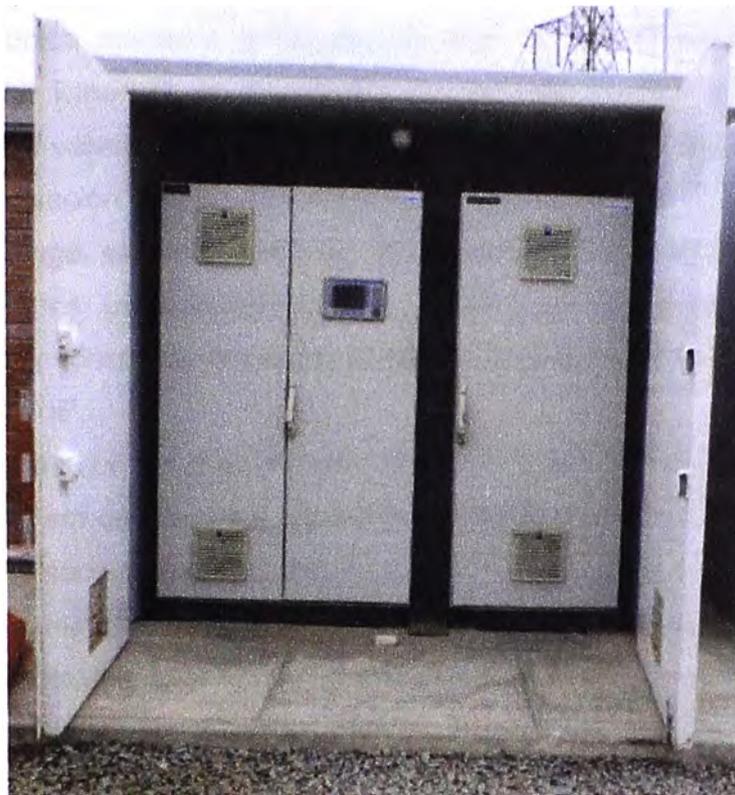


Figura 3.11 Imagen externa de los RTU Principal (Izquierda) y RTU de Medición (derecha)

3.2.5 RTU de Válvula de Servicio

El RTU de la válvula de servicio incorpora mediante un controlador en configuración *stand-alone* de la familia Compactlogix de Allen Bradley cuya arquitectura se conforma como se muestra en la tabla 3.12 y en la figura 3.12.

Tabla 3.12 Banco Compactlogix – Válvula de Servicio

Descripción	Ubicación	Modelo
Fuente PLC	N/A	1769-PB4
Procesador	Pos. 00	1769-L32E
Módulo de comunicación Modbus RTU	Pos. 01	MVI69-MCM
Módulo de comunicación Modbus RTU	Pos. 02	MVI69-MCM
Módulo de salidas digitales	Pos. 03	1769-OB8
Módulo de entradas digitales	Pos. 04	1769-IQ16
Módulo de entradas analógica	Pos. 05	1769-IF8

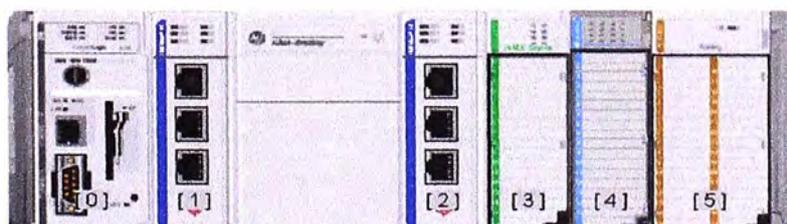


Figura 3.12 PLC de Válvula de Servicio

El banco Compactlogix cuenta con una interfaz hombre-máquina (*Panel View Plus 400*) que se comunica mediante protocolo Ethernet IP con el procesador 1769-L32E utilizando un *switch* Ethernet de 8 puertos. Desde esta interfaz gráfica se realiza la operación local de la válvula así como la visualización de los parámetros como presión y temperatura de la estación.

De manera análoga, el puerto Ethernet del procesador también se conecta al *switch* Ethernet de 8 puertos (mencionado en el párrafo anterior) para la transmisión y/o recepción de datos y comandos hacia y/o desde el sistema SCADA de Cálidda mediante el protocolo Ethernet IP.

Se cuenta además con un enlace desde el *switch* al computador de flujo de la Planta de Generadora de Termochilca para transmitir datos de medición al sistema SCADA de Cálidda mediante protocolo Modbus TCP.

El módulo de comunicación MVI56E-MCM ubicado en la posición 1 se conecta a un convertidor de protocolo Modbus RTU / Modbus TCP (Exemys) para la comunicación con el controlador de la Planta Generadora Santo Domingo de los Olleros para el intercambio de información entre Cálidda y Termochilca. Mediante este enlace, Cálidda lee la información de la acometida de la Planta Generadora Santo Domingo de los Olleros y a su vez Cálidda envía los datos del estado de la válvula de servicio y su instrumentación asociada a la empresa Termochilca.

El módulo de comunicación ubicado en la posición 2 está como reserva para futuros enlaces en Modbus RTU.

Los módulos del banco Compactlogix sirven para realizar la lectura de datos de los transmisores y detectores de campo mediante los módulos de entradas analógicas y digitales respectivamente, así como para suministrar 24Vdc hacia los solenoides de las válvulas mediante el módulo de salidas digitales.

3.3 Programación de la lógica de control de los PLC

En esta sección se desarrolla la programación de:

- PLC de RTU principal, RTU de medición, y RTU de la válvula de servicio.
- PV del RTU principal, y RTU de la válvula de servicio.

3.3.1 Programación de PLC de RTU de Medición

Esta subsección se organiza en los siguientes puntos

- Programación asociada al AFC.
- Programación del AFC.
- Programación asociada al gabinete.
- Programación de la Válvula TGP y las señales compartidas con el MCM.

Todos se ha programado mediante el lenguaje de contactos (lenguaje Ladder).

a) Programación del PLC asociada al AFC

La programación del PLC asociada al AFC es la configuración del intercambio de información mediante el BackPlane del PLC hacia el AFC y a continuación se describe.

La temperatura se envía hacia el computador de flujo AFC de forma directa en grados centígrados, la presión se debe transformar de escala absoluta en bar a barométrica en kilo pascal, restando 1 atmósfera, luego se transforma de Barg a KPa (kilo-Pascal) multiplicándolo por 100 tal como se aprecia en la figura 3.13. Asimismo los pulsos del medidor se envían tanto como conteo de pulsos así como en frecuencia al AFC tal como se aprecia en la figura 3.14. Se puede obtener los volúmenes corregidos (Net_Flowrate en Sm³/h) y sin corregir (Gross_Flowrate en m³/h) de ambos medidores tal como se aprecia en la figura 3.15. Además se debe escribir por cada medidor la composición de cada componente del gas natural (C1, C2, C3, nC4, iC4, CO2, N2, nC5, iC5, +C6) multiplicado por 100.

En la figura 3.16 se observa la escritura al AFC de los 2 primeros componentes en los 2 registros de medidores del AFC. Además por cada medidor se lee la composición de cada componente dividiendo cada dato entre 100. En la figura 3.17 se observa la escritura al AFC del último componente (C6) y la primera lectura de los componentes (C1) con los 2 registros de medidores del AFC.

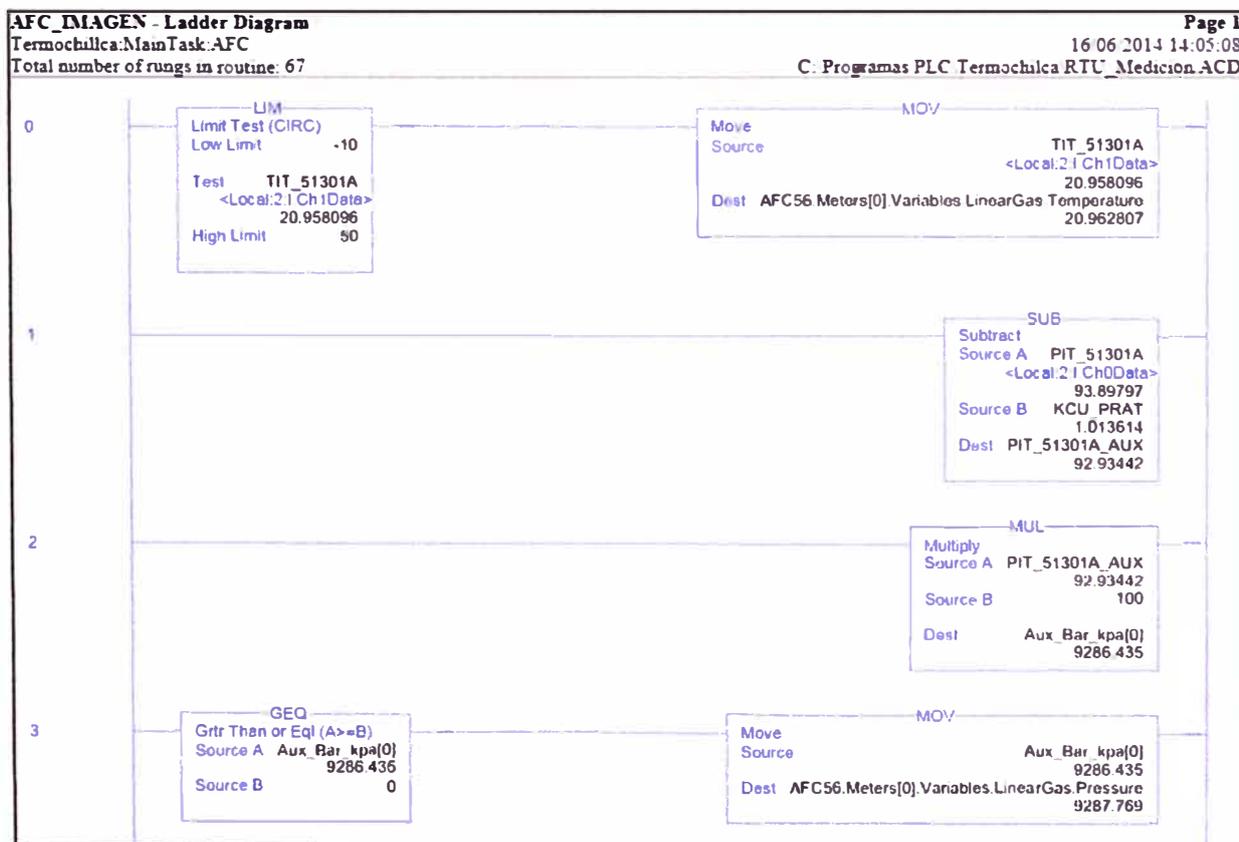


Figura 3.13 Programación de temperatura y presión hacia el AFC

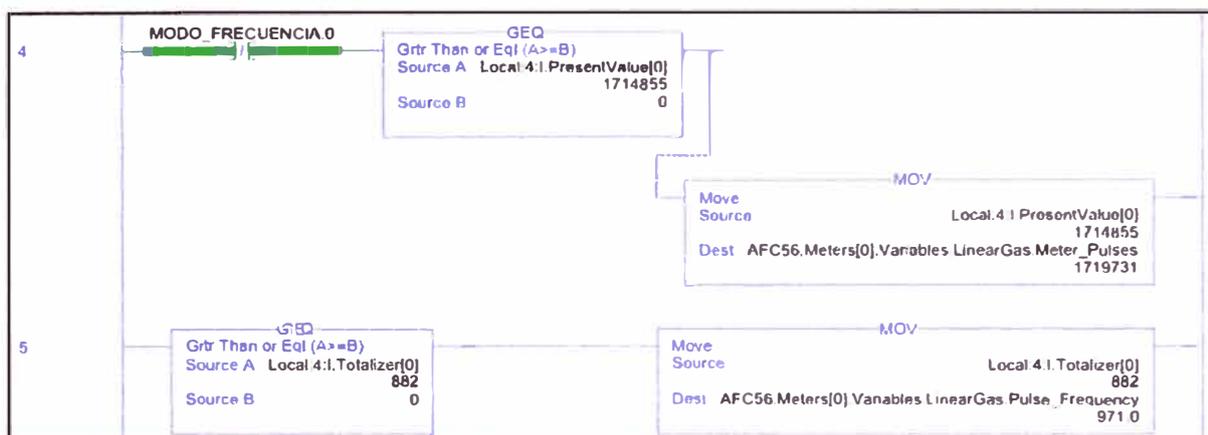


Figura 3.14 Programación del caudal del medidor hacia el AFC

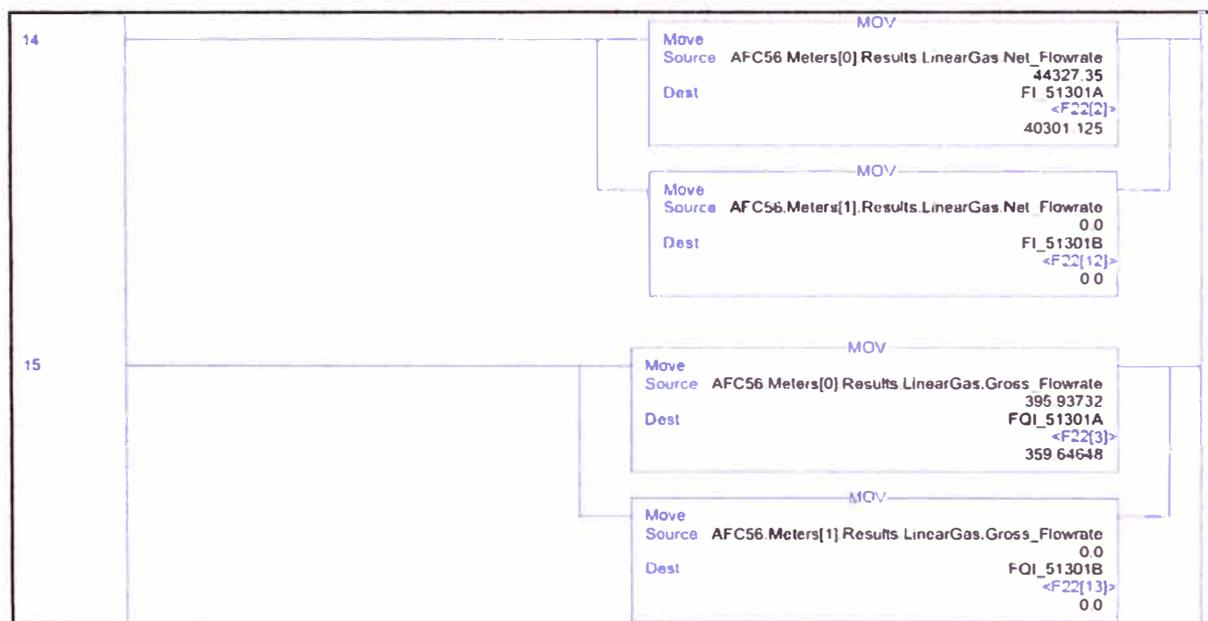


Figura 3.15 Volúmenes del AFC

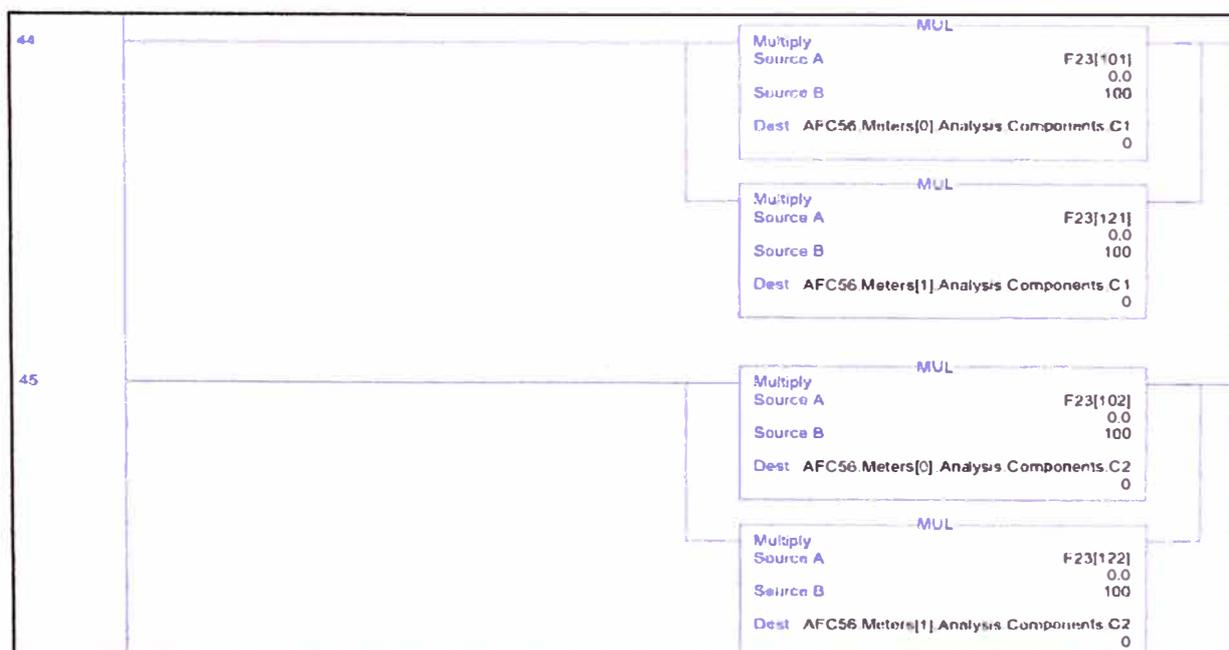


Figura 3.16 Escritura de la cromatografía en el AFC



Figura 3.17 Escritura y lectura de la cromatografía del AFC

b) Programación del AFC

La programación del módulo AFC se realiza usando el programa propietario de Allen Bradley llamado AFC Manager y mediante uno de sus 3 puertos seriales de forma directa.

Los puntos configurables en el AFC son:

- Comunicación serial: velocidad, paridad, número de bits de los puertos seriales, protocolo, dirección.
- Medidores disponibles: 2 para este caso (Meter1, Meter2).
- Tipo de combustible: Gas para nuestro caso.
- Unidades - unidades base: SI - Presión: 101.325 KPa, Temperatura Base: 15.
- Selección de los componentes del gas: C1, N2, CO2, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5, C6 para este caso.
- Tolerancia del error total de la composición normalizada: 0.01%.
- Factor del medidor (meter factor): 8828.67 para cada medidor en este caso. Esta variable relaciona el peso de cada pulso con la cantidad de gas que pasa por el medidor.
- Forma de almacenamiento de datos: hasta 840 registros de forma horaria lo que implica 35 días de almacenamiento de datos horarios.
- Tipo de cálculo del factor de compresibilidad Z: estándar AGA 8.
- Tipo de cálculo de los volúmenes corregidos: estándar AGA 3 (aplicado para medidores tipo placa orificio).

De la configuración total del AFC se muestra en la figura 3.18 la configuración general del AFC, en la figura 3.19 la configuración de la cromatografía y en la figura 3.20 la configuración del medidor 1. Este archivo de configuración es compartido también con TGP

```

AFC-56(16,4) [2.07] Site Configuration                               e: 21/04/2014 04:39:53 p.m.
Site Name: AFC Flow Station
Project: AFC
File: (new file)

```

```

SITE CONFIGURATION

Site name
  AFC Flow Station
Project name
  AFC
Primary slave address
  244
Virtual slave address
  0
Remote ports
  Port 1   Port 2   Port 3
Communication parameters --
  Baud
    9600    19200   19200
  Parity
    None   None    None
  Data bits
    8      8       8
  Stop bits
    1      1       1
  Modbus mode
    RTU    RTU     RTU
Options --
  Modbus role
    Slave  Slave  Slave
  Hide primary slave
    No     No     No
  Swap bytes
    No     No     No
  Swap words
    No     No     No
  Disable pass-thru
    No     Yes    Yes
Modem timings (x 5ms) --
  CTS timeout
    0      0      0
  Delay before first data after CTS
    0      0      0
  Delay after last data before RTS
    0      0      0
  Master role receive timeout
    0      0      0
End-of-day minute
  360
End-of-hour minute
  0
Barometric pressure (kPa)
  101.361
Pass-thru: Max window size
  0
Pass-thru: Word region -- address, size
  0, 0
Pass-thru: Bit region -- address, size
  0, 0
Event log download: Timeout:
  60
Event log download: Virt slave location:
  0
Site options
  300Ah

```

Figura 3.18 Configuración del módulo AFC

```

METER 1 CONFIGURATION (continued)

```

	Stream 1	Stream 2	Stream 3	Stream 4
Analysis normalization total error tolerance			0.0100	
Selected components:				
C1 methane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
N2 nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO2 carbon dioxide	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2 ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C3 propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H2O water	-	-	-	-
H2S hydrogen sulphide	-	-	-	-
H2 hydrogen	-	-	-	-
CO carbon monoxide	-	-	-	-
O2 oxygen	-	-	-	-
iC4 iso-butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
nC4 normal butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
iC5 iso-pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
nC5 normal pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C6 hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C7 heptane	-	-	-	-
C8 octane	-	-	-	-
C9 nonane	-	-	-	-
C10 decane	-	-	-	-
He helium	-	-	-	-
Ar argon	-	-	-	-

Figura 3.19 Configuración de la Cromatografía del AFC

METER 1 CONFIGURATION

Meter tag					M01_Ramal_A
Meter device identification					
General type					
Manufacturer					
Model					
Serial number					
Size					
Nominal K-factor					
Gross characterization:					
Product group					Gas
Base measurement system					SI
Meter type					Linear
Primary input					Pulse count
Reference (contract) conditions:					
Base temperature (°C)					15
Base pressure (kPa(a))					101.325
Process input:	Zero scale	Full scale	Default		Raw input
Temperature (°C)	0	100	15		Floating point
Pressure (kPa(g))	0	17000	100		Floating point
Pulse Frequency (Hz)	0	6000	0		Floating point
Frequency flow threshold (Hz)					0
Frequency alarm threshold (Hz)					0
Pulse input rollover					16777216
Stream parameters:	Stream 1	Stream 2	Stream 3	Stream 4	
Product description					
Meter/K-factor	8828.67 (KF)	1 (KF)	1 (KF)	1 (KF)	
Isentropic exponent	1.3198	1.3198	1.3198	1.3198	
Default relative density	0.6101	0.6	0.6	0.6	
Default Fpv	1	1	1	1	
Default heating value (MJ/kg)	40.1517	0	0	0	
K-factor characteristics:					
Measured quantity					Gross volume
Flow input unit					pul/m3
Units:					
Flow Rate, Volume					m3/h
Flow Rate, Energy					MJ/h
Flow Rate, Mass					kg/h
Accumulation, Volume					m3
Accumulation, Energy					MJ
Accumulation, Mass					kg
Accumulator rollovers:					
Volume					1000000000
Energy					100000000
Mass					100000000

Figura 3.20 Configuración del medidor 1 en el AFC

c) Programación asociada al gabinete

Se mapean las señales analógicas de temperatura interna del gabinete (TT_51000A) y tensión de las baterías (ET_51000A) como se aprecia en la figura 3.21. La programación es idéntica en los demás RTU.

