

**PROPUESTA DE DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN REMOTO
DE DATOS OPERACIONALES PARA UN GASODUCTO URBANO DE
DISTRIBUCIÓN**

ANDRES VILLEGAS GOMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

**PROPUESTA DE DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN REMOTO
DE DATOS OPERACIONALES PARA UN GASODUCTO URBANO DE
DISTRIBUCIÓN**

ANDRES VILLEGAS GOMEZ

**MONOGRAFIA PARA OPTAR POR EL TITULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERIA DE GAS**

DIRECTOR:

INGENIERO EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE GAS

BUCARAMANGA

2011

DEDICATORIA

A Alejandro Llano y Juan Carlos Taborda que llevaron en su corazón la metrología y la automatización.

AGRADECIMIENTOS

A Henry Cuevas Valvuela por su apoyo durante todos los estudios de esta especialización en la ciudad de Bucaramanga

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	17
1. FUNDAMENTOS TEORICOS	18
1.2 CARACTERISTICAS:	20
1.2.1 HARDWARE:.....	21
1.2.1.1 INTERFASE HOMBRE – MAQUINA:	22
1.2.1.2 UNIDAD CENTRAL (MTU, Master Terminal Unit).....	23
1.2.1.3 UNIDAD REMOTA (RTU, Remote Terminal Unit).....	24
1.2.2 SISTEMA DE COMUNICACIÓN.....	25
1.2.2.1 Topologías.....	25
1.2.2.2 Seguridad:	27
1.2.3.3 SENSORES DE CAMPO:.....	31
2. VARIABLES PARA MONITOREAR.....	33
2.1 Presión:.....	33
2.2 Flujo o Caudal:	36
2.3 Temperatura:.....	38
3. EQUIPOS DE ADQUISICIÓN, COMUNICACIÓN DE DATOS, Y SENSORES DE VARIABLES OPERACIONALES.....	42
3.1 Configuración de un sistema de distribución:.....	42
3.2 EQUIPOS DE ADQUISICIÓN Y COMUNICACIÓN	48
3.2.1 Servidor:	48
3.2.2 Unidad remota de adquisición y comunicación:.....	49
3.2.3 Unidad de recepción de datos e intercambio con el servidor.....	51
3.2.4 Módulo adquisición interno:	52
3.2.5 Sensores de presión:	54
3.2.6 Sensores de temperatura:	54
4. PARÁMETROS DE CONTROL DE CADA VARIABLE, ALERTAS Y ALARMAS.....	56
4.1 Implementación de alarmas	56
4.2 Monitoreo presión:	58
4.3 Monitoreo temperatura.....	60
4.4 Monitoreo Flujo / Caudal:.....	62
5. ACCIONES PREVENTIVAS PARA MITIGAR EVENTOS EXTRAORDINARIOS	63
5.1 Mantenimiento preventivo para estaciones de medición y regulación.....	63
5.2 Acciones preventivas del funcionamiento del centro de control.....	63
6. REGISTROS OPERATIVOS PARA ESTUDIO DE EVENTOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	66
7. INFORMES DE DESEMPEÑO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA....	68
7.1 Informe de operación en condiciones normales.....	68
7.2 Informes de operación en condiciones anormales.....	73
8. INDICADORES DE CONTROL DE LAS VARIABLES DEL SISTEMA ..	79
9. PROCEDIMIENTOS Y CHEQUEOS PARA LA CALIBRACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	81

9.1	Metodología de verificación sugerida de acuerdo a OIML TC 3/SC:....	82
10	CONCLUSIONES	86
11	BIBLIOGRAFÍA	87

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUCTURA BÁSICA DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	20
FIGURA 2: ESQUEMA CONCEPTUAL DE HARDWARE PARA UNA RED DE CAPTACIÓN Y UTILIZACIÓN DE DATOS	22
FIGURA 3 - EJEMPLO DE INTERFASE HOMBRE MÁQUINA – HMI	23
FIGURA 4 – TOPOLOGÍA PUNTO A PUNTO.....	25
FIGURA 5 – TOPOLOGÍA MULTIPUNTO DEDICADO	26
FIGURA 6 – TOPOLOGÍA MULTIPUNTO COMPARTIDO ESTRELLA	26
FIGURA 7 – TOPOLOGÍA MULTIPUNTO COMPARTIDO EN ANILLO	27
FIGURA 8 – ESTRUCTURA GENERAL DE SOFTWARE DE UN SISTEMA SCADA	29
FIGURA 9 – TRASDUCTOR ELECTRÓNICO DE PRESIÓN POR EQUILIBRIO DE FUERZAS	35
FIGURA 10 – TRASDUCTOR DE PRESIÓN RESISTIVO.....	36
FIGURA 11 - INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA CON SUS INTERVALOS DE MEDIDA	39
FIGURA 12 – GRÁFICO PARA LA SELECCIÓN DE TERMOPARES	41
FIGURA 13 – MÁXIMAS PRESIONES DE OPERACIÓN PERMISIBLE MPOP.....	42
FIGURA 14 – CALIDAD DEL GAS DE ACUERDO A RESOLUCIÓN CREG 054 DE 2007 ...	43
FIGURA 15 - SEPARACIÓN MÁXIMA DE LAS VÁLVULAS DE SECCIONAMIENTO. PARA LÍNEAS DE TRANSPORTE Y LÍNEAS PRIMARIAS	44
FIGURA 16 – MÉTODOS DE PROTECCIÓN A LA SOBREPRESIÓN	45
FIGURA 17– ESQUEMA GENERAL DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	46
FIGURA 18 - DIAGRAMA BÁSICO PARA MONITOREO REMOTO	47
FIGURA 19 – UNIDAD REMOTA DE ADQUISICIÓN Y COMUNICACIÓN DE DATOS.....	50
FIGURA 20 – UNIDAD DE RECEPCIÓN DE DATOS E INTERCAMBIO CON SERVIDOR ..	52
FIGURA 21– ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL MODULO DE ADQUISICIÓN DE DATOS INTERNO	53
FIGURA 22 – ESQUEMA DE TRANSMISIÓN DE DATOS OBTENIDOS DE SENSORES....	55
FIGURA 23– MANEJO CORRECTO EN LA PARAMETRIZACIÓN DE ALARMAS	57
FIGURA 24– REPORTE CONSECUTIVO DE ALARMAS.....	58
FIGURA 25 – MÁXIMAS PRESIONES DE OPERACIÓN POR CLASE.....	59
FIGURA 26 – CALIDAD DEL GAS DE ACUERDO A RESOLUCIÓN CREG 054 DE 2007 ...	61

FIGURA 27 – ESQUEMA DE TRANSMISIÓN DE DATOS OBTENIDOS DE SENSORES....	67
FIGURA 28 - DATOS OPERATIVOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS	74
FIGURA 29 - MEDIANTE TABLAS DINÁMICAS SE ORGANIZAN LOS DATOS OPERATIVOS DE PRESIÓN PARA ANALIZAR LA EMERGENCIA	75
FIGURA 30 - DE LA MISMA MANERA SE CONSOLIDAN EN TABLAS DINÁMICAS LOS VALORES POR MINUTO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN DE PRESIÓN DE MEDICIÓN, RATA DE FLUJO Y TEMPERATURA DE MEDICIÓN	76
FIGURA 31 – PRESIONES DE OPERACIÓN DURANTE UNA EMERGENCIA	77
FIGURA 32 - GRÁFICO DE OPERACIÓN CON DATOS OBTENIDOS DEL CORRECTOR ELECTRÓNICO	78
FIGURA 33 – INSPECCIÓN SIMPLE PARA MEDIDORES ELÉCTRICOS, DE GAS Y AGUA	83
FIGURA 34 – INSPECCIÓN SIMPLE PARA MEDIDORES DE CALOR	83
FIGURA 35 – INSPECCIÓN SIMPLE PARA COMPONENTES DE MEDIDORES DE CALOR	83

GLOSARIO

API: American Petroleum Institute

BUS DE CAMPO: Es un sistema de transmisión de información (datos) que simplifica la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales. Básicamente, un bus de campo ("Field Bus") es un sistema de transmisión de datos que interconecta dispositivos industriales y elementos de control.

A diferencia de los sistemas analógicos, los buses de campo son normalmente redes digitales bidireccionales, que permiten reducir la cantidad de cableado a instalar, aumentar la rapidez para transportar información, facilitar la administración de los elementos de la red y la flexibilidad para distribuir el control.

CENTRO DE CONTROL: Centro donde se reciben todas las señales de manera remota, se controlan las variables operativas y se toman decisiones preventivas y correctivas de un sistema monitoreado.