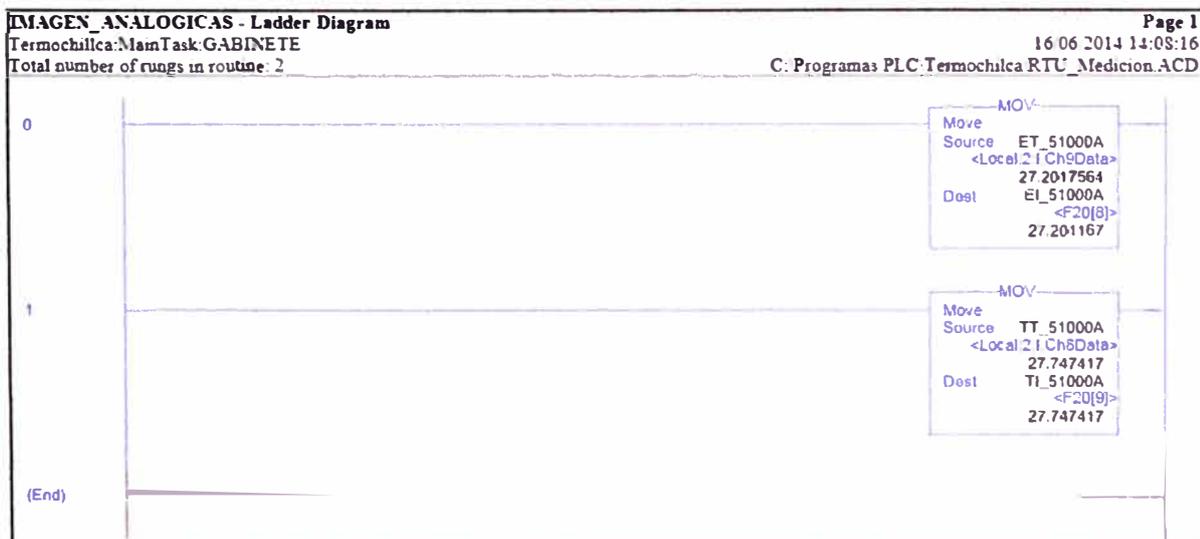


Figura 3.21 Programación de tensión de baterías y temperatura interna del RTU

d) Programación de la Válvula TGP y las señales compartidas con el MCM

En la tabla 3.13 se muestran las señales compartidas por el MCM con dirección de esclavo Modbus 3 que se comparten con TGP.

Tabla 3.13 Lista de señales compartidas mediante MCM

#	TAG	Descripción	Tipo	Dirección
1	ZAO-51001	Confirmación de Apertura ESDV-51001	Digital	WriteData[0].0
2	ZAC-51001	Confirmación de Cierre ESDV-51001		WriteData[0].1
31	PSLL_10702AA	Muy baja presión de actuador XV-10702A		WriteData[0].2
32	PSLL_10702AB	Muy baja presión de Línea NG XV-10702A		WriteData[0].3
33	PDSHH_10702A	Muy Alta presión Diferencial XV-10702A		WriteData[0].4
34	ZS_10702AB	Caja de Control de Válvula XV-10702A		WriteData[0].5
35	ZS_10702AP	Bomba Manual Válvula XV-10702A		WriteData[0].6
36	QS_10702A	Rotura de Línea NG en XV-10702A		WriteData[0].7
37	ZSO_10702A	Estado Posición Válvula Abierta XV-10702A		WriteData[0].8
38	ZSC_10702A	Estado Posición Válvula Cerrada XV-10702A		WriteData[0].9
3	PI-51001	Presión de Ingreso a Estación PIT-51001	Analógicas	WriteData[10]
4	TI-51001	Temperatura de Ingreso a Estación TIT-51001		WriteData[12]
5	TI-51301A	Temperatura en Spool de Medición FT-51301A		WriteData[14]
6	TI-51301B	Temperatura en Spool de Medición FT-51301B		WriteData[16]
9	PI-51301A	Presión en Spool de Medición FT-51301A		WriteData[18]
10	PI-51301B	Presión en Spool de Medición FT-51301B		WriteData[20]
13	FQI-51301A	Caudal sin Corregir FT-51301A		WriteData[22]
14	FQI-51301B	Caudal sin Corregir FT-51301B		WriteData[24]
17	FI-51301A	Caudal Corregido FT-51301A		WriteData[26]
18	FI-51301B	Caudal Corregido FT-51301B		WriteData[28]
21	FQI-51301A	Volumen Acumulado Corregido FT-51301A Día Actual		WriteData[30]
22	FQI-51301B	Volumen Acumulado Corregido FT-51301B Día Actual		WriteData[32]
25	FQI-51301DIAN	Volumen Acumulado Corregido Día Anterior		WriteData[34]
26	FQI-51301DIAC	Volumen Acumulado Corregido Día Actual		WriteData[36]
27	TI-10702A	Transmisor de temperatura NG Válvula XV-10702A		WriteData[38]
28	PI-10702A	Transmisor de presión NG Válvula XV-10702A		WriteData[40]
29	TI-10702B	Transmisor de temperatura NG Válvula XV-10702B		WriteData[42]
30	PI-10702B	Transmisor de presión NG Válvula XV-10702B	WriteData[44]	

La programación del módulo MCM se realiza directamente desde el RSLogix5000 como se muestra en la figura 3.22.



Figura 3.22 Programación del MCM

3.3.2 Programación en el PLC del RTU Principal

Esta subsección se organiza en los siguientes puntos:

- Programación del Modo del RTU.
- Programación de la válvula de ingreso ESDV-51001, filtros ciclónicos y filtros separadores.
- Programación de la etapa de regulación.

a) Programación del Modo del RTU

El RTU puede estar en modo LOCAL o REMOTO. Estando en modo local la estación se puede operar mediante el *Panel View*, mientras que en modo remoto la operación es desde el sistema SCADA. La indicación del estado se hace mediante el bit N5[5].0 que se enclava o desenclava (0=LOCAL, 1=REMOTO). Además se observa que la condición inicial es modo Local al usar el comando First Scan (S:FS) en la figura 3.23.

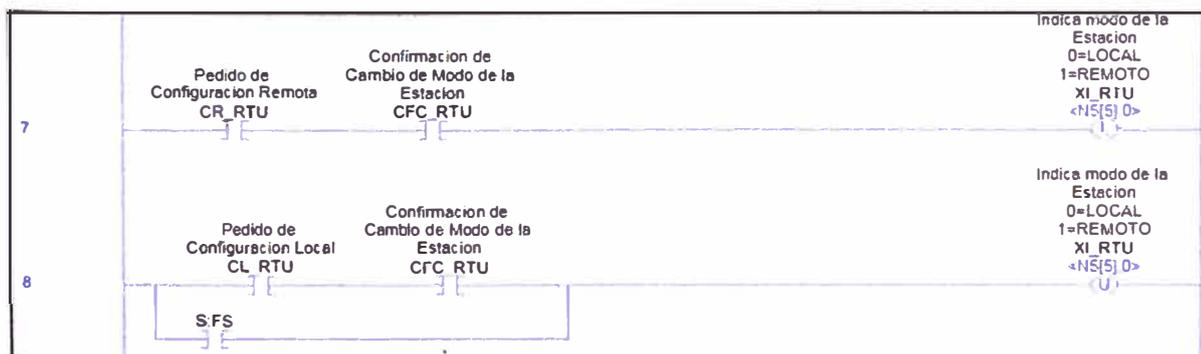


Figura 3.23 Modo de la Estación

Asimismo en la figura 3.24 se observa que para pasar de modo Local a Remoto se deben cumplir 2 condiciones.

a.1 Primera condición

La primera condición es el "Pedido local de configuración remota" la cual se verifica en la figura 3.24 y se activa mediante el *Panel View*. Esta señal se desactiva inicialmente mediante el comando First Scan (S:FS) o al por vencerse el tiempo de espera de confirmación (*TimeOut*, ver figura 3.25). Las otras 2 condiciones son de depuración (Pedido Local de Configuración Local y cumplimiento del cambio de modo a Remoto).

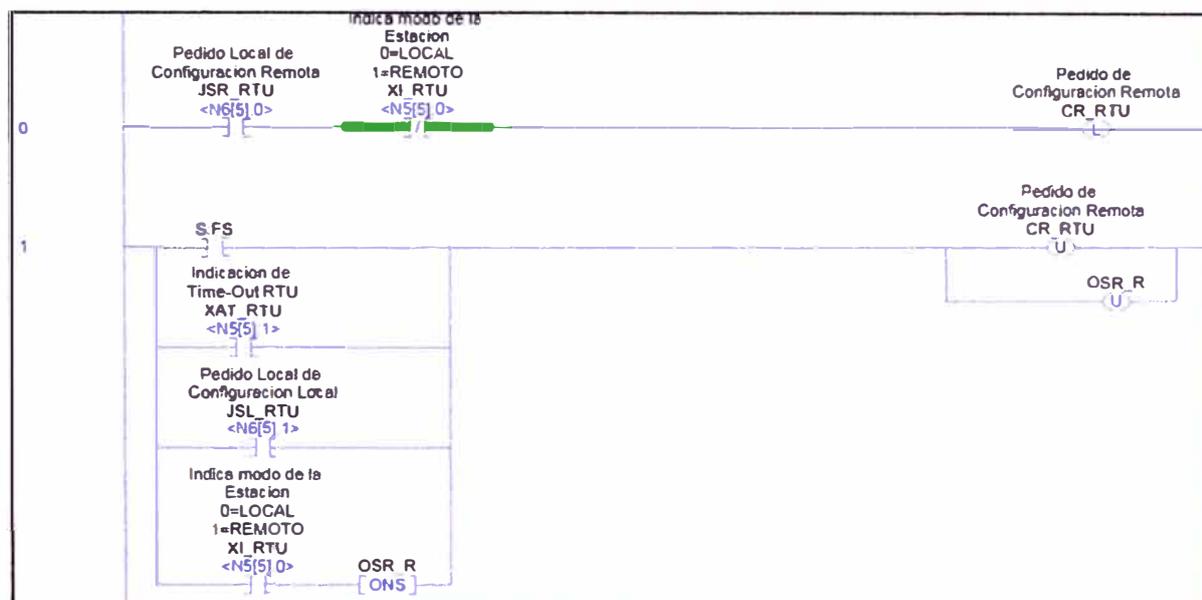


Figura 3.24 Pedido de configuración remota

El time out de espera se configura a 20 segundos (20000ms) el cual se puede reiniciar desde el *Panel View* o desde el sistema SCADA. Sin contar que la condición inicial se reinicia usando el comando de First Scan (S:FS). Ver figura 3.25.

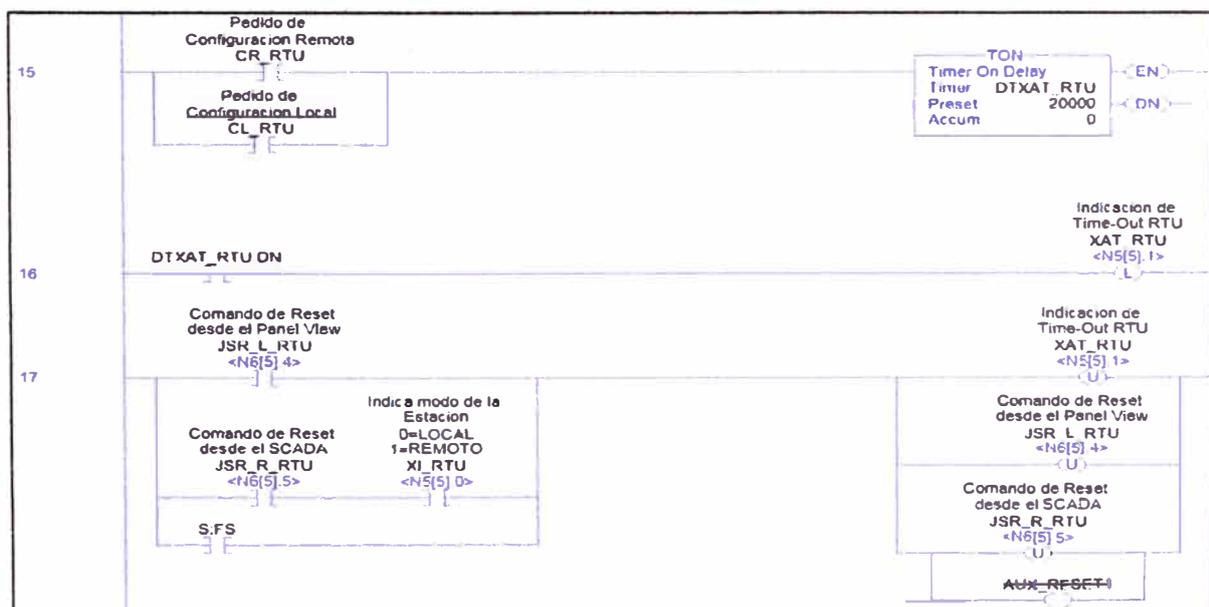


Figura 3.25 Programación de Time Out de espera de solicitud de cambio de modo

a.2 Segunda condición

La segunda condición es la "Confirmación de Cambio de Modo de la Estación" que se verifica en la figura 3.23 y se activa mediante la confirmación en el *Panel View* y también con la confirmación en la ventana emergente del sistema SCADA. Es decir se presenta una doble confirmación tanto desde el *Panel View* como del SCADA tal como se ve en la figura 3.26.

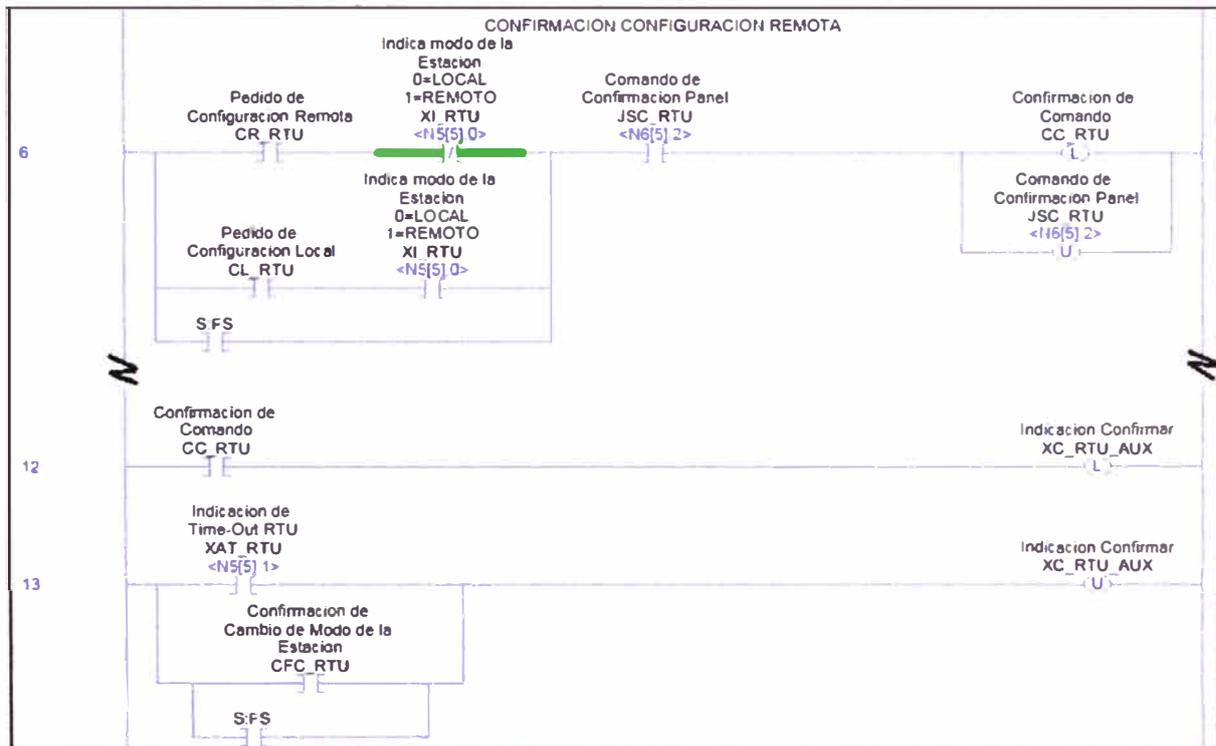


Figura 3.26 Confirmación de configuración remota desde RTU

La confirmación desde el RTU N6[5].2 activa la bobina Confirmación de Comando CC_RTU (fila 6), el cual activa el auxiliar XC_RTU_AUX (fila 12 y 13) de la figura 3.26.

El auxiliar XC_RTU_AUX hace posible que desde el SCADA se muestre la ventana emergente para la confirmación de cambio de modo (fila 14) de la figura 3.27. El operador desde el SCADA activa el N6[5].3 de la fila 9 lo que hace posible la activación de la segunda condición: Confirmación de cambio de modo de la estación CFC_RTU (figura 3.27) y con lo que se cumple la segunda condición que hace que el RTU pase de modo LOCAL a modo REMOTO.

La programación está preparada para que de la misma forma se pueda pasar cuando se requiera de modo REMOTO a modo LOCAL.

b) Programación de la válvula de ingreso ESDV-51001, filtros ciclónicos y filtros separadores

La válvula de ingreso ESDV-51001, presenta la misma programación y modo de operación que las válvulas XV-51101A (Válvula de *Bypass* de Filtro Ciclónico), XV-51101B (Válvula de Filtro Ciclónico FC-51101B), XV-51201A (Válvula del filtro separador

PSV-51201A) y XV-51201B (Válvula del filtro separador PSV-51201B) por lo que se presenta la programación de la primera de las válvulas mencionadas.

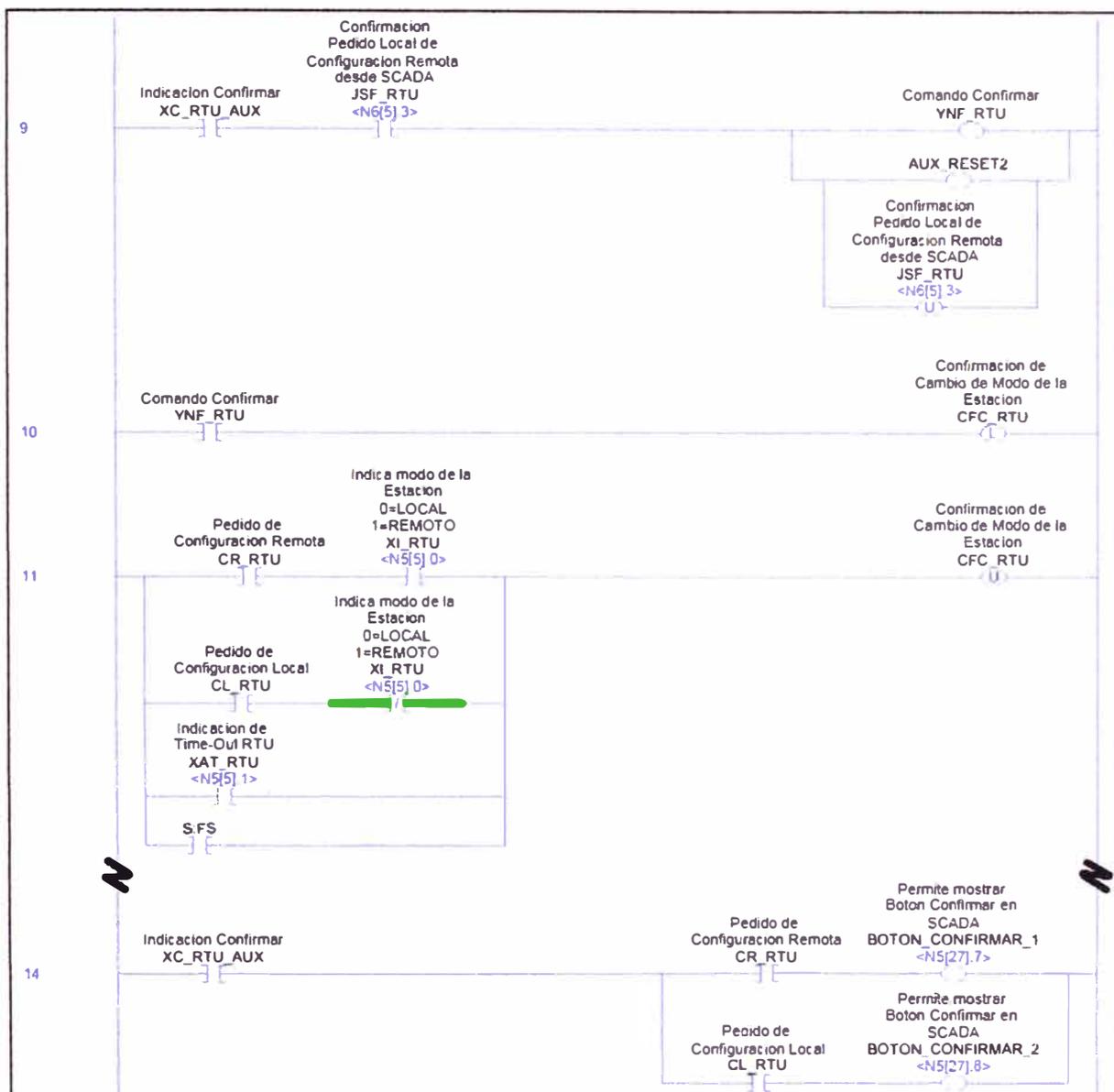


Figura 3.27 Confirmación de configuración remota desde el sistema SCADA

Las señales HSO51001B (N5[0].11) y HSC51001A (N5[0].12) son los comandos de apertura y cierre de la válvula ESDV-51001, las cuales están asociadas a las salidas digitales tal como se muestra en la figura 3.28.

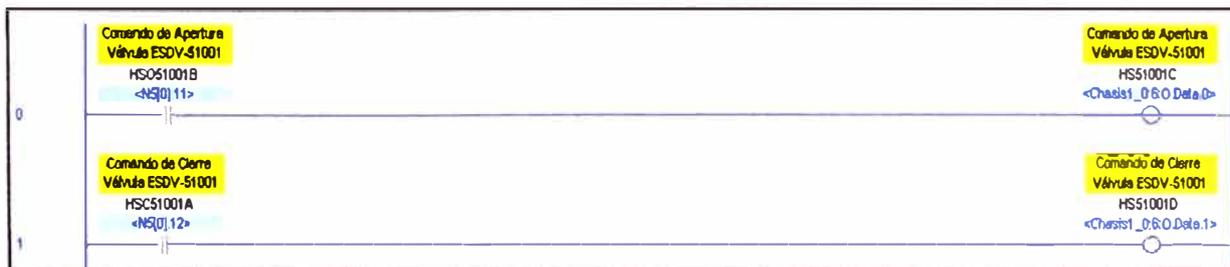


Figura 3.28 Señales de comando de apertura y cierre de la válvula ESDV-51001

Además la lógica para la apertura ya sea desde el *Panel View* o el sistema SCADA se

muestra en la figura 3.29 en la misma que se aprecia que la válvula no solo discrimina si el comando se realiza del *Panel View* o del sistema SCADA (asociado al modo de la estación Local o Remoto) sino también que la válvula esté cerrada (CC_XV51001), que la alarma de presión diferencial no esté activada (PDAH51001 N6[1].5), lo que quiere decir que hay una ecualización de presiones a ambos extremos de la válvula. Además que la válvula físicamente (en su actuador) esté en modo Remoto y no en modo Local para que active el auxiliar de comando de apertura activo YNA_XV51001. Ver figura 3.29, línea 0.

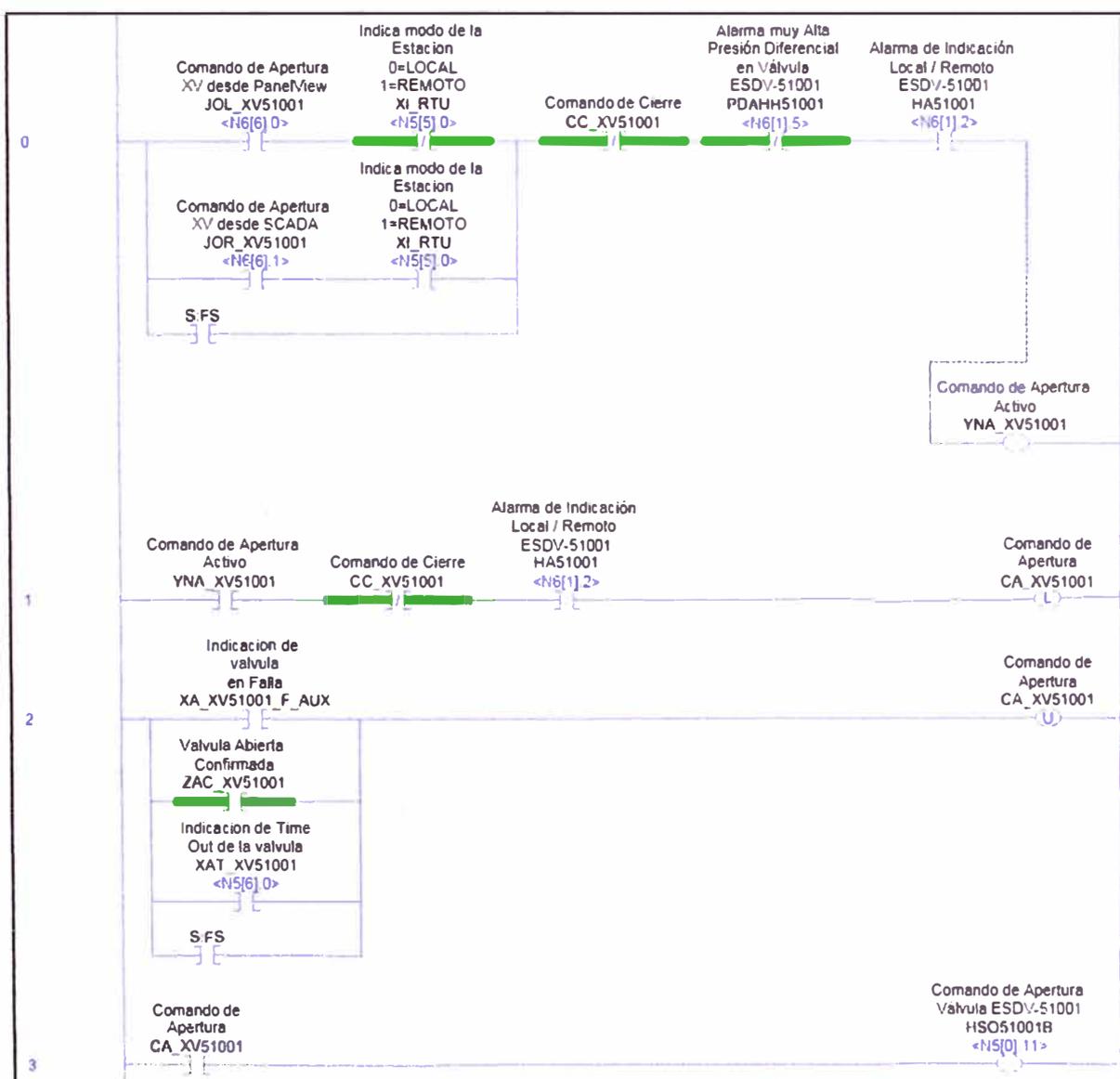


Figura 3.29 Programación de la lógica de apertura de la válvula ESDV-51001

La señal auxiliar YNA_XV51001 activa finalmente una señal con memoria de comando de apertura CA_XV51001, la cual permanece habilitada hasta que la válvula se abra totalmente o hasta que la válvula entre en falla o active una alarma de *timeout*. La lógica para el cierre desde el *Panel View* o el sistema SCADA tiene la misma sintaxis en la programación y se muestra en la figura 3.30.

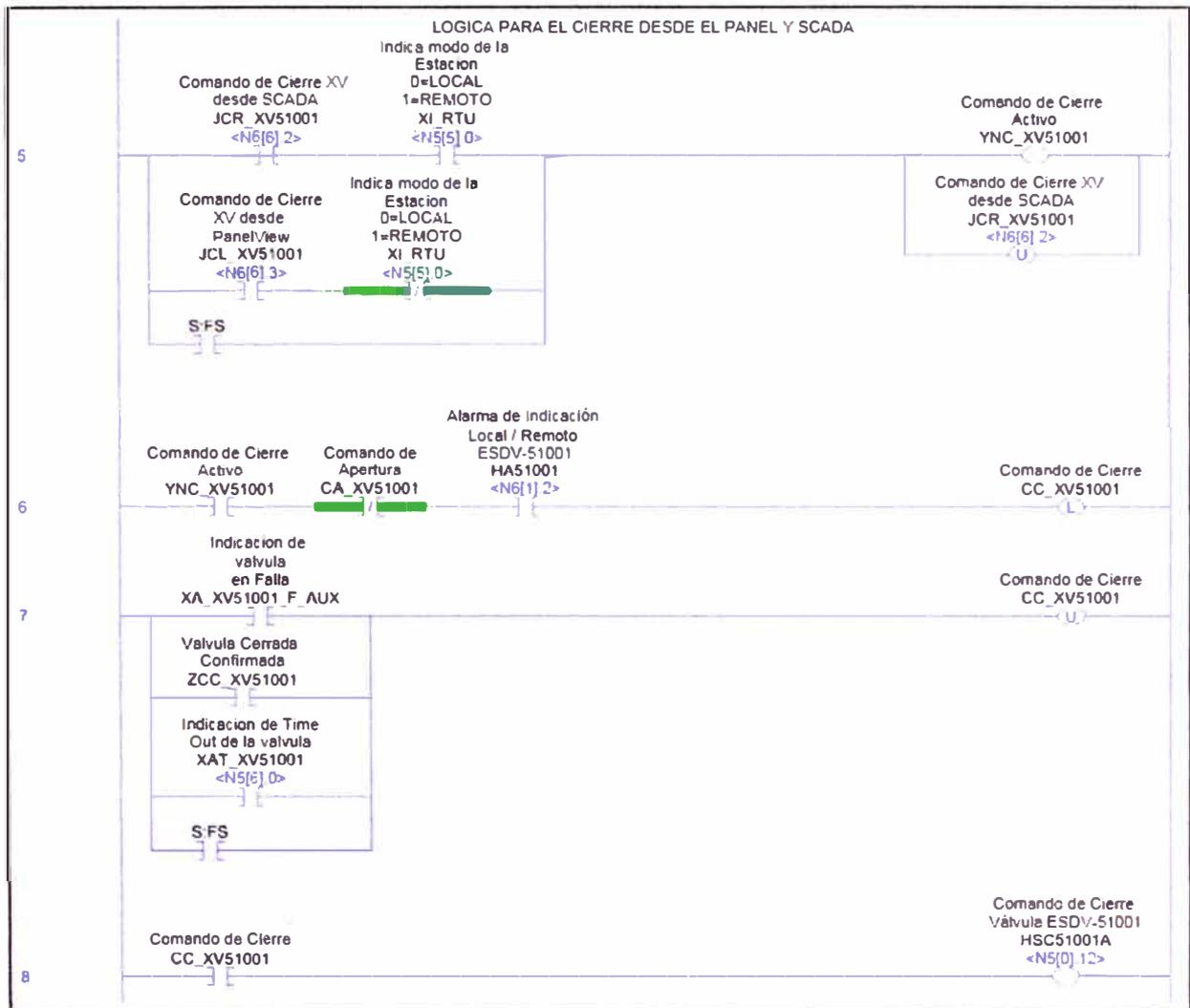


Figura 3.30 Programación de la lógica de cierre de la válvula ESDV-51001

c) Programación de la etapa de regulación:

Cada válvula de la segunda regulación de la ERP se controla por un bloque PID configurado en el PLC el cual se puede observar desde el sistema SCADA o del *PanelView*. El bloque PID se representa en la figura 3.31.

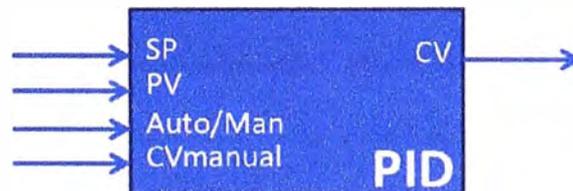


Figura 3.31 Representación de un bloque PID

Cada bloque PID tiene las siguientes entradas y salidas:

- CV (Variable de Control): % de apertura que el PLC le indica a la válvula.
- SP (*Setpoint*): Presión deseada post-regulación.
- PV (Variable del Proceso a controlar): Presión regulada = Transmisor activo de regulación.
- Auto/Man: En modo Automático controla la presión. En modo Manual CV = CVmanual.

- CVmanual: % de apertura que manualmente se configura, solo en modo Manual.

En el PLC la programación para las válvulas de la rama A de la etapa de regulación se muestra en la figura 3.31. La cual es idéntica también para la rama B. Asimismo cada bloque PID es igual configurado ya que el actuador de cada válvula es idéntico y la diferencia entre una válvula monitora es que falla en estado cerrado mientras que una válvula reguladora falla en estado abierto.

El módulo PID se configura con las recomendaciones del fabricante para las ganancias correspondientes. La ganancia derivativa es cero, mientras que la proporcional 5 y la integral 10.

Para la programación, orientada a la operación, esta etapa de regulación se debe a un modelo de sistema de asignación de *setpoint* neumático y se definen 3 tipos de *Setpoint* por cada modo (Primario, Stand-By, Mantenimiento) de cada válvula en función al *Setpoint* del *Skid*.

Asumiendo que el *Setpoint* del *Skid* es igual a SP1 entonces se definen los *setpoints* de acuerdo a la tabla 3.14.

Tabla 3.14 Asignación de SP en estado estacionario

Modo	SP de Válvula Reguladora	SP Válvula Monitora
Primario	SP1	SP1+2%SP1
StandBy	SP1-4%SP1	SP1+2%SP1
Mantenimiento	0	0

Por ejemplo, teniendo un SP1 = 65Barg. Los valores esperados en cada válvula son los que se muestran en la tabla 3.15.

Tabla 3.15 Ejemplo de asignación de SP en estado estacionario.

Modo	SP de Válvula Reguladora	SP Válvula Monitora
Primario	65	66.3
StandBy	62.4	66.3
Mantenimiento	0	0

c.1 *Setpoints* en Modo Mantenimiento

Además cuando un ramal está en modo Mantenimiento, después de estar completamente cerrado el operador puede ingresar manualmente un valor porcentual de apertura específico de cada válvula (monitora y reguladora) por separado, ya sea desde el sistema SCADA, o el *Panel View*.

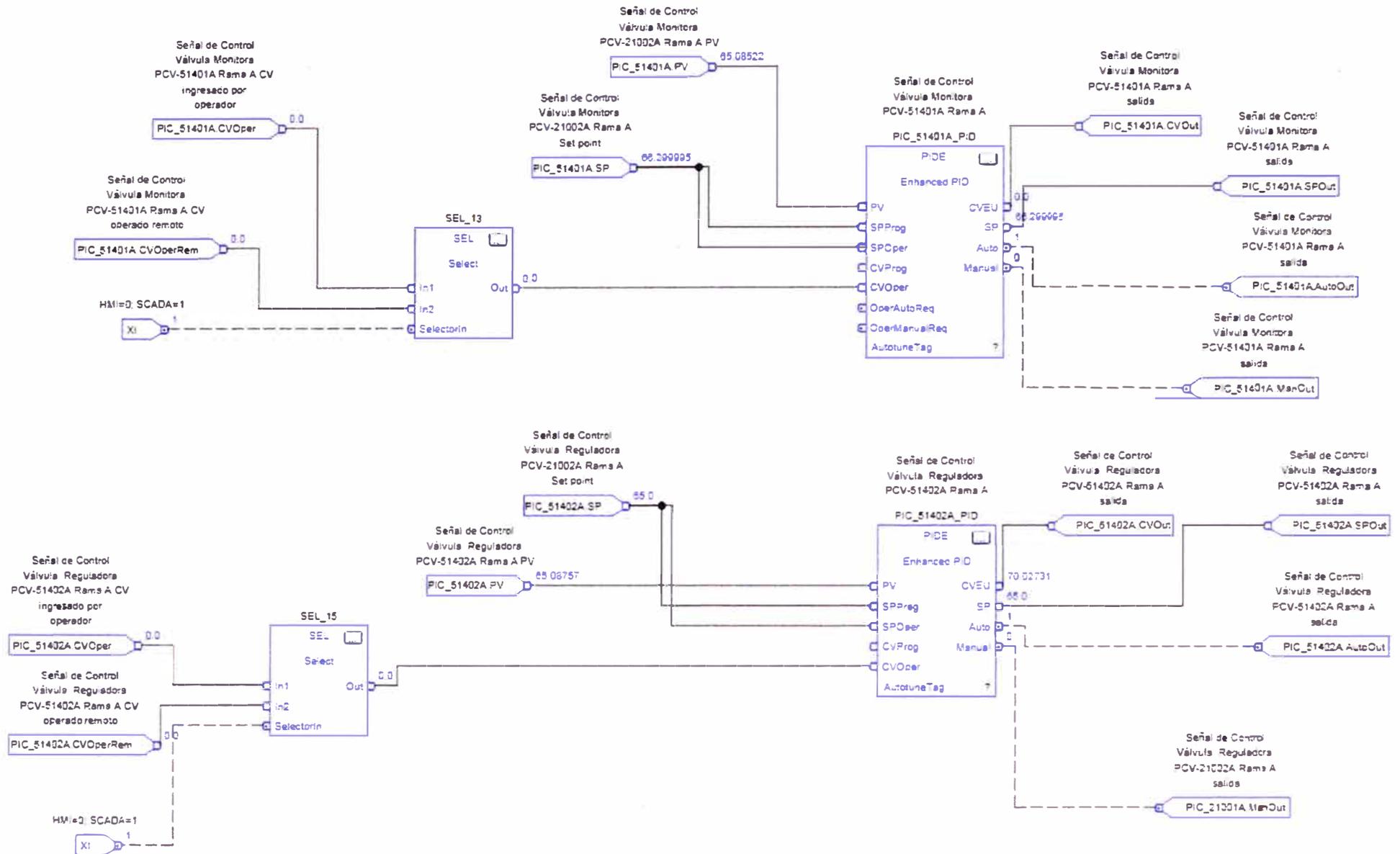


Figura 3.32 Bloque PID de la rama A de la etapa de Regulación

c.2 Transmisor Activo de Regulación

Mediante PLC se comparan los 4 transmisores postregulación y elige uno como la variable del proceso. De los transmisores validados el que tiene prioridad de que sea el transmisor activo es el del ramal en modo Primario. El transmisor Activo de Regulación también se muestra en la parte inferior izquierda de la pantalla asociada al *Skid*.

c.3 Cambio de Ramal

Cuando se realiza el cambio de ramal la lógica del PLC cumple con lo siguiente:

1. El SP de la válvula reguladora que ingresa como Primario deberá ser 1% mayor durante 60 segundos.
2. El SP de la válvula reguladora que sale de modo Primario a Mantenimiento o *StandBy* debe permanecer con el SP inicial por 60 segundos.
3. Con los 2 pasos iniciales se asegura que el ramal que ingresa como Primario asuma casi toda la carga de la 1ra Regulación.

Luego de 60 segundos ambas válvulas reguladoras deben de asumir el SP de acuerdo a la tabla 1. Las válvulas monitoras deben de asumir directamente el SP de acuerdo a la tabla 1. Pero se recomienda que cuando un ramal sale del modo Mantenimiento primero pase a *StandBy* y luego a Primario en una segunda asignación.

La programación de la asignación de SP así como la lógica de reasignación de SP por cambio de modo se observan en las figuras 3.33, 3.34, 3.35 para los modos Mantenimiento, *StandBy*, y Principal respectivamente de las válvulas monitora y reguladora del ramal A. La programación corresponde a las válvulas del ramal B de la etapa de regulación es igual a la de la rama A.

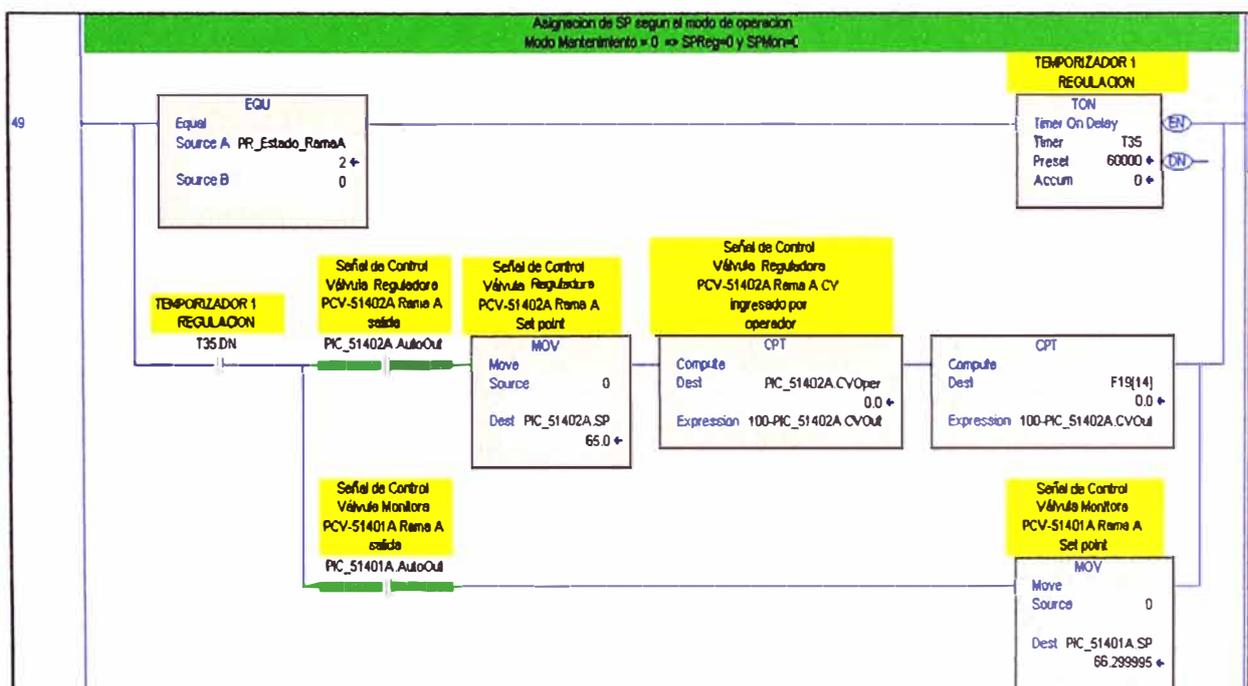


Figura 3.33 Asignación de SP en modo Mantenimiento a válvulas de rama A

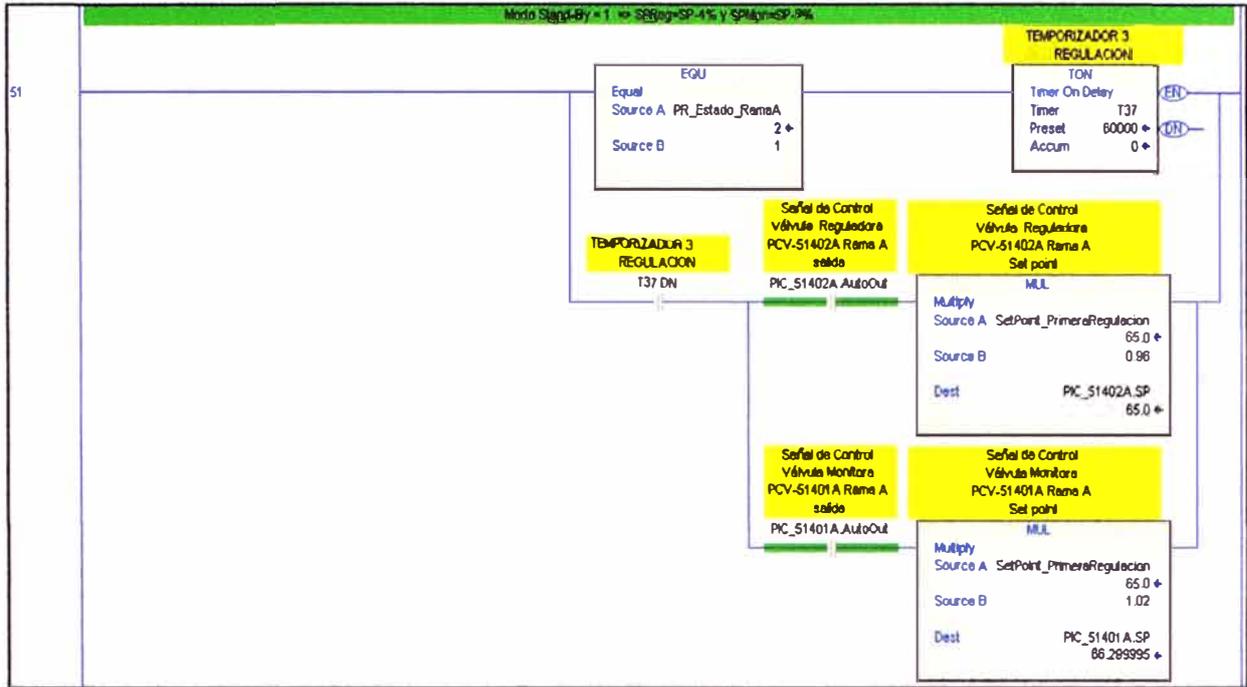


Figura 3.34 Asignación de SP en modo StandBy a válvulas de rama A

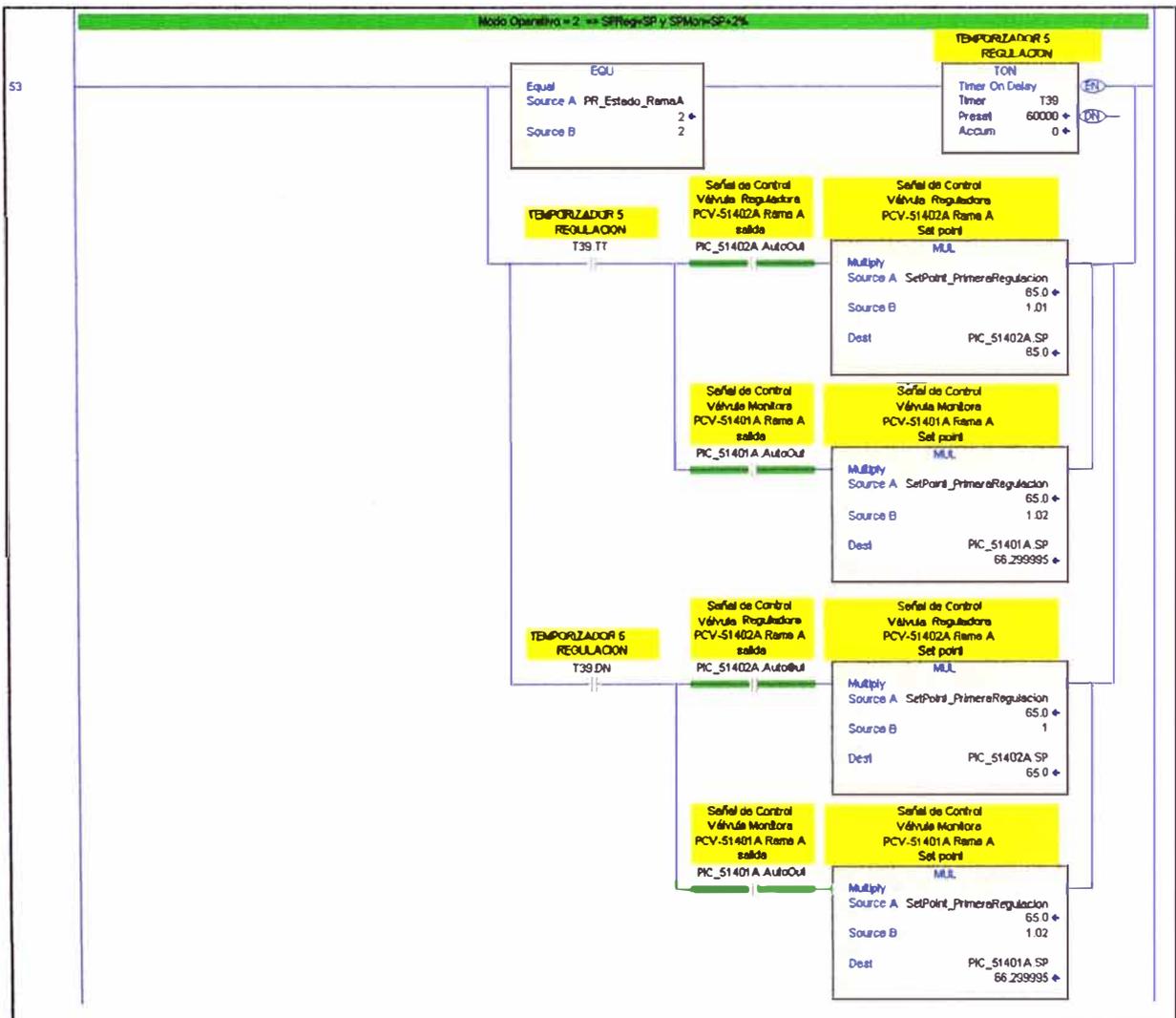


Figura 3.35 Asignación de SP en modo Primario a válvulas de rama A

3.3.3 Programación de PLC de RTU de Válvula de Servicio

Esta subsección se organiza en los siguientes puntos:

- Programación del ventilador del RTU.
- Programación del modo de RTU.
- Programación de la válvula de servicio.

a) Programación del ventilador del RTU

Para todos los RTU se ha programado la lógica de control de temperatura On-Off entre 35°C y 40°C, se observa en la figura 3.36 la implementación en el RTU de válvula de servicio.