CLASE DE LOCALIDAD: Clasificación de un área geográfica a lo largo del recorrido de un sistema de tuberías, de acuerdo con el número y proximidad a edificaciones destinadas para ocupación humana. Se aplican en prescripción de factores de diseño para la construcción, operación y ensayo de los sistemas de tuberías localizadas dentro de un área específica, teniendo en cuenta requisitos particulares de operación y mantenimiento.

(Fuente: NTC 3728 -Primera actualización)

EMPRESA DISTRIBUIDORA: Persona encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros. (Fuente. R. CREG-011-2003; Art. 2)

ESTACION RECEPTORA: Elemento del sistema de distribución donde se garantiza un suministro estable de gas, en los caudales y presiones requeridas por la red de distribución de las poblaciones; sus funciones son: regulación de presión de operación, filtración, medición, seguridad operativa.

FIREWALL: Un cortafuegos (firewall en inglés) es una parte de un sistema o una red que está diseñada para bloquear el acceso no autorizado, permitiendo al mismo tiempo comunicaciones autorizadas. Se trata de un dispositivo o conjunto de dispositivos configurados para permitir, limitar, cifrar, descifrar, el tráfico entre los diferentes ámbitos sobre la base de un conjunto de normas y otros criterios.

http://es.wikipedia.org/wiki/Cortafuegos_%28inform%C3%A1tica%29

GPRS: General Packet Radio Service (GPRS) o servicio general de paquetes vía radio es una extensión del Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Global System for Mobile Communications o GSM) para la transmisión de datos no conmutada (o por paquetes). Permite velocidades de transferencia de 56 a 144 kbps.

HACKING: Técnicas y procedimientos utilizados por un hacker para cumplir un determinado objetivo. Suele asociarse esta palabra a procedimientos ilegales o maliciosos. <http://www.alegsa.com.ar/Dic/hacking.php>

HARDWARE: Son los dispositivos físicos, sus componentes eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos; sus cables, gabinetes o cajas, periféricos de todo tipo y cualquier otro elemento físico involucrado.

HMI (Human Machine Interface): Interfase hombre – máquina.

LOCALIDAD: Municipio, población, o ciudad

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Conjunto de actuaciones destinadas a corregir (reparar) una anomalía manifiesta. Se clasifica en: No planificado, correctivo de emergencia realizada de manera inmediata con el objetivo de evitar costos y daños materiales y/o humanos mayores; planificado: Se conoce con anticipación qué debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo o sistema para efectuar la reparación, se disponga del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para realizarla correctamente.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Mantenimiento que busca evitar o mitigar las consecuencias de fallos de equipos, para prevenir posibles incidentes y alargar la vida útil de los sistemas. Las tareas de mantenimiento preventivo incluyen monitoreos permanentes, acciones de cambio de piezas desgastadas, cambios lubricantes, etc.

MPMS: Manual of petroleum Measurement Standards

NOMINACIONES: (De transporte) Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente, al CPC respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los Puntos de Entrada y Salida. Esta solicitud es la base para elaborar el Programa de Transporte. (Fuente. R. CREG-071-1999; Cap. I. Num. 1.1)

(De suministro) Es la solicitud diaria de suministro de gas para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente al Productor-Comercializador o al Comercializador respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a entregar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores. (Fuente. R. CREG-071-1999; Cap. I. Num. 1.1)

PILOTOS: Elementos indirectos de acción utilizados en reguladores de presión, que permiten regular, mediante accionamiento adecuado, la presión de salida constante, independiente de las variaciones de presión de entrada o de caudal que se puedan producir. El efecto del piloto en los reguladores da mayor precisión que en reguladores de acción directa, pero con respuesta más lenta.