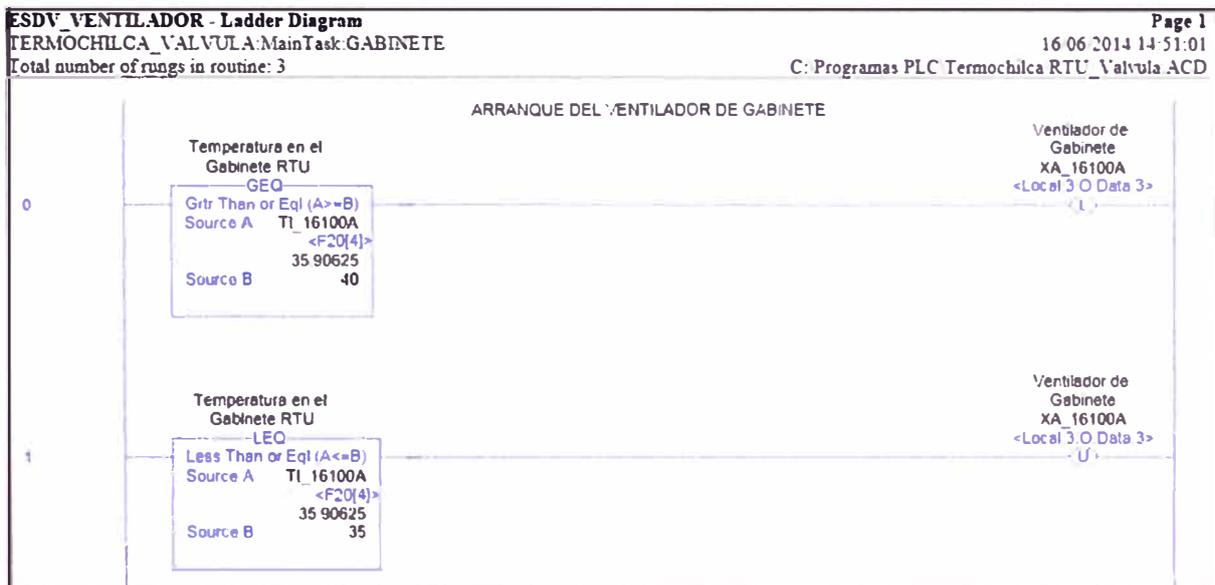


Figura 3.36 Lógica de encendido de ventilador del RTU

b) Programación del Modo del RTU

El RTU puede estar en modo LOCAL o REMOTO. Estando en modo local la válvula de servicio se puede operar mediante el *Panel View*, mientras que en modo remoto la operación (solo cierre de válvula) es desde el sistema SCADA.

La programación del modo del RTU es equivalente a la que se muestra en el RTU Principal de la sección 3.3.2.

c) Programación de la válvula de servicio

La programación de la lógica de apertura y cierre de la válvula de servicio XV-16100 es idéntica a la programación de la ESDV-51001 revisada en el punto 3.3.2.

3.3.4 Programación de PV del RTU Principal

Usando el *Factory Talk View Studio* se desarrolla el proyecto de desarrollo del *Panel View* (PV) del RTU Principal. Se obtiene como resultado la operación local de los subprocessos que el RTU controla.

Se muestra en esta parte los principales gráficos del PV de supervisión y control del proceso de forma local.

Esta subsección se organiza en los siguientes puntos:

- Barra de exploración y alarmas.
- Modo RTU.
- Señales de RTU.
- Pantallas de válvula de entrada, de filtros ciclónicos, de filtros separadores, de medición, de *bypass* de regulación y de regulación.
- Ventana emergente de control.

a) Barra de exploración y alarmas

La barra de exploración se muestra en la figura 3.37 permite visualizar todas las gráficas disponibles que se visualizaran en el sistema HMI. La tecla Menú [F1] permite desplazarse hasta la primera gráfica.

Las teclas Siguiente [F2] y Anterior [F3], permiten desplazarse por todas las gráficas disponibles. La tecla Alarmas [F4] desplaza a la gráfica que informa acerca de las alarmas ocurridas. La tecla Modo Control [F5] permite desplazar hacia la pantalla que permite seleccionar el modo de operación. Y el botón RTU [F6] permite observar el estado del RTU.

Menu [F1]	Siguiente [F2]	Anterior [F3]	Alarmas [F4]	Modo Control [F5]	RTU [F6]
---------------------	--------------------------	-------------------------	------------------------	-----------------------------	--------------------

Figura 3.37 Barra de exploración del PV del RTU Principal

Asimismo en la pantalla de alarmas mostrada en la figura 3.38 se puede ver todos los eventos que se han suscitado en los procesos, los cuales se deben considerar por los operadores durante la operación de la ERP.

Alarm time		Message	
A 6/14/2013 4 16 39 PM	Alarma de Rotura de Línea - Line Break ESDV-51001		
A 6/14/2013 4 16 35 PM	Alarma Muy Alta Presión Diferencial en Válvula ESDV-51001		
A 6/14/2013 4 16 32 PM	Alarma de Baja Presión de Gasoducto Válvula ESDV-51001		
A 6/14/2013 4 16 29 PM	Alarma de Muy Baja Presión Gas de Actuación Válvula ESDV-51001		
A 6/14/2013 4 16 12 PM	Alarma Nivel Alto del Tanque de Choque LS-51601		
A 6/14/2013 4 15 59 PM	Batería en descarga de cargador 1		
A 6/14/2013 4 15 32 PM	Interruptor de puerta de RTU		
A 6/14/2013 4 15 32 PM	Falla de línea de cargador 2		
A 6/14/2013 4 15 32 PM	Batería en descarga de cargador 2		
A 6/14/2013 4 15 32 PM	Falla de línea de cargador 1		

Ack Alarma	Silenciar Alarmas	▲	▲	▲	Estado Alarmas	Cerrar
Ack Todas	Borrar Todas	▼	▼	▼	Ordenar Alarmas	

Figura 3.38 Ventana de alarmas del PV del RTU Principal

b) Modo RTU

En la ventana emergente mostrada en la figura 3.39 se comanda el modo de la Estación. Esta ventana emergente muestra el modo de la estación LOCAL/ REMOTO, la comunicación y una alarma de Time Out. Cuando se transmite el comando de Local o Remoto, se espera que desde el sistema SCADA se envíe la confirmación.



Figura 3.39 Modo de RTU en PV de RTU Principal

c) Señales de RTU

En la gráfica mostrada en la figura 3.40 se observan las señales del RTU. Indica a que temperatura se encuentra el gabinete y el voltaje de las baterías. Cuando pasen al estado de alarma cambian según lo indicado.

- Puerta del Gabinete en RTU: Cerrado → Abierto.
- Falla de línea de cargador 1: Normal → Abierto.
- Batería en descarga de cargador 1: Normal → Abierto.
- Falla de línea de cargador 2: Normal → Abierto.
- Batería en descarga de cargador 2: Normal → Abierto.
- Ventilador de Gabinete: Encendido → Apagado.

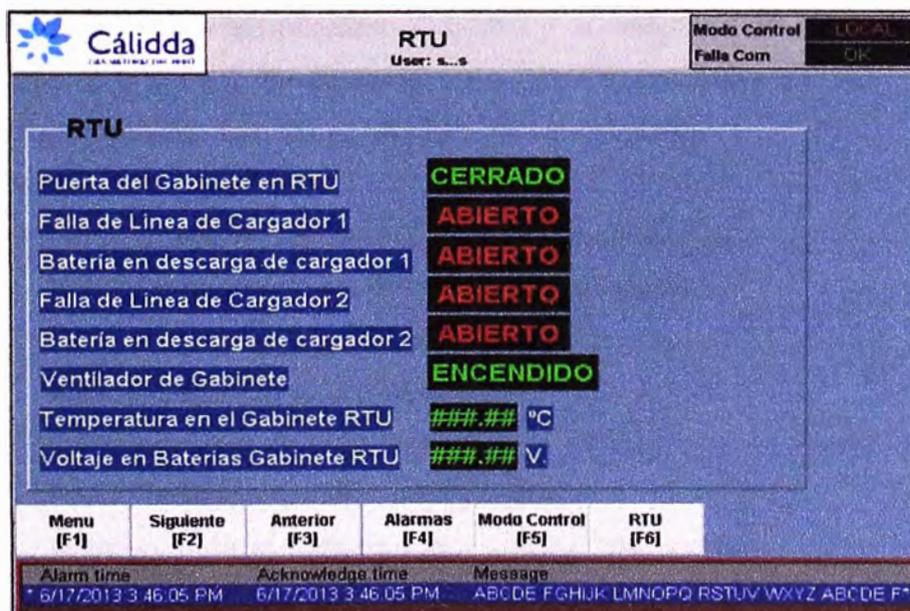


Figura 3.40 Señales del RTU Principal mostradas en el PV

d) Gráfica de válvula de entrada

La gráfica "Válvula de entrada" mostrada en la figura 3.41, muestra las válvulas Hot Tap XV-10702A, XV-10702B y la válvula ESDV-51001 con sus respectivas señales digitales. Aguas arriba de la válvula XV-10702A se encuentra el transmisor de temperatura TI-10702A y el transmisor de presión PI-10702A.

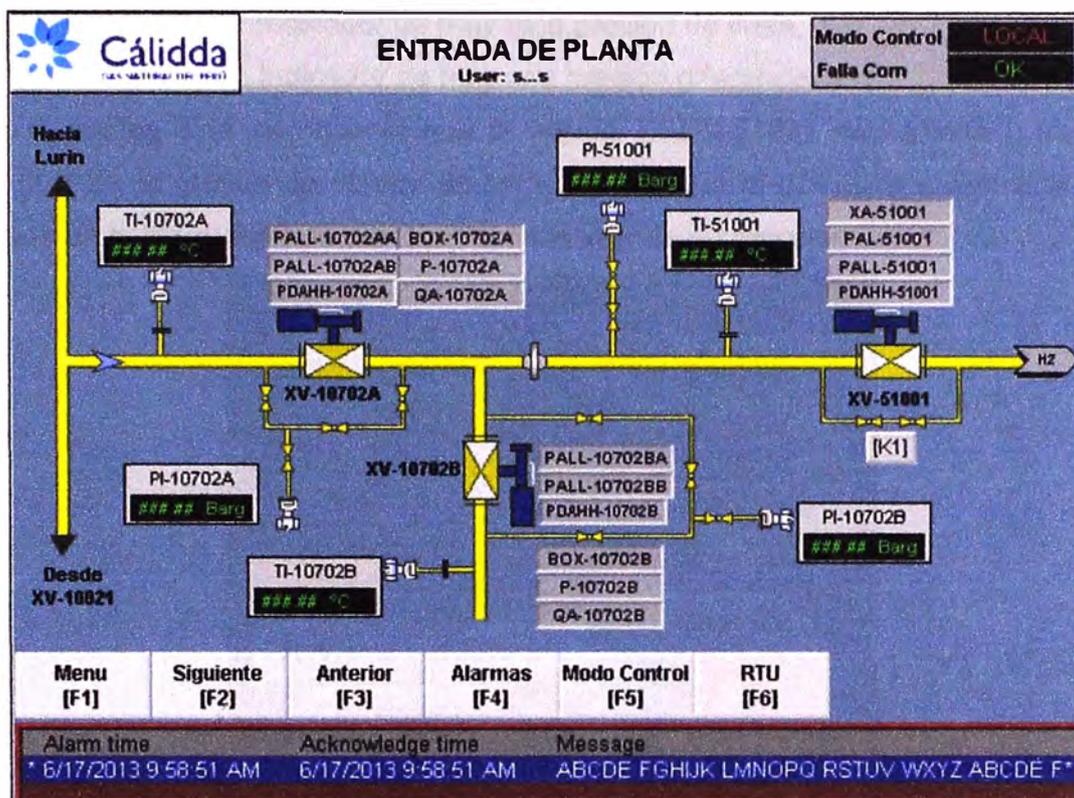


Figura 3.41 Válvula de Entrada

Aguas abajo de la válvula XV-10702B se encuentra el transmisor de temperatura TI-10702B y el transmisor de presión PI-10702B. Aguas abajo de la válvula ESDV-51001 se encuentra el transmisor de temperatura TI-51001 y el transmisor de presión PI-51001. Al presionar siguiente [F2] se dirige a la gráfica de Skid Filtros Ciclónicos.

Las válvulas contienen con las siguientes señales digitales:

- Para la válvula ESDV-51001:

- HSO: Comando de control de apertura de válvula.
- HSC: Comando de control de cierre de válvula.
- HA: Indicador de local remoto.
- XA: Indicador de rotura de línea.
- PAL: Indicador de baja presión.
- PALL: Indicador de muy baja presión.
- PDAHH: Indicador de muy alta presión diferencial.

- Para las válvulas XV-10702A Y XV-10702B

- ZSO: Estado Posición Válvula Abierta XV-10702A.

- ZSC: Estado Posición Válvula Cerrada XV-10702A.
- QA: Rotura de Línea NG en XV10702A.
- BOX: Caja de control de válvula
- P: Bomba manual.
- PALL-A: Indicador de muy baja presión de actuador.
- PALL-A: Indicador de muy baja presión de línea.
- PDAH: Indicador de muy alta presión diferencial.

En la gráfica 3.41 se observa que la válvula ESDV-51001 es llamada a través del botón [K1] de la gráfica de control de esta misma, que al activarse muestra la gráfica mostrada en la figura 3.42 para el control de la válvula en mención.

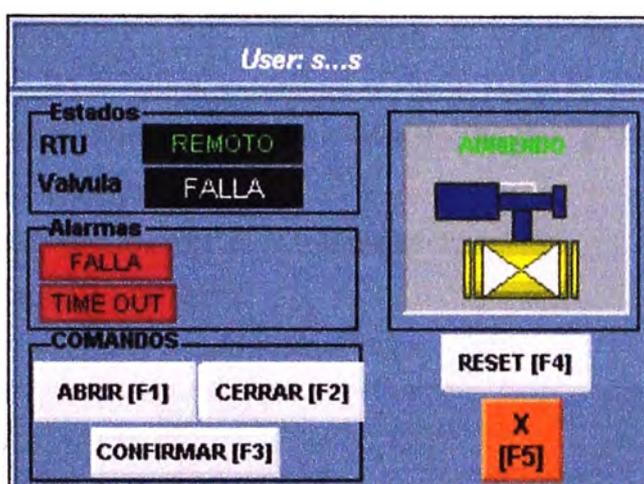


Figura 3.42 Ventana emergente control de válvula

Esta gráfica muestra el estado del RTU y la válvula. Para acceder al control de la válvula el estado del RTU debe ser LOCAL.

En esta gráfica también se puede observar las alarmas de la válvula tales como, Falla y *Timeout*.

Se ha colocado un botón de Reset [F4] para suprimir las fallas, y volver al control de la válvula desde el último estado en que se encontró; este botón solo se activa en caso de producirse una falla mecánica o un *Timeout*.

Además se presenta dos botones de control, Abrir y Cerrar. Para completar la acción de Abrir y Cerrar en campo, se debe activar en la opción Confirmar.

El botón Abrir y Cerrar se muestra deshabilitado si alguna de las siguientes señales se encuentra activada:

- Muy alta presión diferencial
- Muy baja presión
- Selector de Válvula
- Mal función

Esta gráfica es usada no solo por la válvula de ingreso ESDV-51001, sino también por

las válvulas XV-51101A (Válvula de *Bypass* de Filtro Ciclónico), XV-51101B (Válvula de Filtro Ciclónico FC-51101B), XV-51201A (Válvula del filtro separador PSV-51201A) y XV-51201B (Válvula del filtro separador PSV-51201B).

e) Gráfica *Skid* Filtros Ciclónicos

La gráfica del *skid* de filtros ciclónicos se muestra en la figura 3.43 y se conforma por dos ramas de distribución. Aguas arriba del *Skid* se encuentra el transmisor de presión PI-51101.

La primera rama (rama A) muestra una válvula XV-51101A con sus respectivas señales digitales, el diámetro de la tubería es de 6".

La segunda rama (rama B) muestra la válvula XV-51101B con sus respectivas señales digitales y el filtro FC-51101B que incluye un indicador de alto y bajo nivel de agua, como se muestra en la figura, siguiendo el ducto hacia la derecha se encuentra H5 y H6 que señala el ingreso hacia la pantalla "Filtro separador" y H4 que señala el ingreso hacia la pantalla "Tanque de choque".

Las válvulas cuentan con las siguientes señales digitales:

- PALL: Indicador de muy baja presión.
- PDAHH: Indicador de muy alta presión diferencial.

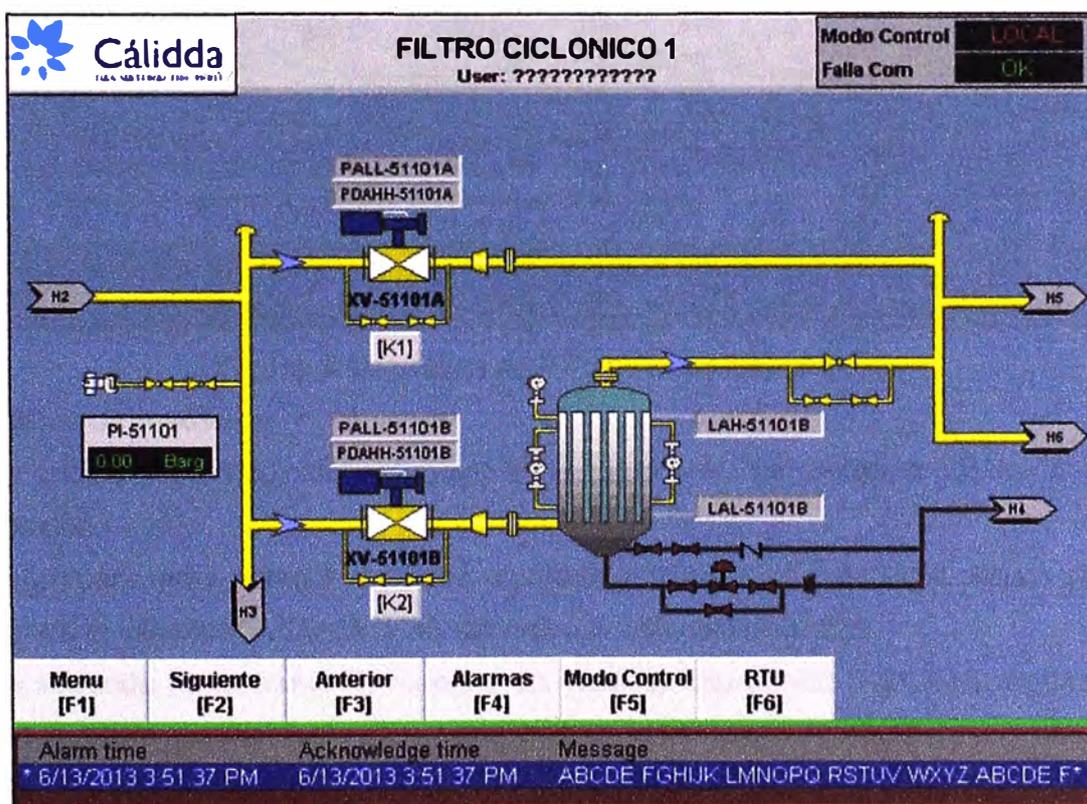


Figura 3.43 Gráfica de PV de Filtro Ciclónico

f) Gráfica *Skid* filtros Separador

La gráfica del *skid* de filtros separadores se muestra en la figura 3.44 y se conforma

por dos ramas de distribución. Aguas arriba de cada uno de los filtros se muestra una válvula XV con sus respectivas señales digitales.

Los filtros muestran Indicadores de nivel en cada extremo del equipo y un indicador de presión diferencial. Aguas arriba del *Skid* de regulación se encuentra el transmisor de presión PI-51201 y al final del *skid* se incorpora el indicador de presión PI-51202.

Las válvulas cuentan con las siguientes señales digitales:

- PALL: Indicador de muy baja presión.
- PDAH: Indicador de muy alta presión diferencial.

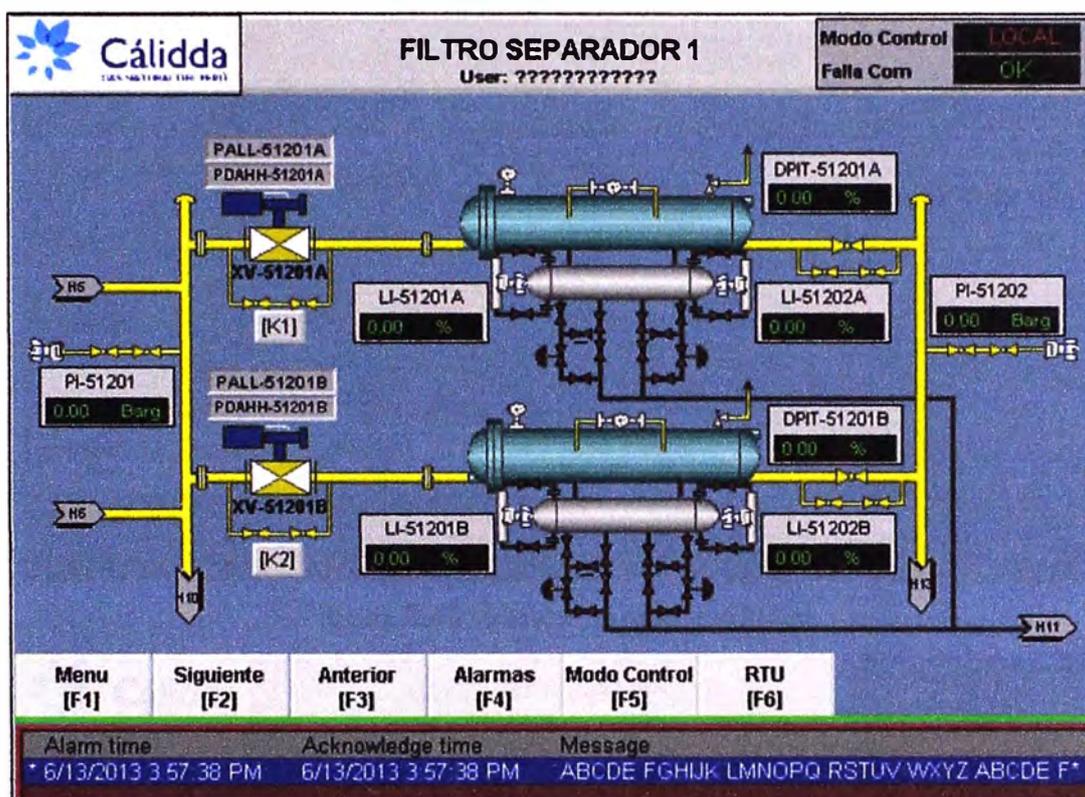


Figura 3.44 Gráfica de PV de Filtros Separadores

g) Gráfica de medición

La gráfica "Skid Medición" mostrada en la figura 3.45, se conforma por dos ramas de distribución.