POLLING: hace referencia a una operación de consulta constante, generalmente hacia un dispositivo de hardware, para crear una actividad sincrónica sin el uso de interrupciones, aunque también puede suceder lo mismo para recursos de software. El término proviene del inglés «poll» sondeo. También se puede entender como el sondeo que realiza un servidor para comprobar el estado de cada terminal en una red.
<http://es.wikipedia.org/wiki/Polling>

SATISFACCION DEL CLIENTE: Philip Kotler, define la satisfacción del cliente como "el nivel del estado de ánimo de una persona que resulta de comparar el rendimiento percibido de un producto o servicio con sus expectativas". Del libro: Dirección de Mercadotecnia, de Philip Kotler, 8va Edición, Págs. 40, 41

SCADA: viene de las siglas de "Supervisory Control And Data Acquisition", es decir: adquisición de datos y control de supervisión

SENSOR: Un sensor es un dispositivo diseñado para recibir información de una magnitud del exterior y transformarla en otra magnitud, normalmente eléctrica, que seamos capaces de cuantificar y manipular. Normalmente estos dispositivos se encuentran realizados mediante la utilización de componentes pasivos (resistencias variables, PTC (*Positive Temperature Coefficient*) - Resistencia de coeficiente de temperatura positivo, NTC – (*Negative Temperature Coefficient*) - Resistencia de coeficiente de temperatura negativo, LDR – (*Light Dependant Resistor*) - Resistencia dependiente de la luz, etc., todos aquellos componentes que varían su magnitud en función de alguna variable), y la utilización de componentes activos.
http://www.profesormolina.com.ar/tecnologia/sens_transduct/que_es.htm.

SERVIDOR: Un servidor es un equipo computador de gran potencia, que se encarga de "prestar un servicio" a otros equipos que se conectan a él.

SOFTWARE: Es todo programa o aplicación programado para realizar tareas específicas mediante códigos con secuencias de instrucciones ordenadas que cambian el estado del hardware.

TOPOLOGIA: Una red informática está compuesta por equipos que están conectados entre sí mediante líneas de comunicación (cables de red, etc.) y elementos de hardware (adaptadores de red y otros equipos que garantizan

que los datos viajen correctamente). La configuración física, es decir la configuración espacial de la red, se denomina topología.

<http://es.kioskea.net/contents/initiation/topologi.php3>

UMTS: Sistema Universal de Telecomunicaciones Móviles (Universal Mobile Telecommunications System - UMTS) es una de las tecnologías usadas por los móviles de tercera generación (3G, también llamado W-CDMA), sucesora de GSM, debido a que la tecnología GSM propiamente dicha no podía seguir un camino evolutivo para llegar a brindar servicios considerados de Tercera Generación.

Aunque inicialmente esté pensada para su uso en teléfonos móviles, la red UMTS no está limitada a estos dispositivos, pudiendo ser utilizada por otros.

Sus tres grandes características son las capacidades multimedia, una velocidad de acceso a Internet elevada, la cual también le permite transmitir audio y video en tiempo real; y una transmisión de voz con calidad equiparable a la de las redes fijas. Además, dispone de una variedad de servicios muy extensa.

http://es.wikipedia.org/wiki/Universal_Mobile_Telecommunications_System

VARIABLE: o magnitud. Es una propiedad que poseen todos los cuerpos, fenómenos y relaciones entre ellos, que permite que puedan ser medidos y dicha medida, representada en la cantidad, puede ser expresada mediante números sobre la base de una comparación con otro cuerpo o fenómeno que se toma como patrón.

[es.wikipedia.org/wiki/Magnitud_\(matemática\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Magnitud_(matemática))

RESUMEN

TITULO:

PROPUESTA DE DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN REMOTO DE DATOS OPERACIONALES PARA UN GASODUCTO URBANO DE DISTRIBUCIÓN*

AUTOR:

ANDRES VILLEGAS GOMEZ**

PALABRAS CLAVE:

MONITOREO, SCADA, VARIABLES, OPERACIÓN, EVENTOS

DESCRIPCION:

El siguiente documento de monografía se basa en los eventos de cierres no controlados presentes de manera eventual en estaciones receptoras, que aumentan el número de llamadas a las empresas distribuidoras, generando consecuencias de diversa índole como altos costos económicos, pérdida de imagen y prestación intermitente del servicio.

Para mitigar las posibles consecuencias antes descritas, se propone el desarrollo de un sistema de adquisición de datos remoto SCADA, que genere registros operativos, mediante variables reconocidas para monitorear, parámetros de control establecidos de todo el sistema de distribución, y equipos determinados de adquisición y comunicación de cada variable.

Los registros operativos obtenidos, de cada magnitud reconocida, permitirán la actuación eficaz en caso de falla monitoreada, la generación de informes requeridos, y la creación de indicadores de desempeño, que disminuirán los tiempos de atención a los clientes, y la frecuencia de los eventos o emergencias.

Además, para que los registros recibidos, y utilizados para la operación eficiente del sistema de distribución sean apropiados, el documento propone de manera general, metodologías de calibración y verificación metrológica de los sensores de variables operativas.

De esta manera, la causa de altos costos de mantenimiento correctivo, prestación ineficiente del servicio de distribución de gas y bajos niveles de satisfacción del cliente serán prácticamente controlados.

* Monografía

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería de Gas. Director: Ing. Eduardo Cristancho Higuera.

SUMMARY

TITLE:

PROPOSAL OF DEVELOPMENT OF AN OPERATIONAL DATA REMOTE ACQUISITION SYSTEM FOR A URBAN DISTRIBUTION GAS PIPELINE*

AUTHOR:

ANDRES VILLEGAS GOMEZ**

KEY WORDS:

MONITORING, SCADA, VARIABLES, OPERATION, EVENTS

DESCRIPTION:

The following monograph document is based on events not controlled closures that sometimes are present in receiving stations. These events increase the calls quantity in distribution gas companies; therefore, some kinds of consequences are generated such as, high cost, loss of image, and intermittent service.

In order to mitigate the former possible consequences, and potential impacts, we propose the development of a data remote acquisition system SCADA. The system could generate operating records using operation recognized variables, established control parameters for a distribution company, and determined acquisition communication equipment for certain magnitude.

The operating records obtained for each magnitude recognized, enable effective action in case of failure monitored, the generation of required reports, and the creation of performance indicators, which will reduce the time of customer service, and the frequency of events or emergencies.

In addition, to have an effective operation in the distribution system, the document or paper proposes appropriate general methods to control the received data, with metrological procedures to calibrate and verify sensors operation variables.

Thus, using the information received from records, the system performance shall decrease the negative events frequency, high costs corrective maintenance, inefficient distribution gas service, and low levels of client satisfaction, so the causes of technical problems will be almost controlled.

* Monograph

** Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Gas Engineering Specialization. Director: Engineer Eduardo Cristancho Higuera.

INTRODUCCION

Con cierta regularidad las empresas distribuidoras de gas domiciliario reciben llamadas de emergencia de sus clientes. Estas caídas en la prestación del servicio generan suspensiones causadas por cierres no controlados de estaciones receptoras, por el desconocimiento del comportamiento operacional del sistema de distribución, o por carencia de datos operativos que permitirían realizar los mantenimientos preventivos y correctivos oportunos.

Esta situación, es susceptible de generar consecuencias diversas para estas empresas distribuidoras de gas, que consisten principalmente, en compensaciones económicas a los clientes, sanciones de organismos de vigilancia, motivando daños económicos, pérdida de imagen y discontinuidad en el servicio.

Teniendo en cuenta que este tipo de empresa de servicios públicos no tiene sistemas obligatorios de monitoreo y adquisición, supervisión y control de información, se propondrá en este documento, un sistema de información por adquisición de datos remotos, con costos aceptables, y desempeño eficiente, para tomar acciones preventivas y correctivas inmediatas en la operación de un gasoducto de distribución.

El desarrollo del documento dará un recorrido general por los sistemas de adquisición, supervisión, y control de datos (SCADA), sus comunicaciones y el manejo eficiente de la información para generar informes de desempeño en la operación del sistema.

De la misma forma, se establecerán indicadores que permitan controlar gran parte de la operación y generar para la industria propuestas para la implementación de acciones de mejora encaminadas a la protección de sus clientes e infraestructura.

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1 DESCRIPCION:

Utilizando como base "sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin". Se puede definir un sistema SCADA como un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación remota de cualquier tipo. Sus funciones principales son:

Adquisición de datos: Recoger, procesar y almacenar la información recibida.

Supervisión: Observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

Control: Modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso o mediante las salidas conectadas.

Transmisión: Envío de información con dispositivos de campo y otros dispositivos.

Base de datos. Gestión de datos con bajos tiempos de acceso, mediante un motor de base de datos conocida.

Presentación: Representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI.

Análisis: De los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

Un sistema de este tipo se concibe como una herramienta de supervisión y control o mando, y se pueden destacar los siguientes objetivos para su desarrollo:

Economía: Ágil y eficiente al enviar un operario a realizar una tarea específica derivada de un monitoreo; así ciertas revisiones rutinarias dejarían de ser innecesarias.