La primera rama (rama A) muestra un medidor ultrasónico F-51301A. Aguas abajo se encuentra la válvula HV-5313A, y aguas arriba la válvula HV-5302A.

La segunda rama (rama B) muestra un medidor ultrasónico F-51301B. Aguas abajo se encuentra la válvula HV-5313B, y aguas arriba la válvula HV-5302B.

Siguiendo el ducto hacia la derecha el indicador H16 que direcciona hacia la gráfica *Bypass* Regulación.

h) Gráfica *bypass* regulación y regulación

En la gráfica de *Bypass* Regulación mostrada en la figura 3.46 contiene una rama con la válvula XV-51401 con sus respectivas señales digitales. Al finalizar el *Bypass* de

regulación se ubica al odorizador en color gris, el cual se aún no se ha puesto en marcha. Aguas abajo se encuentra el trasmisor de presión PI-51403 y el trasmisor de temperatura TI-51402. Siguiendo el ducto hacia la derecha la indicación H20 direcciona a la pantalla de válvula de servicio.

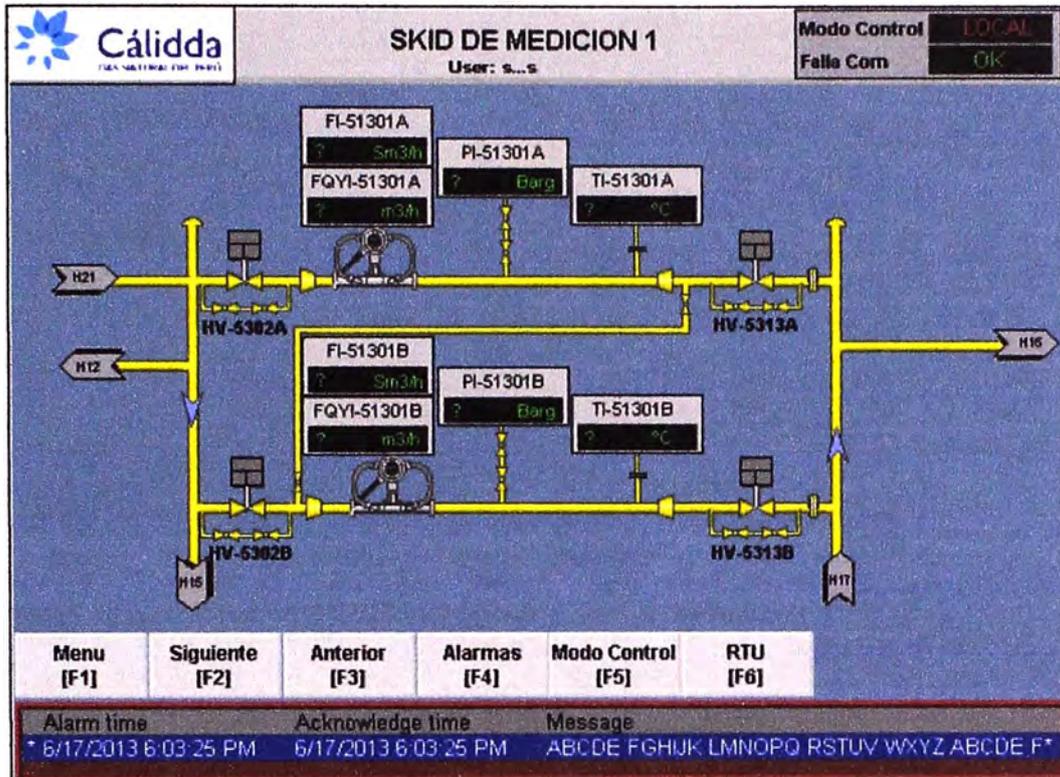


Figura 3.45 Gráfica de *skid* medición

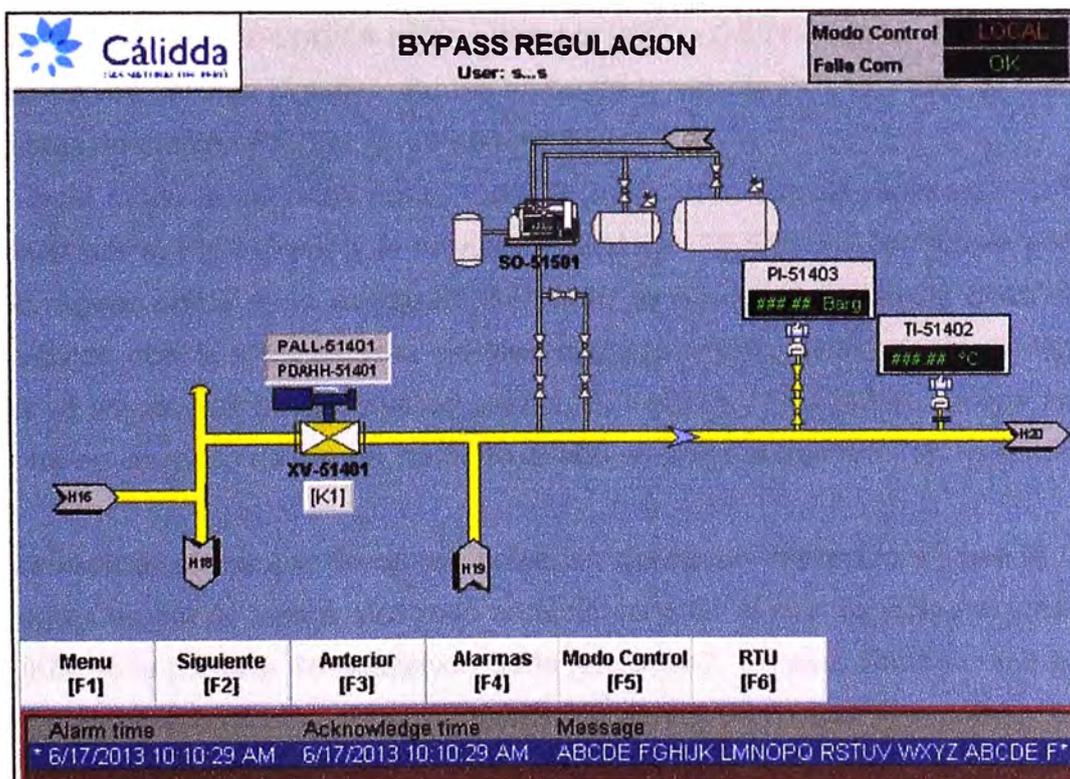


Figura 3.46 Gráfica de *bypass* de regulación

La pantalla “Regulación”, mostrada en la figura 3.47, está conformada por dos ramas de distribución.

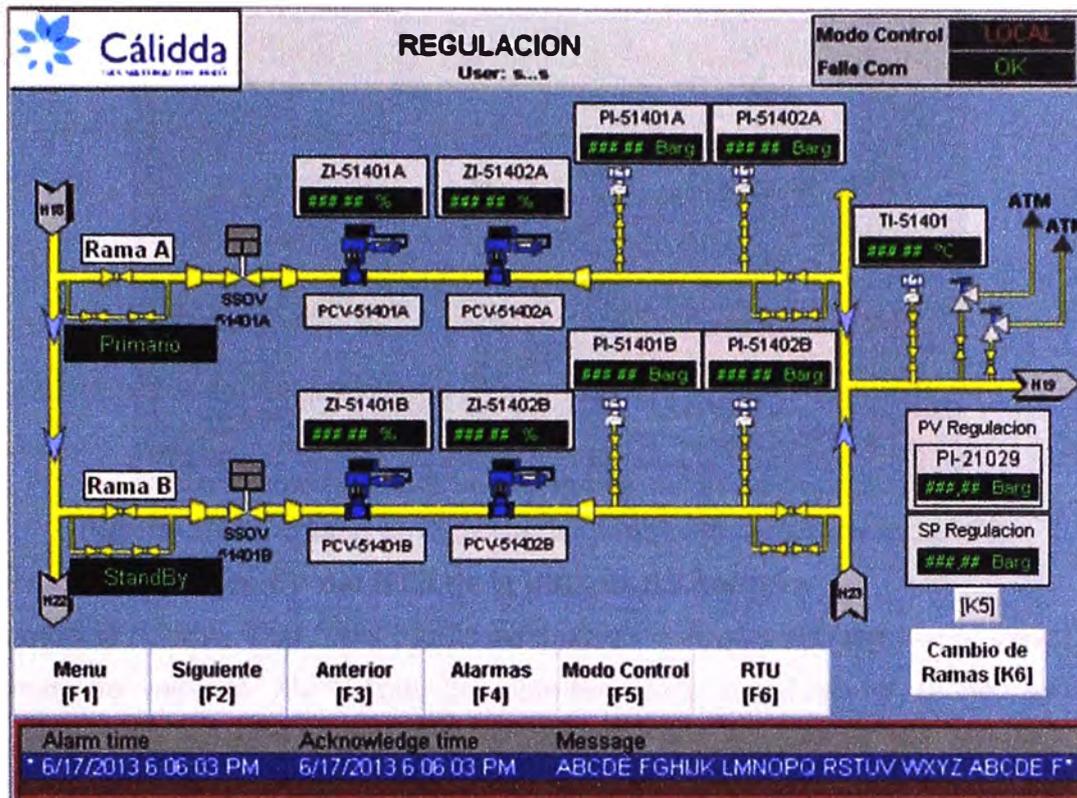


Figura 3.47 Gráfica de regulación

La primera rama (rama A) muestra la válvula monitora PCV51401A controlada por el PIC51401A y la válvula reguladora PCV51402A controlada por el PIC51402A. Aguas arriba de la válvula PCV-51401A se encuentra la válvula SS0V-51401A. Cada válvula con sus respectivas señales digitales. Aguas arriba de la válvula PCV-51402A se ubican dos transmisores de presión PI-51401A y PI-51402A.

De igual modo la segunda rama (rama B) muestra la válvula monitora PCV51001B controlada por el PIC51001B y la válvula reguladora PCV51002B controlada por el PIC 51002B. Aguas arriba de la válvula PCV-51401B se encuentra la válvula SS0V-51401B. Cada válvula con sus respectivas señales digitales. Aguas arriba de la válvula PCV-51402A se ubican dos transmisores de presión PI-51401A y PI-51402A. Ambas ramas se encuentra en un ducto de 10" de diámetro donde se ubica el indicador de temperatura TI-51401.

Para realizar el cambio de ramas entre las ramas en operación se usa la ventana emergente Cambio de ramas mostrado en la figura 3.48, el cual se activa al presionar el botón [K6] en la pantalla de regulación de la figura 3.47. En esta ventana emergente se puede observar que de elegir una asignación no posible se muestra un mensaje “Modo de asignación incorrecta”.

Además usando el botón [K5] se digita el valor de presión a regular por el skid de

regulación.



Figura 3.48 Ventana emergente de cambio de ramas de regulación

3.3.5 Programación de PV del RTU de la Válvula de Servicio

Usando el *Factory Talk View Studio* se desarrolla el proyecto del *Panel View* (PV) de la válvula de servicio XV-16100. Se obtiene como resultado el monitoreo de los transmisores de temperatura y presión, también se encuentran las alarmas de las válvulas las cuales cambian a un color intermitente cuando se activen; así como también las alarmas del gabinete, tal como se muestra en la figura 3.49.

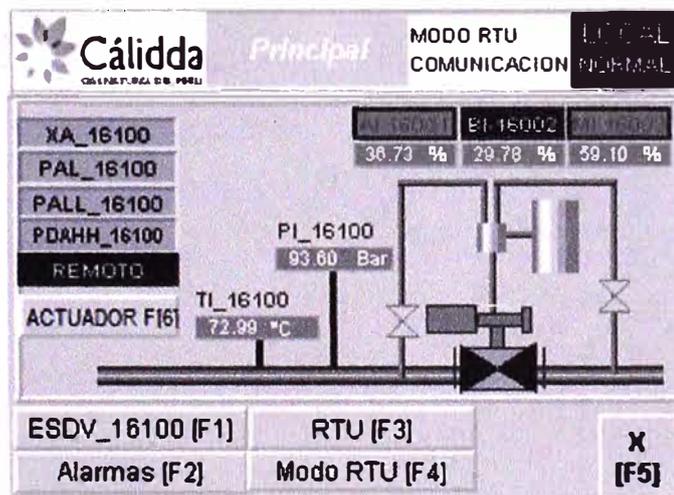


Figura 3.49 Gráfica de válvula de servicio en PV

En la figura 3.49 se observan las siguientes alarmas:

- Detector de Ruptura (XA_16100).
- Baja Presión (PAL_16100).
- Muy baja Presión (PALL_16100).
- Muy alta Presión Diferencial (PDAH_16100).
- Detector de gas %LEL (AI-16001)
- Detector de fuego (BI-16002)

- Detector de humo (MI-16003)

La animación del estado de la válvula se realiza usando el color blanco cuando esté abierta, en color negro cuando esté cerrado, en color gris cuando esté en tránsito.

En la parte inferior de la gráfica se observa los siguientes botones:

- ESDV_16100 [F1] para el control de dicha válvula.
- Alarmas [F2] desde donde se visualiza el historial de alarmas.
- Modo RTU [F3] se puede controlar el modo de la estación.
- RTU [F4] se visualiza el estado del gabinete de la Válvula XV.

Para acceder a la pantalla ESDV_16100, se presiona el botón F1 en la gráfica principal y se muestra la pantalla mediante la cual se puede operar la válvula de servicio, solo cuando el RTU esté en modo Local tal como se muestra en la figura 3.50. En esta figura la opción que se tiene habilitada es la de Abrir, ya que la válvula está cerrada y no tiene alarmas.

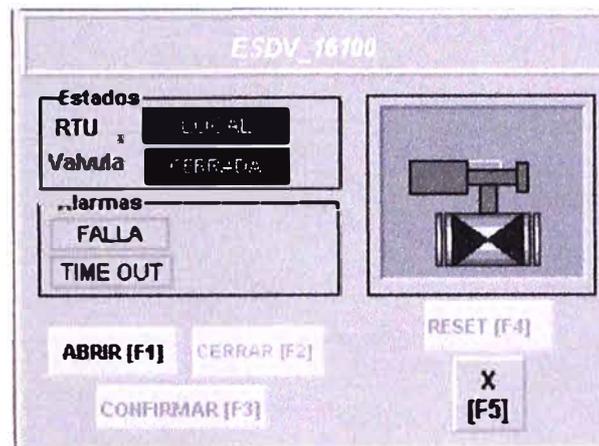


Figura 3.50 Pantalla ESDV_16100

A diferencia en la figura 3.51 se observa la válvula sin opción de abrir o cerrar ya que está la alarma de *TimeOut* activada que se restablece presionando el botón de Reset [F4].



Figura 3.51 Pantalla ESDV_16100 en alarma

La figura 3.51 muestra el estado del RTU y la válvula. Para acceder al control de la

válvula el estado del RTU debe ser LOCAL.

3.4 Pruebas y puesta en marcha

Para la realización de la puesta en marcha se realizan las pruebas sobre los componentes que el objetivo de este informe enmarca, es decir sobre los 3 RTU implementados, teniendo en cuenta que los componentes de la ERP han sido instalados correctamente (válvulas, tuberías, filtros, medidores, tubing e instrumentación).

La primera prueba a realizarse es la FAT (*Factory Acceptance Test*) de los 3 RTU que consiste en los controles de calidad que mediante ensayos, realiza Cálidda como dueño del proyecto o cliente, para verificar el cumplimiento de las especificaciones y desempeños de los equipos en las instalaciones del constructor de los RTU.

La segunda prueba a realizarse es la SAT (*Site Acceptance Test*) de los 3 RTU que consiste en los controles de calidad que mediante ensayos, que Cálidda realiza como dueño del proyecto o cliente, para verificar el cumplimiento de las especificaciones y desempeños del conjunto de los RTU ya terminados e instalados en la ERP. Son las pruebas previas a la entrega de las obras establecidas y forman parte de la etapa final de entrega del proyecto para su inicio de operación comercial.

3.4.1 Pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y en emplazamiento (SAT)

Las pruebas FAT y SAT se realizan sobre un protocolo de ensayos, el cual describe los requerimientos y procedimientos para las pruebas de los RTU y lógicas de control implementadas en el PLC para el proyecto en mención.

Los objetivos de estas pruebas son:

- Garantizar el cumplimiento de los requerimientos técnicos del proyecto, sobre el hardware y software.
- Realizar la detección de errores en los equipos y lógica de control.

Para la ejecución de estos ensayos se utilizaron los siguientes instrumentos:

- Laptop con las herramientas de software RSLogix5000, RSNetwork, RsLinx y Factory Talk.
- Laptop con simulador Modbus RTU / Modbus TCP/IP.
- Conversor de protocolo RS-232 a USB.
- Cables UTP necesarios.
- Calibrador de procesos 4-20mA.
- Herramientas de mano.

El control de no conformidades se realiza en todas las planillas de chequeo, en donde en la columna identificada con el título "Nº Referencia" se completa los siguientes criterios:

- Ok (check ✓): En caso que el equipo/señal/lazo verificado cumpla satisfactoriamente

los requerimientos de ingeniería.

- Nº de Referencia: Al detectar alguna anomalía en el ensayo, se coloca un número para identificar la no conformidad (NC). En caso de que existan grupos de señales que repitan la misma NC el número de NC es el mismo, así se utilizarían un solo informe de desviación para todas.

El tratamiento de las NC se detalla a continuación:

- Las incidencias de carácter técnico que surgen durante el desarrollo de las inspecciones y/o pruebas realizadas a los elementos que integran el sistema se registran en el informe de desviación.

- Las disconformidades se catalogan de acuerdo a las siguientes categorías:

- 0 – Informativa
- 1 – Desviación en Inspección/Prueba. Corregir después de finalizar la AT.
- 2 – Desviación en Inspección/Prueba. Corregir antes de finalizar la AT.
- 3 – Desviación en Inspección/Prueba. Corregir inmediatamente.

Los ensayos se dividen en 2 tipos:

- Ensayos sin tensión
- Ensayos con tensión

a) Ensayos sin tensión

Los ensayos sin tensión involucran la inspección visual de los elementos de los RTU y del conexionado de los mismos, acorde a una buena realización del cableado y rotulado de los componentes que integran los RTU así como la verificación que el hardware instalado en los RTU estén acorde a los planos Layout según correspondan.

Las listas de revisión verifican el correcto montaje de los siguientes tipos:

- Chasis/Banco y módulos de PLC.
- Borneras fronteras y protectores.
- Canaletas.
- Barras de puesta a tierra.
- Accesorios adicionales.

En las mismas listas se verifican el correcto cableado e identificación de los siguientes tipos:

- Distribución eléctrica de 24VDC y/o 220VAC.
- Señales digitales y analógicas de entrada y salida.

Los pasos previos de preparación es la verificación de que los gabinetes se encuentren sin tensión.

Procedimientos:

- Verificar que los elementos coincidan en marca y modelo con lo establecido en los

planos de Layout de cada RTU.

- Verificar que los elementos estén debidamente identificados y hayan sido montados conforme a lo establecido en los planos de Layout de cada RTU.
- Verificar que la sección y color de los cables estén de acuerdo con los establecidos en los planos de Diagrama Conexionado de Gabinete.

b) Ensayos con tensión

Los ensayos con tensión involucran la verificación de los conexionados de distribución eléctrica, el sistema puesta a tierra (PAT) y de entradas/salidas de los gabinetes acorde a los planos de Diagrama Conexionado de Gabinete.

b.1 Distribución Eléctrica

Propósito: Asegurar que los elementos que necesiten suministro eléctrico en 24 VDC o 220 VAC estén correctamente energizados.

Condiciones previas:

- El gabinete debe estar energizado.
- Disponer de un multímetro en la modalidad de voltímetro de continua, en rango no menor de 30VDC.

Procedimiento:

Verificación Distribución 220 VAC

1. Colocar el multímetro en el modo voltímetro AC.
2. Colocar el multímetro en el terminal positivo y el otro en el terminal negativo de los bornes según indica el documento los documentos de Reporte de ensayo FAT.
3. Verificar que los niveles de tensión alterna observados en los puntos de distribución de 220VAC sean correctos.
4. Registrar los valores en los documento de Reporte de ensayo FAT.

Cada medida debe ser de 220 +/- 5% VAC para considerarla correcta.

Verificación Distribución 24VDC

1. Colocar el multímetro en el modo voltímetro DC.
2. Colocar el multímetro en los terminales de los bornes según indique en los documentos de Reporte de ensayo FAT.
3. Verificará que los niveles de tensión continua observados en los puntos de distribución de 24 VDC sean correctos.
4. Registrar los valores en los documento de Reporte de ensayo FAT.

Cada medida será de 24 +/- 5% VDC para ser considerada correcta.

b.2 Fuentes de alimentación de PLC

Propósito: Verificar el correcto funcionamiento del Hardware.

Preparación: Lo siguiente.

- Haber verificado la distribución de 24DC y/o 220VAC.
- El gabinete no debe estar energizado.

Procedimiento:

1. Verificar si la fuente de poder está correctamente conectada.
2. Energizar el gabinete.
3. Activar las fuentes de alimentación desde su propio interruptor.
4. Verificar si el LED de POWER conmuta a color verde.
5. Verificar la conmutación de fuentes de alimentación redundantes (Si aplica).
6. Registrar lo observado en los documentos de Reporte de ensayo FAT.

b.3 Procesador

Propósito: Verificar que el procesador funcione correctamente.

Preparación

- El gabinete debe estar energizado.
- El chasis debe estar energizado.
- La laptop donde se ejecutará la aplicación de prueba deberá estar lista con:
 - RSLogix5000 instalado.
 - RSNetworkx instalado.
 - RSLinx instalado.
 - El programa de los PLC instalados.

Procedimientos:

1. Conectar el procesador a la laptop y ponerse en línea (ON LINE) a través de software Rslogix5000.
2. Verificar que el programa correspondiente al procesador esté descargado.
3. Conmutar a modo RUN.
4. Verificar que los procesadores no entren en falla cuando se conmuta modo PROG y se retorna a modo RUN.
5. Registrar lo observado en los documentos de Reporte de ensayo FAT.

b.4 Módulo Ethernet

Propósito: Verificar que el módulo Ethernet 1756-EN2T satisfaga los requerimientos de comunicación.

Preparación: El gabinete debe estar energizado

Procedimientos:

ControlLogix (según aplique)

1. Energizar el chasis donde se encuentra el módulo Ethernet.
2. Verificar que los LEDs y el display alfanumérico esten energizados. El display debe mostrar en forma cíclica los siguientes estados: "TEST" – PASS – OK – REV *z.zz**

donde “*z*” es el número de revisión del firmware instalado en la tarjeta. Después el display indicará entre “OK” y la dirección Ethernet/IP asignada. Los LEDs NET, LINK y OK estén en color e indiquen los estados de la Red Ethernet, comunicación y módulo respectivamente.

3. Verificar que las direcciones IP de los módulos sean las asignadas.
4. Registrar los valores en los documentos de Reporte de ensayo FAT.

CompacLogix (según aplique)

1. Energizar el banco Compactlogix.
2. Verificar que el LED MS esté en color verde, que indica que el puerto Ethernet está operando correctamente
3. Verificar que la dirección IP esté asignada.
4. Registrar los valores en los documentos de Reporte de ensayo FAT.

b.5 Accesorios

Propósito: Verificar que el correcto funcionamiento de los accesorios de los gabinetes.

Preparación: El gabinete debe estar energizado.