Accesibilidad: Es posible, si las funciones del sistema así lo permiten en su configuración, modificar los parámetros de funcionamiento de cada equipo de control, y consultar el estado de las condiciones de operación de cada instalación monitoreada, con solo un clic de un ratón o un teclado.

Mantenimiento: La adquisición de datos de un proceso monitoreado, se puede almacenar, y presentar de manera amigable para un usuario no

especializado. Esta misma aplicación se puede programar para que permita avisos de fechas de revisión en campo para obtener un mantenimiento preventivo más eficiente.

Ergonomía: Mediante estos sistemas modernos se pueden sustituir grandes paneles llenos de cables, botones y luces, por una pantalla con los datos más importantes, monitoreados con la comodidad requerida.

Gestión: Utilizando la base de datos de los valores obtenidos en el monitoreo, se pueden valorar mediante herramientas estadísticas, las gráficas, y los datos tabulados, que permitan explotar el sistema con el mejor rendimiento posible.

Flexibilidad: Cualquier modificación adicional de alguna de las variables del sistema, no implican gastos significativos de materiales, tiempo e investigación.

Conectividad: Los sistemas abiertos buscados, para evitar sorpresas y secretos, en el desarrollo de cada sistema, utiliza protocolos de comunicación actuales, que permiten la interconexión de sistemas de diferentes proveedores e impiden la existencia de lagunas informativas que puedan causar fallos en el funcionamiento o en la seguridad.

Todos los sistemas orientados a los objetivos mencionados anteriormente aparecen para definir la relación HMI (Human machine interface) Interfase hombre – máquina.

Las Funciones y utilidades de un sistema SCADA, están encaminadas a establecer comunicaciones claras entre el proceso y el operador. Por tanto, las prestaciones, ayudas o beneficios se pueden clasificar como sigue [1]:

Monitorización: Representa los datos en tiempo real, se leen los datos de los sensores (temperaturas, presiones, velocidades, etc). Y se pueden vigilar una máquina simple, una instalación hidroeléctrica, un gasoducto, a muchos kilómetros de distancia.

Supervisión: Gestión para toma de decisiones (mantenimientos correctivos inmediatos, o preventivos). De acuerdo a la programación, teniendo en cuenta ciertas condiciones, se pueden anular o modificar tareas asociadas de manera automática, evitando continua supervisión humana.

Adquisición de datos de los procesos en observación: Se pueden observar mediante herramientas de registro valores medios de las variables deseadas, guardadas en el sistema, para evaluar y diagnosticar con posterioridad y tomar tendencias posteriores a los procesos.

Visualización de estados de señales del sistema (eventos y alarmas): Reconocimiento de eventos excepcionales y puesta en conocimiento inmediato a los operarios para efectuar acciones correctivas apropiadas. La programación de alarmas puede variar para que el operario la reconozca, y crear registros de las incidencias.

Mando: Es posible que un sistema SCADA se puedan cambiar datos claves del proceso desde la estación remota, como puesta en marcha, paradas, o modificación de parámetros.

Grabación de acciones: Permite la grabación de rutinas que configuran un proceso específico con la ejecución de un solo comando teniendo en cuenta los datos tomados por los sensores escogidos.

Garantía en la seguridad de los datos: El envío y la recepción de datos debe estar protegida de influencias externas, no deseables, mal intencionadas; también, fallas en la programación o situaciones inesperadas.

Garantía en la seguridad en los accesos: Restricción de zonas de programa comprometidas a usuarios no autorizados, registro de los accesos, y acciones que se lleven a cabo por los operadores.

Programación: la posibilidad de realizar cálculos aritméticos de alta resolución sobre lenguajes de programación de alto nivel como C y Visual Basic.

1.2 CARACTERISTICAS:

El sistema SCADA está dividido en tres bloques principales:

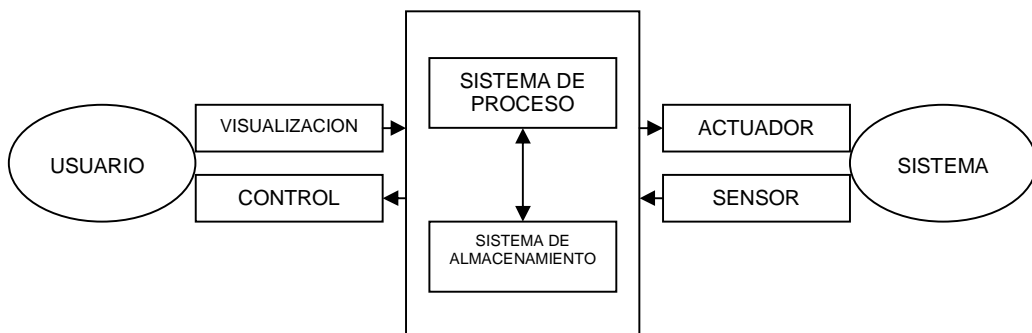


Figura 1: Estructura básica de un sistema de supervisión y control

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

El usuario (operador) mediante herramientas de visualización y control, tiene acceso al control del proceso (un servidor en general). La comunicación entre estos dos sistemas se hace por redes de comunicación.

El sistema de proceso capta el estado del sistema a través de elementos sensores e informa al usuario por herramientas HMI. Teniendo en cuenta los comandos del usuario, el sistema de proceso inicia las acciones para mantener el control del sistema utilizando elementos actuadores.

La transmisión de datos entre el sistema de proceso y los sensores y actuadores se hace mediante buses de campo. Toda información generada en los procesos de supervisión son almacenados (sistema de almacenamiento) para utilizar posteriormente.

1.2.1 HARDWARE:

De acuerdo a la teoría y de manera conceptual, un sistema SCADA Está dividido en dos bloques:

Captadores de datos: Recopilan los datos de los elementos de control del sistema (registradores, reguladores, etc) y los procesan para su utilización, son los servidores del sistema.

Utilizadores de datos: usan la información recogida por los captadores, son herramientas de análisis de datos o los operadores del sistema, y el cliente.

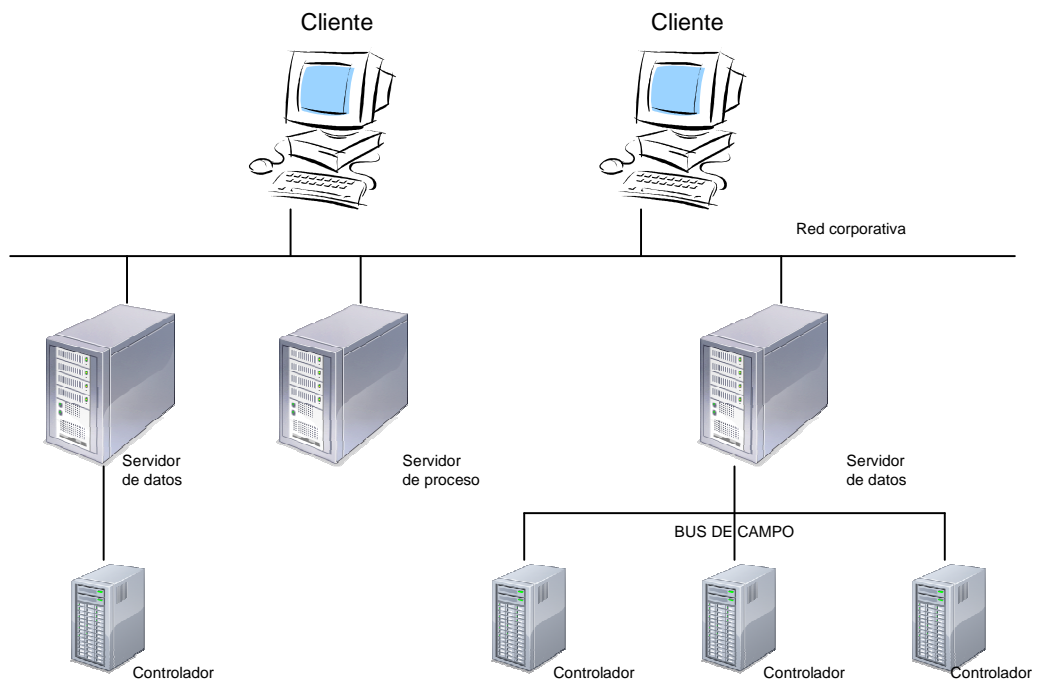


Figura 2: Esquema conceptual de hardware para una red de captación y utilización de datos
Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

Los clientes pueden evaluar los servidores para permitir acciones oportunas y mantener las condiciones del sistema bajos parámetros estables de operación. Los buses de campo, los controladores de proceso, envían la información a los servidores de datos que intercambian a su vez, con niveles superiores del sistema utilizando redes de comunicación locales.