Procedimiento:

1. Verificar el encendido de las luminarias al abrir la puerta de los gabinetes.
2. Verificar el funcionamiento del interruptor de puerta de los gabinetes.
3. Verificar la activación de los ventiladores.
4. Verificar que se encuentre con un porta planos instalado en la puerta de los gabinetes.
5. Verificar el aislamiento y separación de las barras respecto de tierra.
6. Registrar lo observado en los documentos de Reporte de ensayo FAT.

b.6 Redundancia de procesador

Propósito: Verificar que el sistema de redundancia de procesador trabaja adecuadamente frente a posibles anomalías que puedan afectar al procesador primario. Tener en cuenta que no todos los gabinetes poseen una arquitectura de redundancia de procesador, por lo tanto este punto solo aplica a los gabinetes que lo contengan acorde al reporte de ensayo FAT correspondiente a cada estación.

Preparación:

- El gabinete debe estar energizado.
- Los módulos deberán estar con el firmware correcto para redundancia.
- La red ControlNet debe estar configurada.
- El programa debe estar descargado al PLC.

Procedimiento:

1. Verificar que tanto el chasis primario y chasis secundario estén energizados y

sincronizados.

2. Desenergizar el chasis primario.
3. Verificar que el chasis secundario conmuta al estado primario (PRIM) evitando la pérdida de control sobre la planta.
4. Energizar nuevamente el chasis que se desenergizó y verificar que el procesador toma el estado de secundario y vuelve a estar sincronizado con el otro chasis (SYNC)
5. Repetir los cuatro pasos anteriores para el chasis secundario.

b.7 Red ControlNet

Propósito: Verificar que los módulos ControlNet 1756-CN2R están configurados correctamente así como la instalación de la red física.

Preparación:

1. El gabinete debe estar energizado.
2. Los módulos deben estar con el firmware correcto.
3. La red ControlNet debe estar configurada.
4. Los cables ControlNet deben presentar en cada extremo una resistencia de 75Ohms.
5. El programa debe estar grabado en el PLC.

Procedimiento:

1. Verificar en los LEDs de estado y OK de cada módulo ControlNet estén en color verde lo que indica que los módulos funcionan apropiadamente.
2. Verificar que en la pantalla del RSWho aparecen todos los módulos insertados en sus correspondientes chasis locales.
3. Verificar la redundancia del medio físico coaxial para la red ControlNet mediante la desconexión del medio A y verificar que el control de planta no se desactive cuando uno de los dos medios físicos se desconecta.

b.8 Inspección de lazos

Propósito: Verificar el correcto funcionamiento de todos los canales de los módulos de entrada/salida del PLC (con los instrumentos instalados en campo para las pruebas SAT).

Preparación:

- El gabinete debe estar con tensión.
- Disponer de un simulador de lazo 4-20mA (prueba FAT)
- Verificar la correcta conexión de los instrumentos de campo a los bornes del RTU (prueba SAT)
- Conectar la notebook de configuración en línea con los PLC para monitorear las señales en los módulos, previamente habiendo descargado el programa del PLC.

Procedimientos:

Verificación de Entradas Analógicas

1. Conectar la fuente generadora de corriente a los bornes correspondientes a cada señal y generar 4mA, 12mA, 16mA y 20mA.
2. Verificar que el registro del PLC tome consecutivamente los valores correspondientes al 0%, 50%, 75% y 100% en las unidades de ingeniería definidas en el canal.

Verificación de Salidas Analógicas

1. Verificar que se cumplan las condiciones generales descritas en la sección Preparación.
2. Conectar el multímetro en los bornes correspondientes a cada señal.
3. Ingresar en el registro del PLC consecutivamente los valores correspondientes al 0%, 50%, 75% y 100%.
4. Verificar que se generen en el multímetro 4mA, 12mA, 16mA y 20mA.

Verificación de Entradas Digitales

1. Verificar que se cumplan las condiciones generales descritas en la sección Preparación.
2. Forzar desde cada uno de los canales de las borneras fronteras correspondientes a las señales de campo y verificar que display del módulo y/o el software con configuración del PLC detecte el cambio.

Verificación de Salidas Digitales

1. Verificar que se cumplan las condiciones generales descritas en la sección Preparación.
2. Forzar desde el software RSLogix 5000 cada una de las salidas digitales.
3. Verificar que en la bornera correspondiente se obtiene un valor de aproximadamente 24Vdc mediante un multímetro.

Verificación de Módulo de Contador de Pulsos

1. Se realimentará una salida digital a la entrada de uno de los canales del módulo contador de pulsos.
2. Se generará un tren de pulsos mediante una lógica de prueba mediante el canal del módulo de salida digital seleccionado en el paso 1.
3. Se verifica la cuenta del módulo contador de pulsos a través del RSLogix 5000.

b.9 Lógica de proceso

Propósito: Verificar que las lógicas de control correspondan con lo establecido en la metodología de control emitidas por el cliente y su correcta visualización en el panel de operador según corresponda.

Preparación:

- El gabinete debe estar energizado.
- El procesador y panel de operador deben tener las aplicaciones ejecutándose.

- Disponer de la instrumentación necesaria para la simulación del campo.

Documento de registro (según aplique):

Procedimiento:

1. Verificar el arranque y parada de cada bomba y/o válvulas desde el panel de operador.
2. Verificar las secuencias automáticas relacionadas al proceso.
3. Verificar el funcionamiento del PID.
4. Verificar los escenarios de ESD.

b.10 Panel de operador

En esta sección se describe el procedimiento para verificar la definición y animación de los gráficos y objetos que se muestran durante la exploración entre las ventanas gráficas del Panel de operador para el control local de la planta. No todos los gabinetes incorporan *Panel View*, por lo tanto este punto solo aplica a los gabinetes que lo contengan acorde al reporte de ensayo FAT correspondiente a cada estación.

Propósito:

- Verificar que la resolución de los objetos y gráficos sea la adecuada para una correcta operación del *Panel View*.
- Verificar que las conexiones entre gráficos sean los correctos.
- Verificar que el P&ID esté acorde a lo plasmado en el plano P&ID entregado por el cliente.
- Verificar los botones de comandos estén correctamente enlazados con las teclas de función.

Preparación:

- El gabinete debe estar energizado.
- El procesador y panel de operador deben contener la aplicación ejecutándose.
- Disponer de la instrumentación necesaria para la simulación del campo.

Procedimiento:

1. Desde la pantalla principal verificar el sistema de login, ingresando el usuario y contraseña.
2. Verificar la aparición de los botones de exploración.
3. Explorar mediante de las gráficas usando los botones de enlace.
4. Verificar que el diseño de las pantallas esté acorde al P&ID.

CAPÍTULO IV INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA

En este capítulo se explica el establecimiento de la comunicación e integración al sistema de distribución de Lima y Callao de la ERM (Estación de regulación y medición) asociada a la central térmica.

4.1 Sistema de comunicación

El sistema de comunicaciones de Cálidda se puede clasificar de acuerdo del medio por el cual se realiza la integración de las estaciones de gas con los 2 *sites* de control con los que cuenta Cálidda (San Borja y Lurín).

En la figura 4.1 se observa la arquitectura de la red del sistema SCADA con los dos *sites* mencionados así como las comunicaciones de Cálidda. Se aprecia que las estaciones de gas de los distritos de Lima y Callao se comunican mediante de un anillo SDH sobre fibra óptica usando multiplexores UMUX1500 de la marca Keymile. Así mismo los clientes de Chilca están integrados a través de enlaces contratados como es el caso de Termochilca.

Para explicar el funcionamiento de la solución para la integración de la red de Termochilca (100.36.10.0/24) considerar que los firewalls FW1 y FW2 funcionan en alta disponibilidad, esto quiere decir que a pesar de tener direcciones IP independientes, de forma lógica funciona con la IP del FW1, lo cual se representa en la figura 4.2.

En la figura 4.2 se describe la configuración IP, máscara y puerta de enlace (Gateway – GW) de los dispositivos de la red de Termochilca, *Site* San Borja y *Site* Lurín.

El proveedor debe publicar en sus redes las redes internas de los *Site* San Borja (100.16.10.0/24) y Lurín (100.11.10.0/24) a través de la IP externa del FW1 (100.190.10.1/24).

El FW1 debe declarar la red de Termochilca (100.36.10.0/24) mediante la dirección IP del *router* del proveedor instalado en San Borja (100.190.10.121/24).

Además el FW1 realiza la conversión de direcciones IP (Nat) de la red de Termochilca a la red Inside (100.17.0.0/16) intermedia entre el FW1 y el *router* RTR1 (100.36.10.x/24 →NAT→100.17.36.x/16), según se muestra en la figura 4.2.

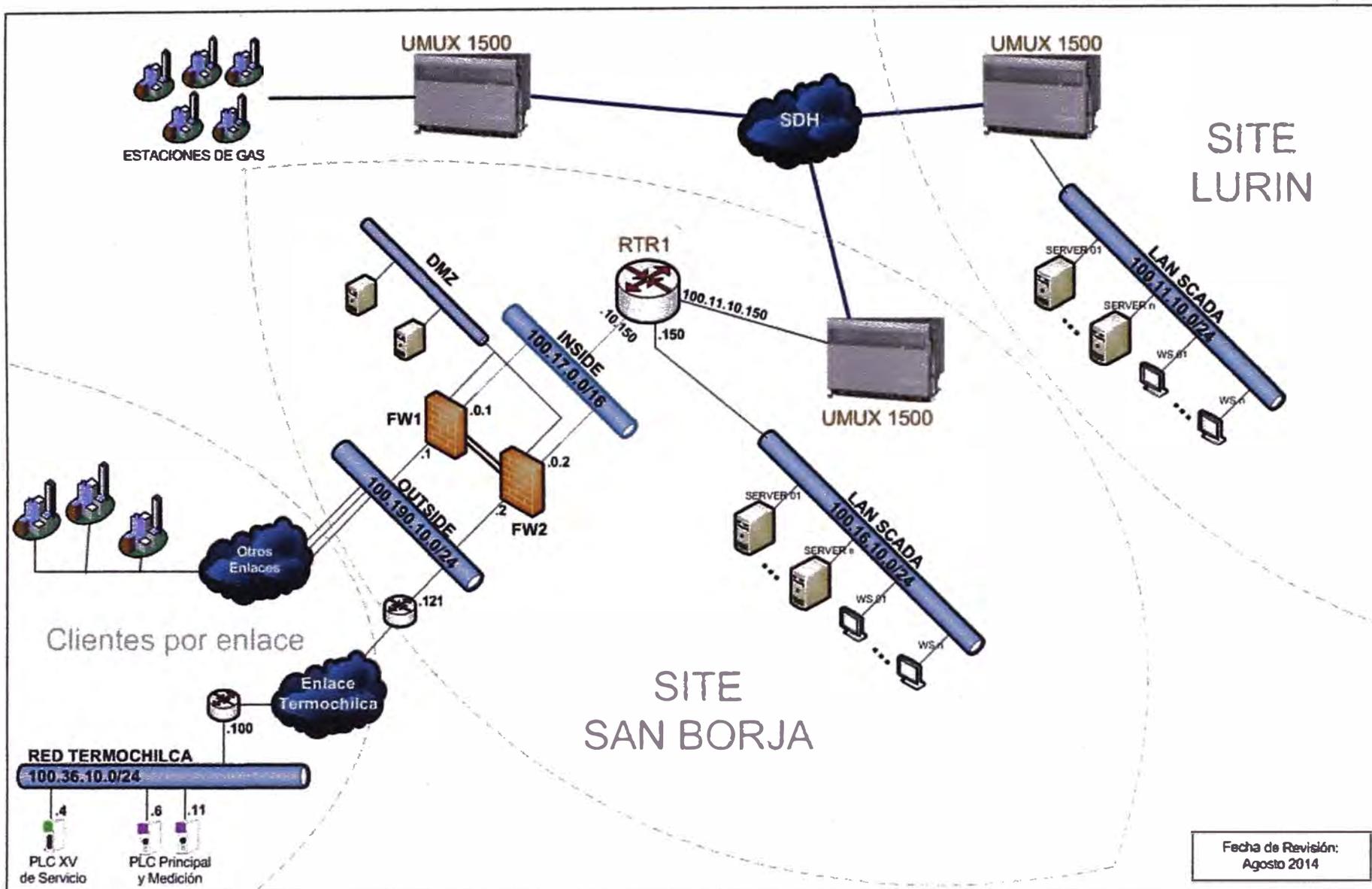


Figura 4.1 Arquitectura de red del sistema SCADA

- En el Firewall se realizan 2 operaciones:
1. Se declara que la red 100.36.10.0/24 se encuentra a través de la dirección 100.190.10.121 (Router del proveedor)
 2. Se Natea las direcciones desde la red 100.36.10.0/24 hacia la red 100.17.0.0/16.

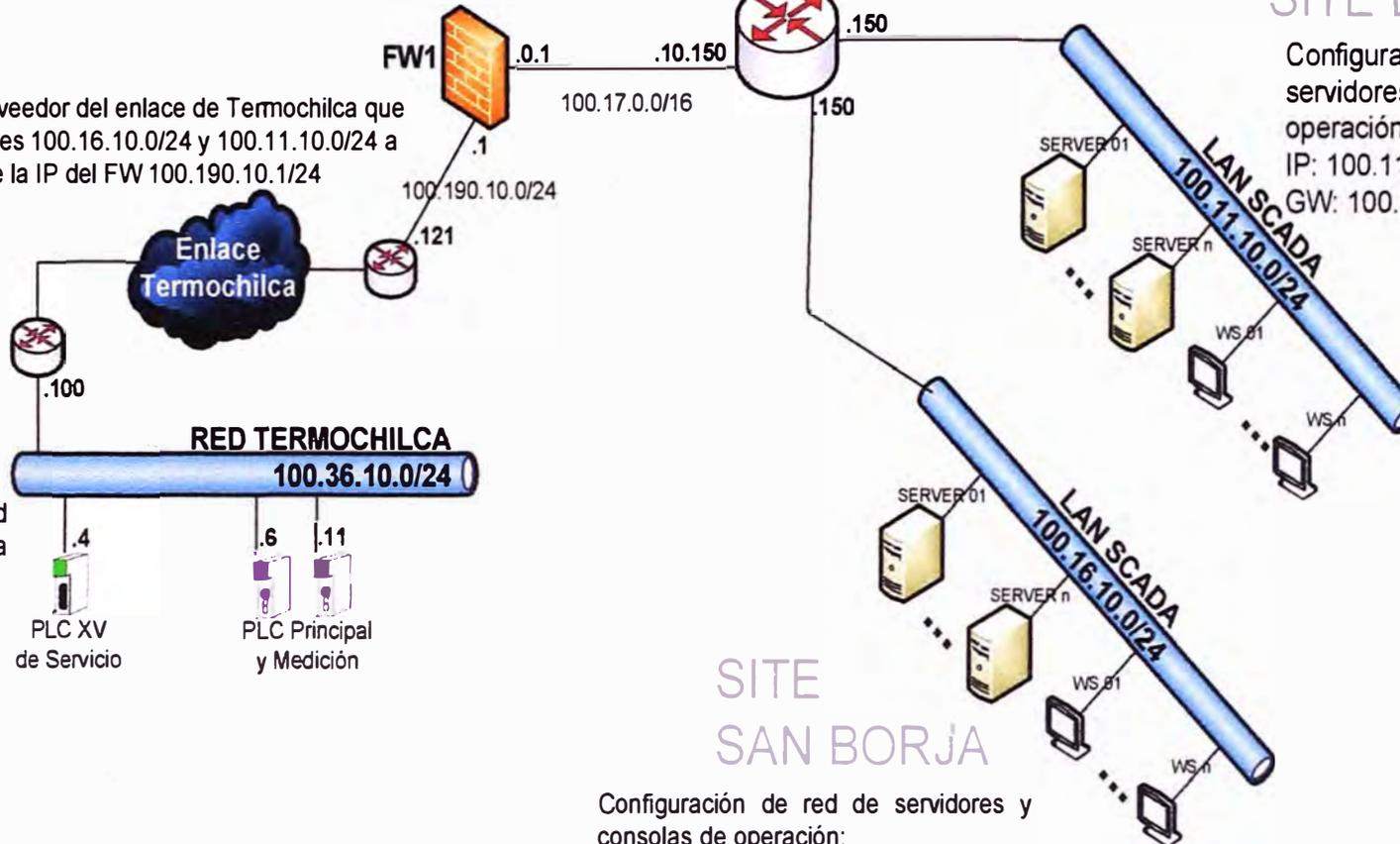
Solo realiza el ruteo y conoce las 3 redes que tiene contiguas.

RTR1

SITE LURIN

Configuración de red de servidores y consolas de operación:
IP: 100.11.10.x/24
GW: 100.11.10.150

Se le pide al proveedor del enlace de Termochilca que publique las redes 100.16.10.0/24 y 100.11.10.0/24 a través de la IP del FW 100.190.10.1/24



Configuración de red de los dispositivos en la Red de Termochilca:
IP: 100.36.10.x/24
GW: 100.36.10.100

PLC XV de Servicio

PLC Principal y Medición

SITE SAN BORJA

Configuración de red de servidores y consolas de operación:
IP: 100.16.10.x/24
GW: 100.16.10.150

Figura 4.2 Diagrama lógico 1 de la solución de integración de la red de Termochilca

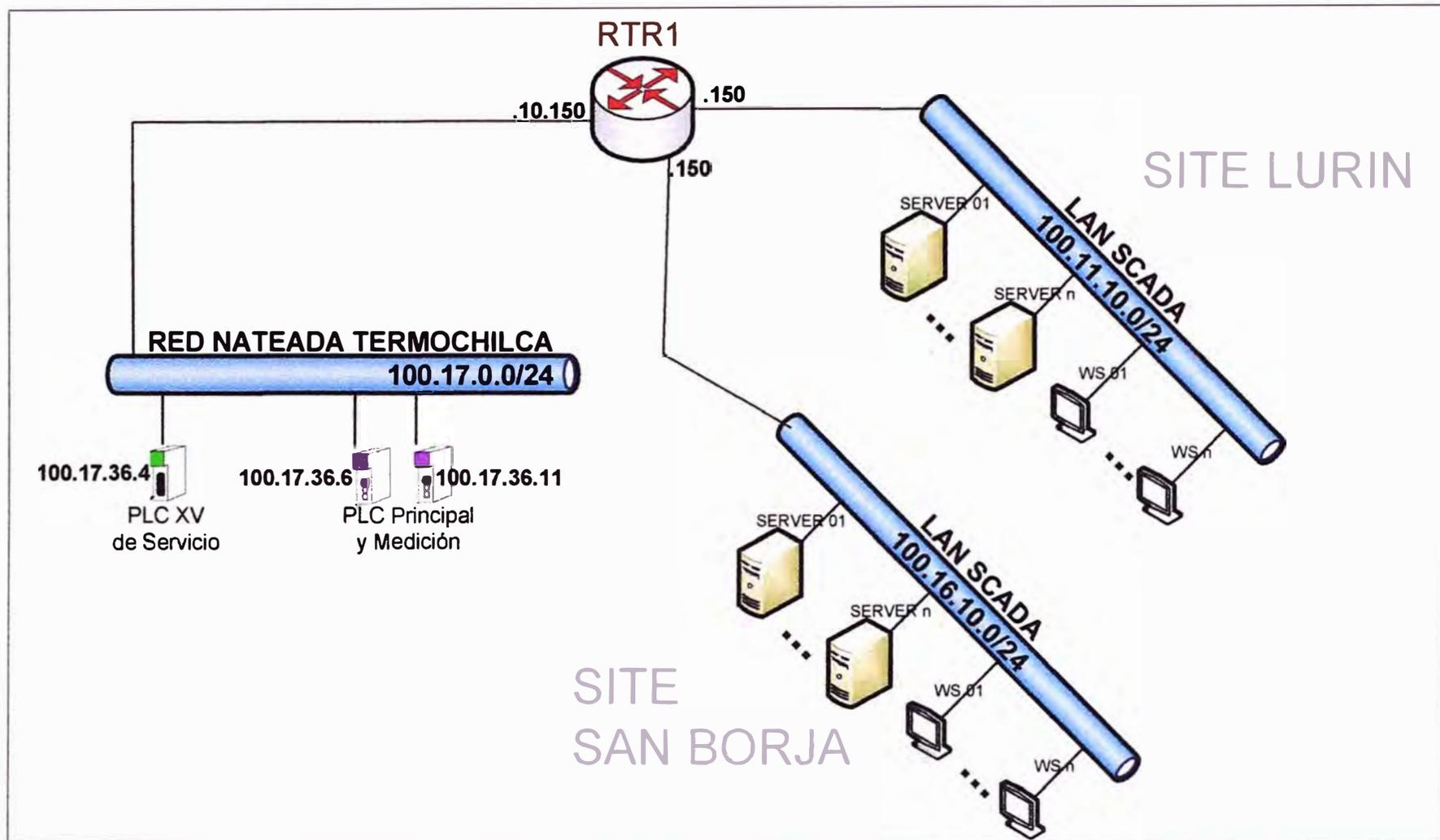


Figura 4.3 Diagrama lógico 2 de la solución de integración de la red de Termochilca

Con el trabajo realizado por el FW1 se obtiene un diagrama lógico de como los *sites* de San Borja y Lurín perciben la red de Termochilca, como se visualiza en la figura 4.3. El *router* RTR1 realiza el enrutamiento solo en las 3 redes que conoce.

4.2 Sistema SCADA

De lo explicado en el sistema de comunicaciones se resume en la tabla R1 de direcciones IP del proyecto que se debe de considerar para la integración al sistema SCADA.

Tabla 4.1 Tabla de direcciones IP del proyecto

#	Equipo	IP	IP Nateada	Ubicación
1	Router Enlace en San Borja	100.190.10.1	100.17.36.200	San Borja
2	Router Enlace en Termochilca	100.36.1.100	100.17.36.100	ERM
3	PLC Principal - Eth1	100.36.1.11	100.17.36.11	RTU Principal
4	PLC Principal - Eth 2	100.36.1.12	100.17.36.12	RTU Principal
5	PLC Medición	100.36.1.6	100.17.36.6	RTU Medición
6	Computador de Flujo	100.36.1.2	100.17.36.2	RTU XV de Servicio
7	PLC Válvula de servicio	100.36.1.4	100.17.36.4	RTU XV de Servicio

Para el desarrollo del proyecto en el sistema SCADA se consideran las direcciones convertidas (Nateadas) de la tabla R1 y se realizan los siguientes pasos:

- Creación de conexiones
- Creación de remotas y asociación conexión-remota
- Creación de señales (analógicas, digitales y "rate")
- Creación y difusión de gráficos
- Pruebas del sistema

a) Creación de conexiones.

La creación de las conexiones se realizan utilizando el Editor avanzado de base de datos (ADE - Advanced Database Editor) del sistema SCADA y consiste en declarar las direcciones IP de los tres PLC y la del computador de flujo.

En la figura 4.4 se observa configuración de la conexión del PLC Principal en el cual se configura el protocolo con el que va a operar la remota (CIP) y la IP y puerto asociado.

El protocolo con el que operan los tres PLC es CIP mientras que el protocolo con el que opera el computador de flujo es Modbus.

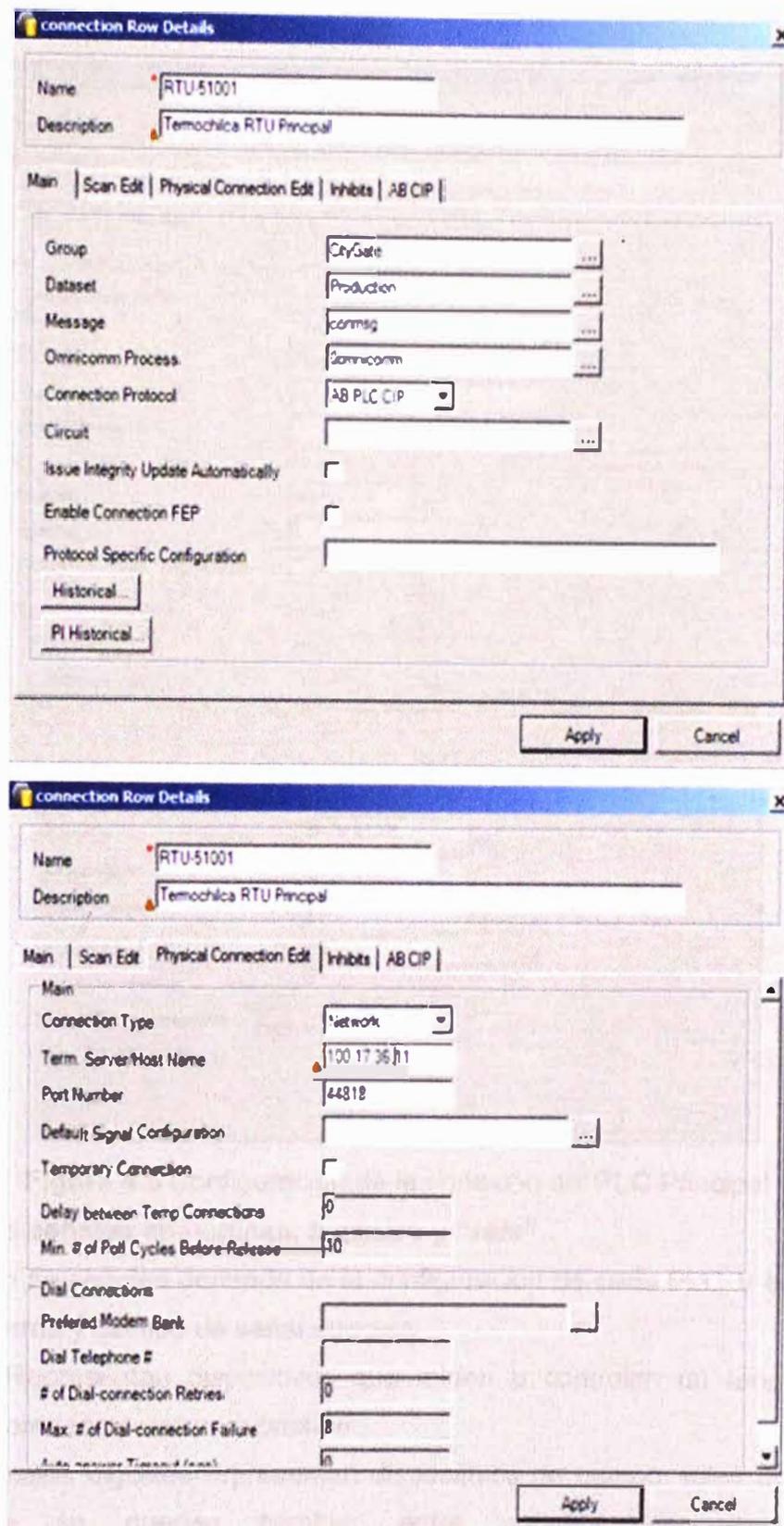


Figura 4.4 Configuración de la conexión del PLC Principal

b) Creación de remotas y asociación conexión-remota

En la creación de la remota se define la dirección de capa 2 sobre el cual se va monitorear el RTU, asimismo se confirma el protocolo (CIP o Modbus).

En la figura 4.5 se muestra la configuración de la remota del PLC Principal así como

la asociación entre la remota con la conexión.

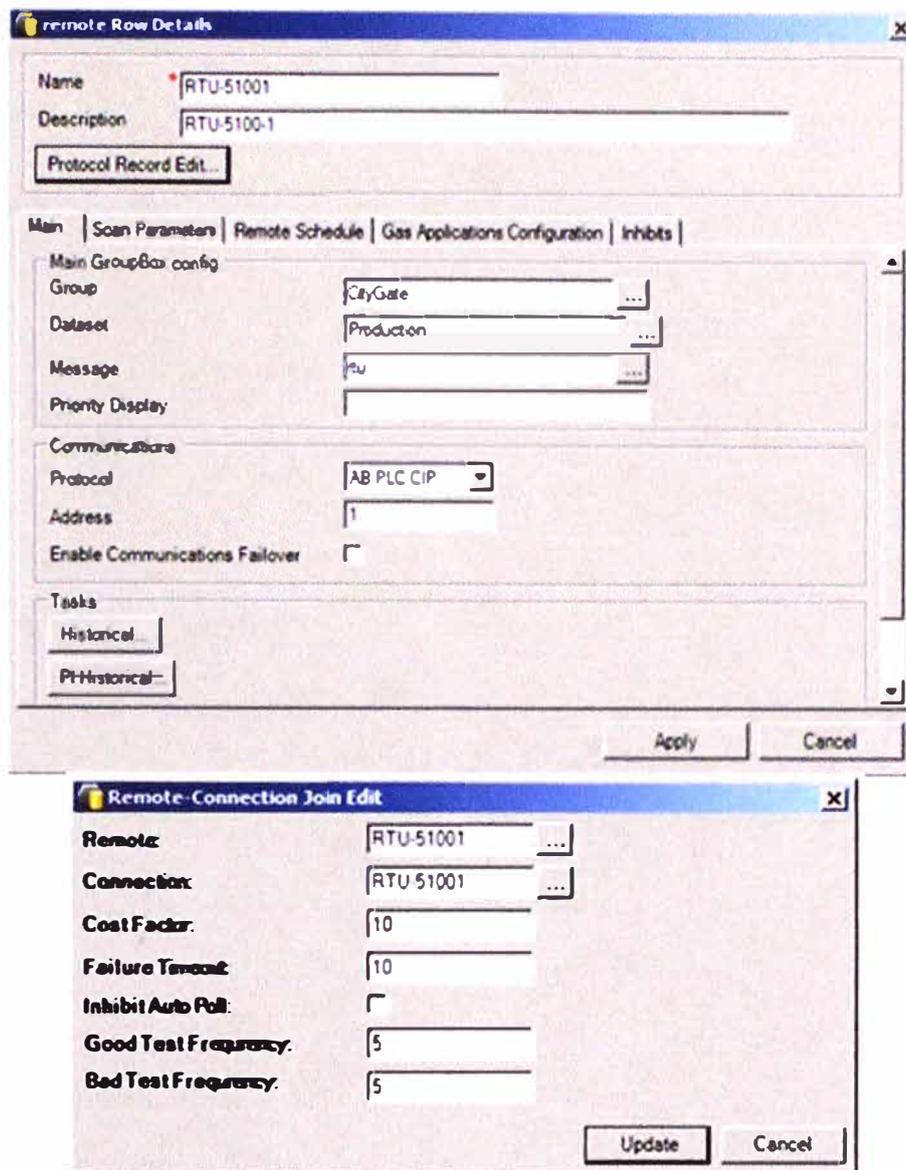


Figura 4.5 Configuración de la conexión del PLC Principal

c) Creación de señales analógicas, digitales y “rate”

La creación de señales depende de la configuración de cada PLC, y está en base de la dirección interna y del tipo de señal que sea:

- Analógicas: Representan dispositivos que miden o controlan un rango continuo de valores tales como temperatura o presión.
- Digitales: Señales digitales representan dispositivos de campo, tales como válvulas o bombas, que se pueden cambiar entre estados discretos, tales como activado/desactivado, o de apertura o cierre.
- Rate: Representan dispositivos que miden el flujo de una unidad a través del tiempo.

En la figura 4.6 se observa la configuración de la señal analógica de presión de entrada PI-51001. Se observa principalmente la remota a la que pertenece (RTU-51001), la unidad (Barg), el tipo de dato (float) y la dirección (registro del PLC F20[0]).

analog Row Details

Name * PI-51001

Description Presión de entrada de Terochilca ESD V51001

Main | Input | Output | Alarming | Inhibits | AB CIP

Point Type * telemetered

Group CityGate

Remote RIU-51001

Dataset Production

Base Message analog

Engineering units Barg

Calculate Averages

Replication Deadband 0

Priority Display ERP_10_286_R_DP_510211_2

Historical...

PI Historical...

Apply Cancel

analog Row Details

Name * PI-51001

Description Presión de entrada de Terochilca ESDV-51001

Main | Input | Output | Alarming | Inhibits | AB CIP

Control

Has Input

Input Type float

Input Coordinates F20[0]

Conversion

Convert raw to EGU

Minimum (raw) 0

Maximum (raw) 0

Limits

Minimum (EGU) 0

Maximum (EGU) 200

Exception Deadband 0

Linear Filter

Apply Cancel

Figura 4.6 Configuración de la señal analógica PI-51001

En la figura 4.7 se observa la configuración de la señal digital de rotura de línea XA-51001 de la válvula de entrada ESDV-51001, mientras que en la figura 4.8 se observa la configuración de la señal *rate* del caudal corregido FI-51301A.

d) Creación y difusión de gráficos

La creación y difusión de gráficos del proyecto se desarrolla desde la máquina de ingeniería usando el desarrollador gráfico del sistema SCADA teniendo en cuenta el P&ID, las señales creadas y las lógicas de control configuradas.

Desde la máquina de ingeniería se distribuyen los gráficos creados hacia las consolas de operación de los *sites* de San Borja y Lurín. En el Anexo A se muestran los gráficos finales del proyecto.

The figure shows two screenshots of the 'status Row Details' configuration window for the signal XA-51001. The top screenshot displays the 'Main' tab with the following configuration:

- Name: XA-51001
- Description: Rotura de línea en ESDV-51001
- Input Type: telemetered
- Group: CityGate
- Remote: RTU 51001
- Dataset: Production
- Base Message: alnorm
- Priority Display: ERP_10_286_1_R_DP_510211_2

The bottom screenshot displays the 'Input' tab with the following configuration:

- Control:
 - Has Input:
 - Number of Input Bits: 1
- Input #1:
 - Bit in RTU Status:
 - Coordinates: N6[1]
 - Bit Number: 6
 - Normally Open:
- Input #2:
 - Bit in RTU Status:
 - Coordinates:
 - Bit Number: 0
 - Normally Open:

Buttons for 'Apply' and 'Cancel' are visible at the bottom of the window.

Figura 4.7 Configuración de la señal digital XA-51001

rate Row Details

Name: FI-51301A
Description: Caudal corregido F-51301 Temochitca

Main | Input | Rate Averages and Integration | Alarming | Inhibits | AB CIP

Point Type: telemetered
Group: CityGate
Remote: RTU-51002
Dataset: Production
Base Message: rate
Minimum (EGU): 0 0005
Maximum (EGU): 50000
Source of Data: Analog input
Replication Deadband: 0
Priority Display: ERP_10_286_1_R_DP_510211_7

Historical...
PI Historical...

Apply Cancel

rate Row Details

Name: FI-51301A
Description: Caudal corregido F-51301 Temochitca

Main | Input | Rate Averages and Integration | Alarming | Inhibits | AB CIP

Pulse Input

Input Coordinates:
Input Type: undefined
Roll-over value: 0
Time between rate calculations (sec): 1
Meter Factor: 1

Analog Input

Input Type: float
Input Coordinates: F22[2]
Convert raw to EGU:
Minimum (raw): 0
Maximum (raw): 0
Exception Deadband: 0

Apply Cancel

Figura 4.8 Configuración de la señal "rate" FI-51301A

e) Pruebas del sistema

Las pruebas se desarrollan al terminar las pruebas FAT, y las desarrolla el operador

del Centro de Control de forma remota, y durante estas pruebas el personal involucrado en las pruebas FAT está presente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Con la realización del proyecto se ha logrado el objetivo de automatizar la estación de gas natural, suministrando así gas natural de acuerdo con los parámetros acordados con el cliente, operando de forma local los subsistemas de filtrado, regulación, medición, cromatografía, etc.
2. Se cumplió el objetivo de integrar la estación de gas natural mediante el sistema SCADA, logrando así una adecuada supervisión, control, registro, etc., que permite actualmente la operación desde el centro de control remoto del operador del sistema de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda).

Recomendaciones

1. En la solución de las comunicaciones se recomienda implementar un enlace redundante con un proveedor distinto que garantice la disponibilidad cercana al 100% para la operación remota. Actualmente la disponibilidad garantizada por contrato se encuentra en 99.5% y durante los cortes de comunicación del proveedor se hace necesaria el transporte de personal para realizar la operación de forma local de la ERM.
2. Se recomienda realizar el inventario completo de la solución y adquirir los componentes críticos del sistema hacia el almacén de la compañía. Lo que minimiza el mantenimiento correctivo ante la falla de algún elemento del sistema de control local.
3. Se recomienda integrar las tres RTUs instaladas al plan de mantenimiento anual del sistema de control local con frecuencia trimestral.

ANEXO A
GRÁFICOS DEL SISTEMA SCADA

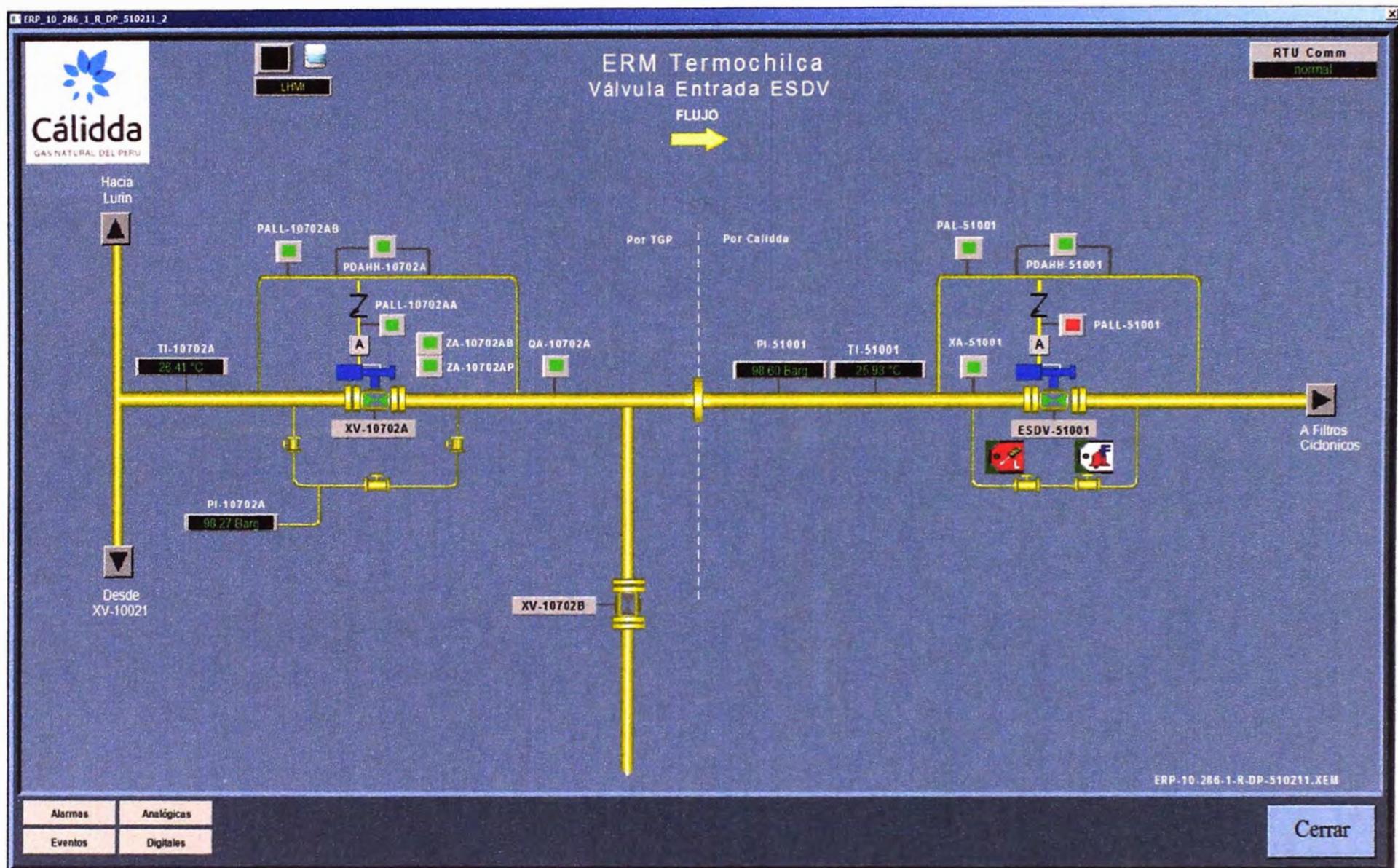


Figura A.1 Gráfica de la Válvula de entrada ERM Termochilca

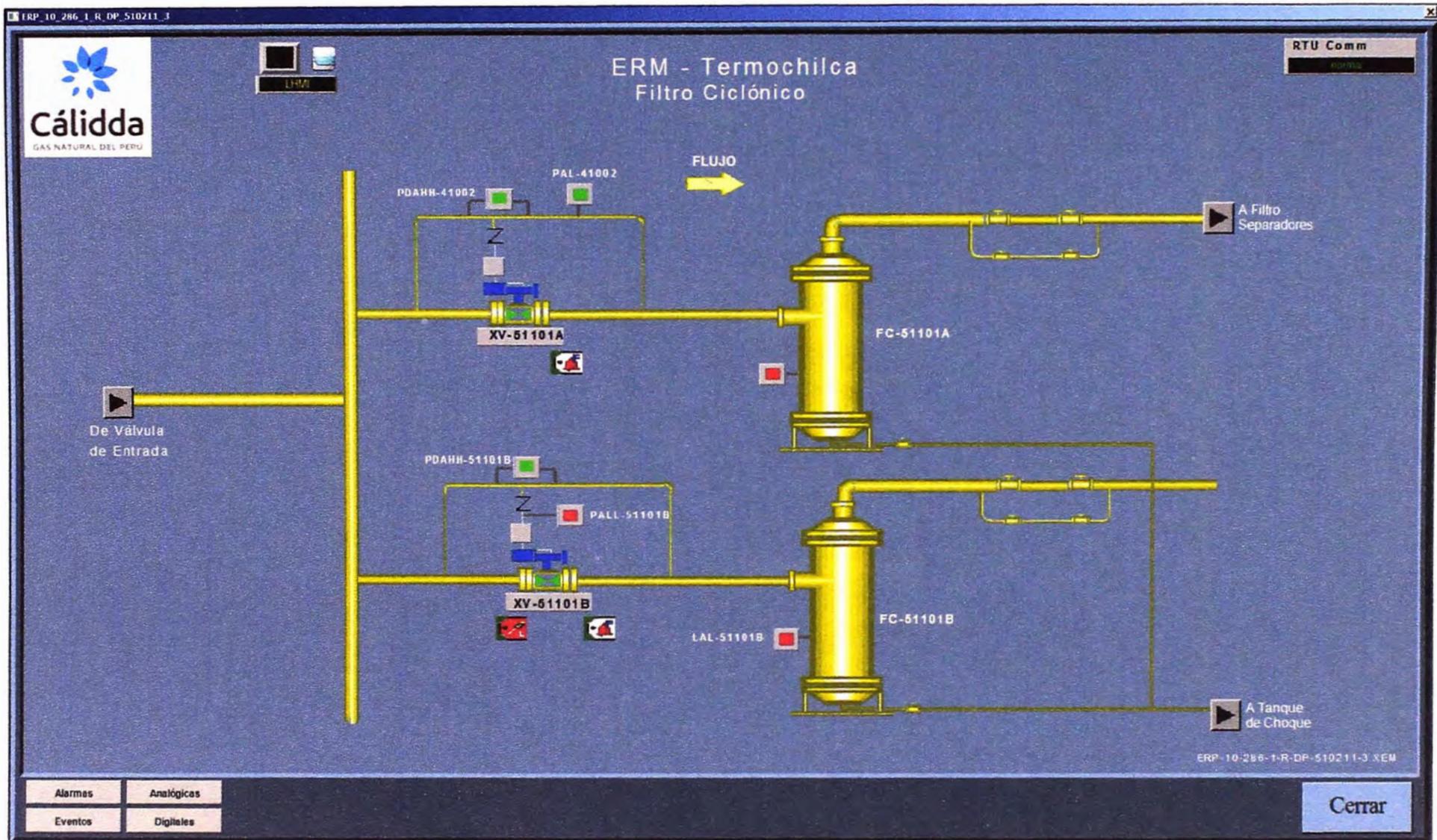


Figura A.2 Gráfica de filtros ciclónicos ERM Termochilca

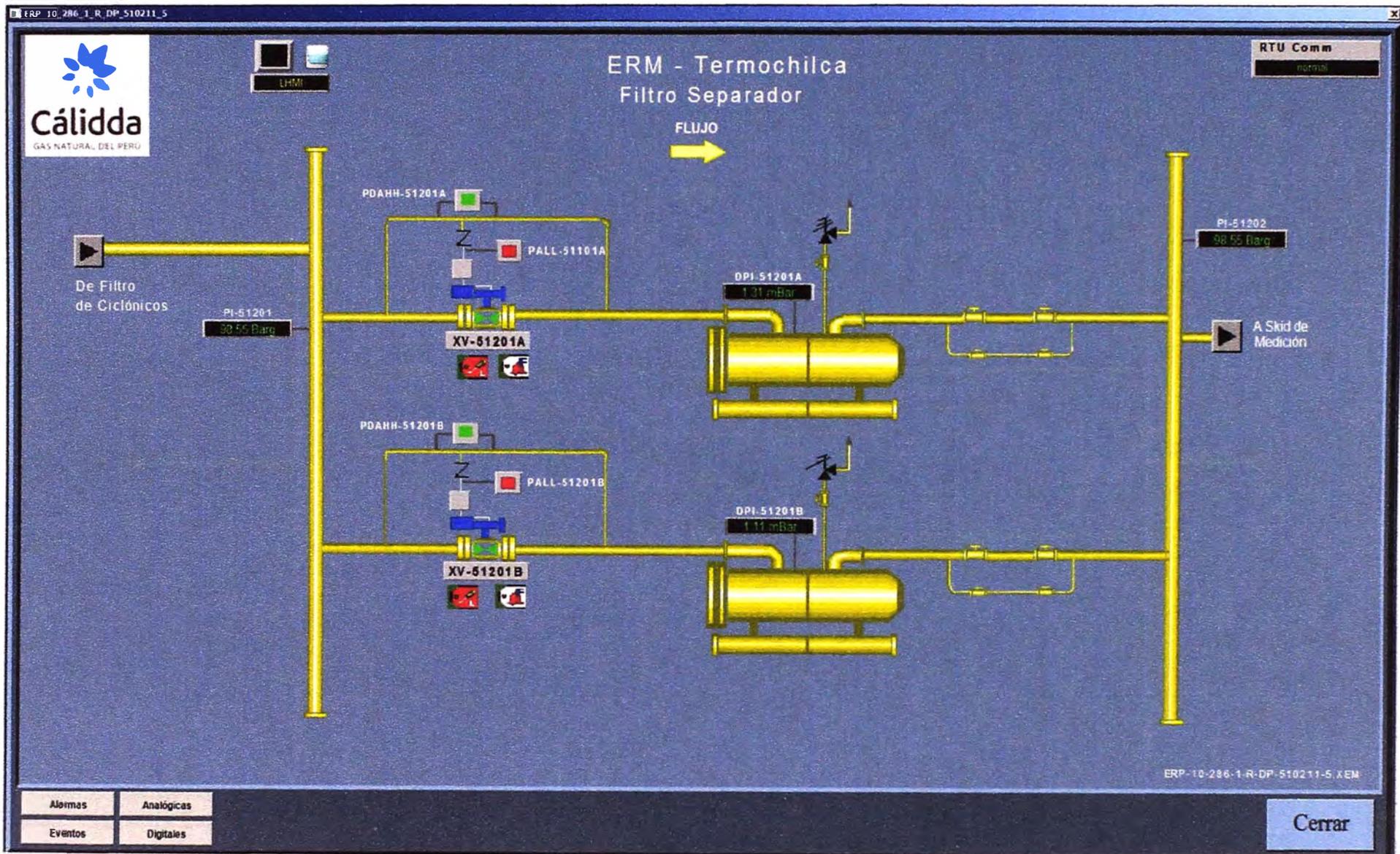


Figura A.3 Gráfica de filtros separadores ERM Termochilca

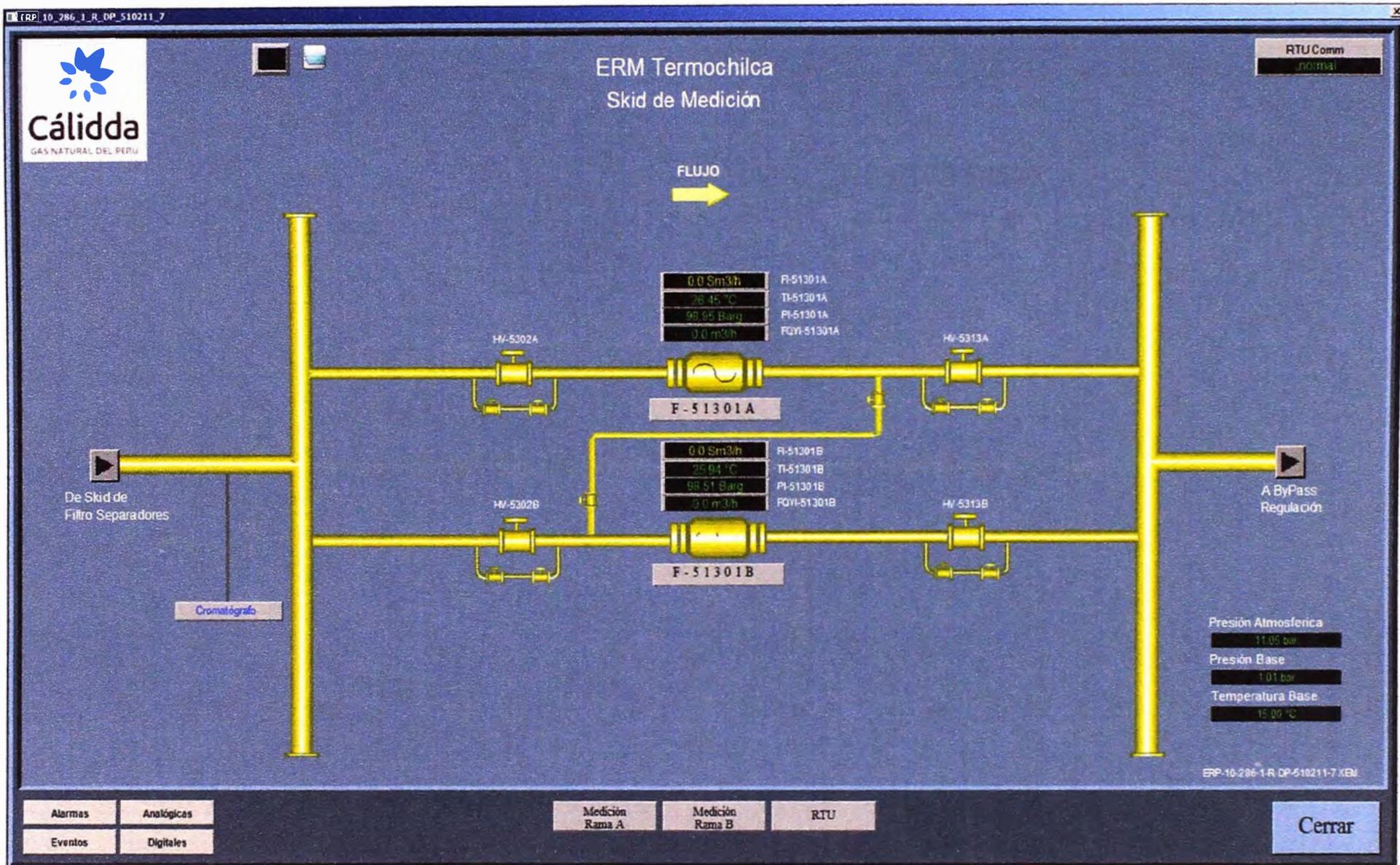


Figura A.4 Gráfica de skid de medición ERM Termochilca

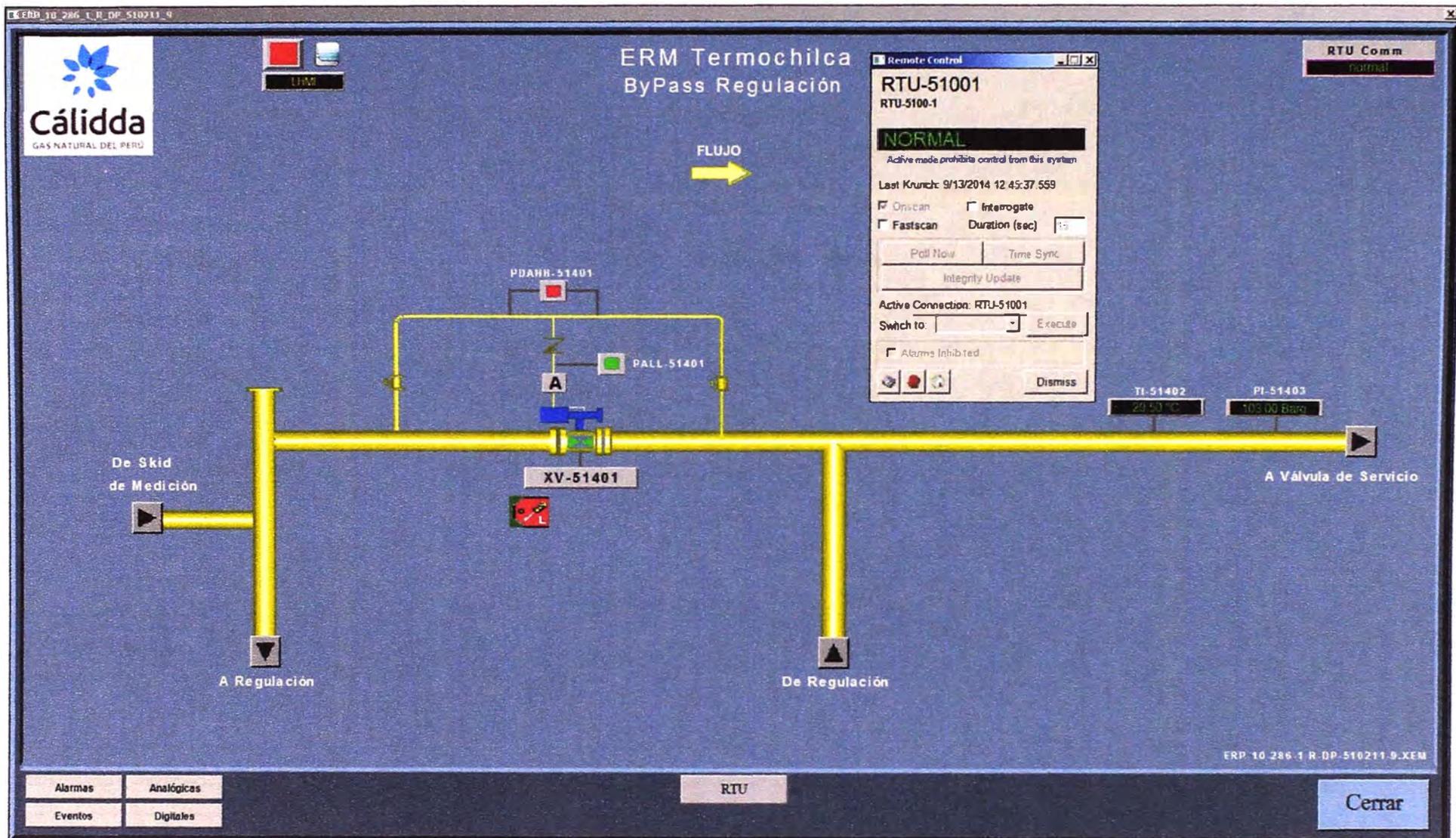


Figura A.5 Gráfica de Bypass de regulación ERM Termochilca

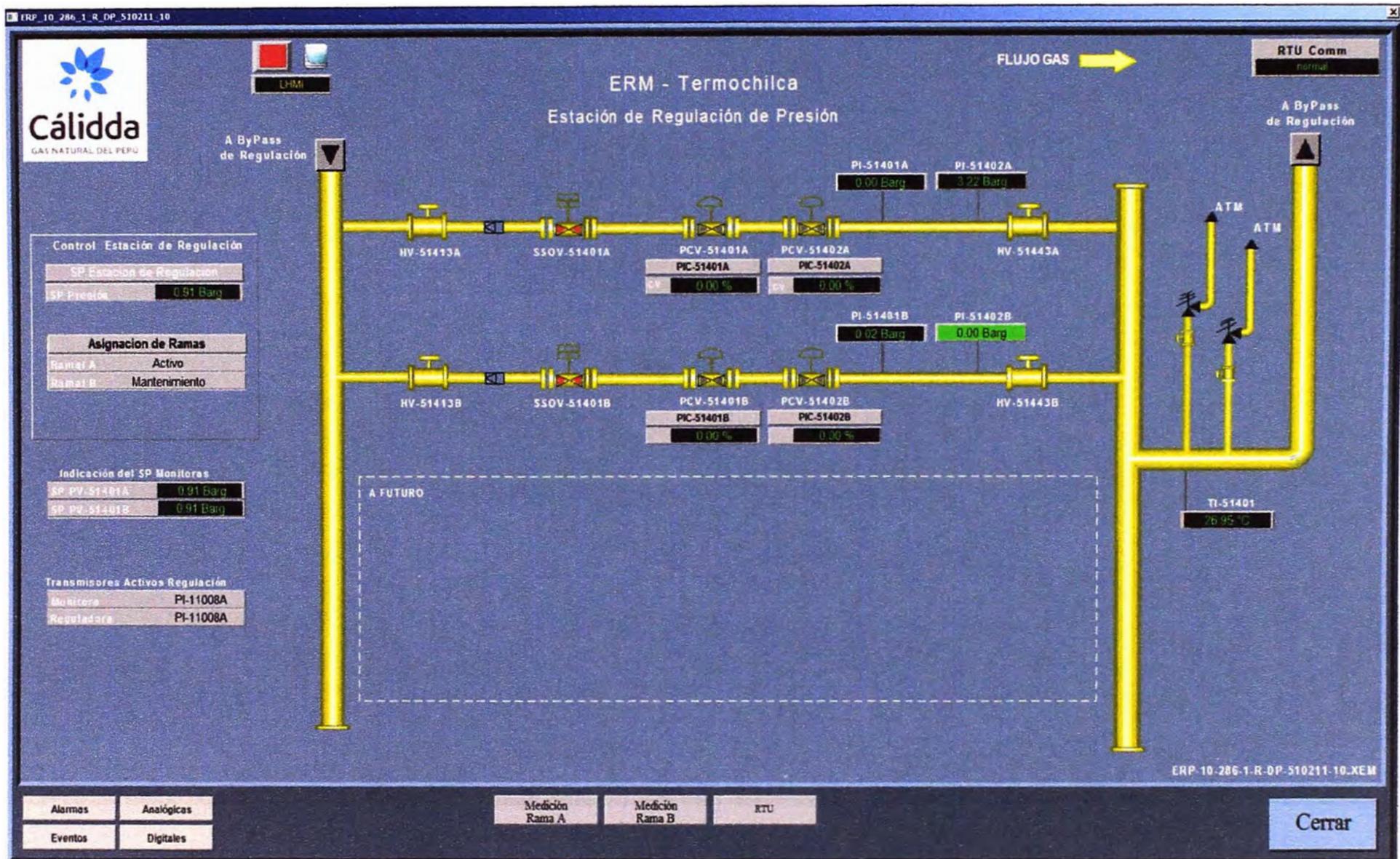


Figura A.6 Gráfica de regulación de presión ERM Termochilca

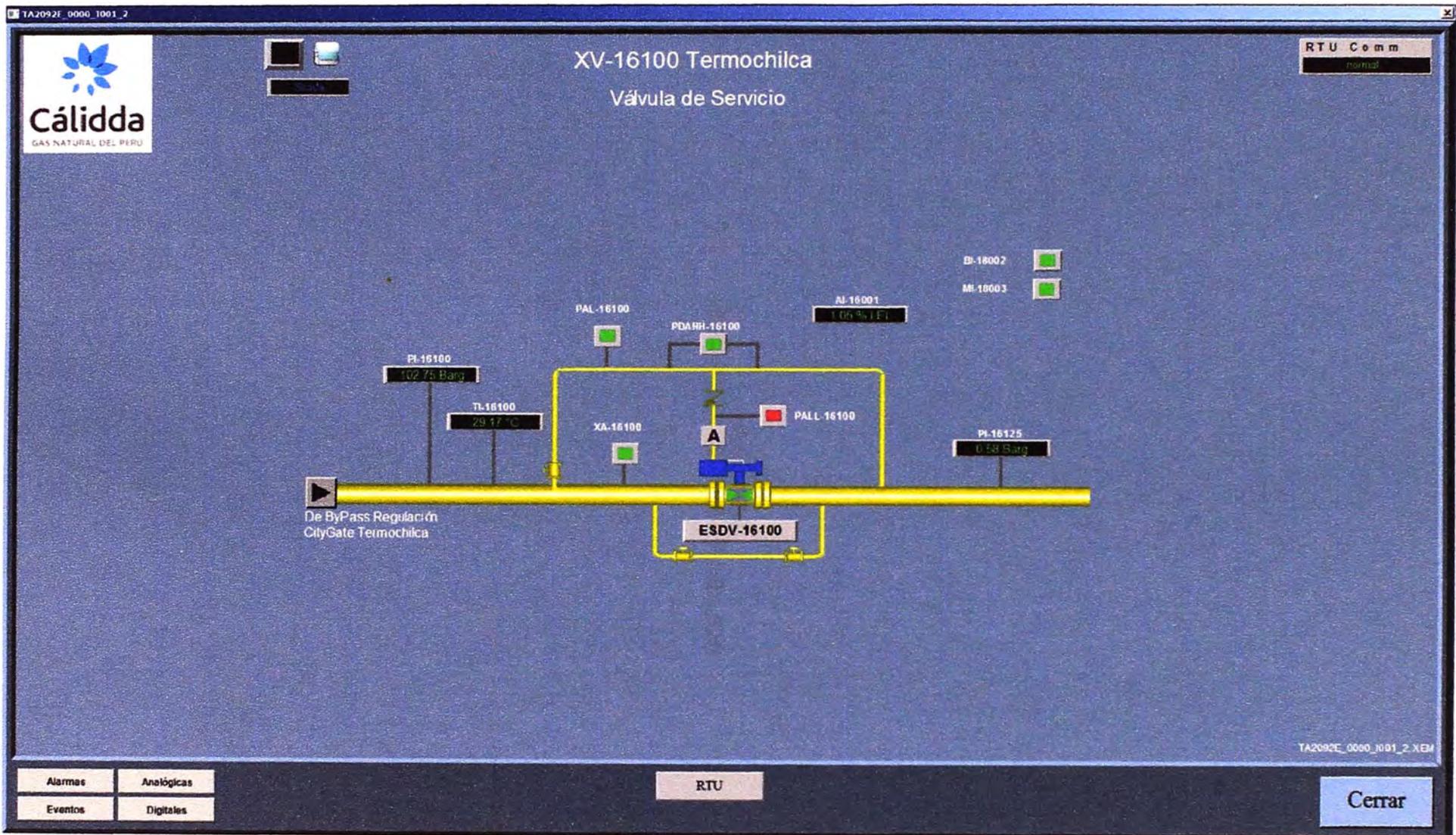


Figura A.7 Gráfica de válvula de servicio

ANEXO B
CRONOGRAMA DE TRABAJOS

Id	Modo de tarea	EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0		0	Cronograma Base Termochilca	606 días	lun 06/06/11	lun 30/09/13
1		1	GESTION DEL PROYECTO	605 días	lun 06/06/11	vie 27/09/13
45		2	HSE, TIERRAS Y SERVIDUMBRES, ARQUEOLOGIA, PERMISOS Y LICENCIAS Y RRCC	421 días	lun 20/02/12	lun 30/09/13
88		3	INGENIERIA	99 días	mar 05/06/12	vie 19/10/12
99		4	PROCURA	292 días	vie 17/02/12	lun 01/04/13
162		5	CONSTRUCCION	216 días	sáb 01/12/12	lun 30/09/13
163		5.1	ZONA ERP-10-286: ESTACION	216 días	sáb 01/12/12	lun 30/09/13
164		5.1.1	OBRAS HOT TAP	41 días	vie 01/02/13	dom 31/03/13
165		5.1.1.1	Construcción de HOT TAP	42 días	vie 01/02/13	dom 31/03/13
166		5.1.2	OBRAS EFMR	216 días	sáb 01/12/12	lun 30/09/13
167		5.1.2.1	Movilización	22 días	sáb 01/12/12	lun 31/12/12
168		5.1.2.2	Obras Civiles	43 días	mar 01/01/13	jue 28/02/13
169		5.1.2.3	Obras Mecánicas	43 días	mar 01/01/13	jue 28/02/13
170		5.1.2.4	Montaje de Actuadores en Válvulas	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
171		5.1.2.5	Montaje Skid y otros	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
172		5.1.2.6	Obras Eléctricas	53 días	vie 01/02/13	mar 30/04/13
173		5.1.2.7	Obras de Instrumentación	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
174		5.1.2.8	Obras Sistema de Control	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
175		5.1.2.9	Dossier de Calidad	58 días	mié 01/05/13	vie 30/03/13
176		5.1.2.10	Sistema Alternativo de Odonzacion	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
177		5.1.2.11	Sistema de Regulacion a 90 BARG	43 días	jue 01/08/13	lun 30/09/13
178		5.1.2.12	Finalización de Obras EFMR	0 días	vie 30/09/13	vie 30/09/13
179		5.2	ZONA AC-10-287: EXTENSION DE RED	107 días	sáb 01/12/12	mar 30/04/13
180		5.2.1	OBRAS EXTENSION DE RED	64 días	mar 01/01/13	sáb 30/03/13
181		5.2.1.1	Extensión de Red	55 días	mar 01/01/13	sáb 30/03/13
182		5.2.1.2	Cruce especial TGP	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
183		5.2.1.3	Instalación: Trducto	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
184		5.2.1.4	Instalación: Cajas de Paso	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
185		5.2.1.5	Instalación: de Fibra Optica Armada	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
186		5.2.1.6	Dossier de Calidad	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
187		5.2.1.7	Finalización de Obras Extensión de Red	0 días	sáb 30/03/13	sáb 30/03/13

Figura C.1 Cronograma 1/2

Id	Modo de tarea	EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
188		5.2.2	OBRAS: VALVULA DE SERVICIO	107 días	sáb 01/12/12	mar 30/04/13
189		5.2.2.1	Movilización	22 días	sáb 01/12/12	dom 30/12/12
190		5.2.2.2	Obras Civiles	43 días	mar 01/01/13	jue 28/02/13
191		5.2.2.3	Obras Mecánicas	20 días	vie 01/02/13	jue 28/02/13
192		5.2.2.4	Montaje Mecánico	20 días	vie 01/02/13	jue 28/02/13
193		5.2.2.5	Obras Eléctricas	63 días	vie 01/02/13	mar 20/04/13
194		5.2.2.6	Obras de Instrumentación	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
195		5.2.2.7	Obras Sistema de Control	43 días	vie 01/03/13	mar 30/04/13
196		5.2.2.8	Dossier de Calidad	22 días	lun 01/04/13	mar 30/04/13
197		5.2.2.9	Finalización de Obras Válvula de Servicio	0 días	mar 30/04/13	mar 30/04/13
198		5.2.3	PROTECCION CATODICA	41 días	vie 01/02/13	sáb 30/03/13
199		5.2.3.1	Suministro e Instalación de Protección Catódica	42 días	vie 01/02/13	sáb 30/03/13
200		5.2.3.2	Estudio de Mitigación de Interferencias AC	42 días	vie 01/02/13	sáb 30/03/13
201		5.2.4	SISTEMA DE COMUNICACIONES / INTEGRACION AL SCADA	63 días	vie 01/02/13	mar 30/04/13
202		5.2.4.1	Instalación de Fibra Optica Comunicaciones	42 días	vie 01/02/13	sáb 30/03/13
203		5.2.4.2	Equipos de Comunicación	42 días	vie 01/02/13	sáb 30/03/13
204		5.2.4.3	Montaje Equipos de Comunicación	22 días	vie 01/03/13	sáb 30/03/13
205		5.2.4.4	Integración al SCADA	22 días	lun 01/04/13	mar 30/04/13
206		5.2.4.5	Comunicación con TGP	22 días	lun 01/04/13	mar 30/04/13
207		5.2.5	SISTEMA DE BALANCE DE MASA	22 días	lun 01/04/13	mar 30/04/13
209		6	SUPERVISIÓN - INTERVENTORIA DE LAS OBRAS	377 días	lun 20/02/12	mar 30/07/13
210		6.1	ZONA ERP-10-286: ESTACIÓN	377 días	lun 20/02/12	mar 30/07/13
211		6.1.1	Supervisión de las Obras de la EFMR	377 días	lun 20/02/12	mar 30/07/13
212		6.2	ZONA AC-10-287: EXTENSIÓN DE RED	377 días	lun 20/02/12	mar 30/07/13
213		6.2.1	Supervisión de las Obras de la Extensión de Red	377 días	lun 20/02/12	mar 30/07/13
214		7	COMMISSIONING Y PUESTA EN MARCHA	86 días	sáb 01/06/13	lun 30/09/13
215		7.1	ZONA ERP-10-286: ESTACIÓN	56 días	lun 15/07/13	lun 30/09/13
227		7.2	ZONA AC-10-287: EXTENSIÓN DE RED	85 días	sáb 01/06/13	lun 30/09/13
230		7.3	PUESTA EN MARCHA	17 días	vie 06/09/13	lun 30/09/13
237		7.4	ENTREGA A CALIDDA	21 días	dom 01/09/13	lun 30/09/13
238		7.4.1	GENERAL	21 días	dom 01/09/13	lun 30/09/13

Figura C.2 Cronograma 2/2

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Manuel Tavera Chacaltana, "El Gas De Camisea"
<http://elgasnatural.pe.tripod.com/elgasnatural/>
- [2] Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A, "Página Institucional"
<http://www.calidda.com.pe/>.
- [3] OSINERGMIN, "Estadísticas del mercado nacional de gas natural"
www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/conce003.html
- [4] OSINERGMIN "Desarrollo de la Industria del Gas Natural"
http://gasnatural.osinerg.gob.pe/Aplicativos/desarrollo_gas_natural/index.html
- [5] COES, "¿Quiénes somos?"
<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/organizacion/qsomos.aspx>
- [6] Ley N° 28832, "Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", Normas Legales, 23/07/2006
- [7] COES, "Resumen estadístico anual del COES 2012",
http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/salaprensa/estadistica_anual.aspx
- [8] Tecsup, "El Sistema de Distribución", Programa de Capacitación y Entrenamiento para Personal de GNLC, 2008
- [9] Página Institucional de la Empresa TermoChilca, <http://www.termochilca.com/>
- [10] Osinergmin, "Hoja técnica de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de Los Olleros"
<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/sup6/61/CT%20Santo%20Domingo%20de%20Olleros.pdf>
- [11] Agencia Peruana de Noticias, "MEM aumenta potencia de central Santo Domingo de los Olleros a 295.96 Mw" julio 2013,
<http://www.andina.com.pe/Espanol/Noticia.aspx?id=dIPk2HPrrxk=#.UpqsQSfl-HM>
- [12] MINEM. "Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos",
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/normas_legales/ds042-99.pdf