Los sistemas anteriores están formados por:

- Interfase Hombre- Máquina HMI
- Unidad central
- Unidad remota
- Sistemas de comunicaciones

1.2.1.1 INTERFASE HOMBRE – MAQUINA:

Comprende el panel de control y los sistemas de presentación gráfica. Su función principal es representar de forma simple la operación, y deben buscar ser versátiles en seguridad y productividad.

La seguridad se refiere a evitar al máximo errores humanos, y la productividad a ser eficiente en la ejecución de las operaciones. Los errores más comunes como deslices, fallas o equivocaciones; son causados en su

mayoría por problemas administrativos, del puesto de trabajo, pero casi nunca tecnológicos.

La productividad se basa en ser eficiente en la producción al menor costo, por tanto estas interfases HMI, deben permitir desarrollarse en corto plazo, con tiempos de capacitación cortos y bajo costo.

Por consiguiente, se encuentran interfases con visualizaciones simultáneas de muchos sectores del sistema que permitan tener una visión general; sin embargo, pueden llegar a ser complejos en momentos de contingencia.

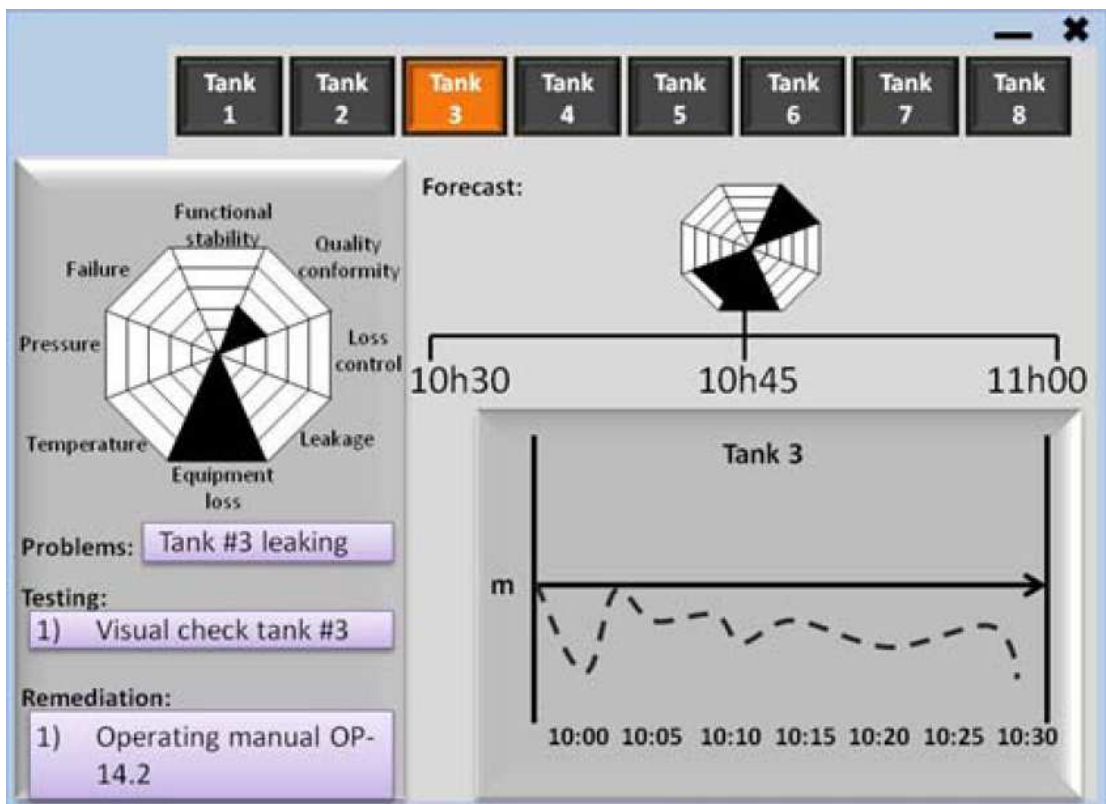


Figura 3 - Ejemplo de interfase hombre máquina – HMI

Fuente: Memorias seminario y exhibición automatización industrial y sistemas de control (Diseños de pantalla – Factores humanos y el diseño de la pantalla HMI para reducir errores humanos y mejorar la productividad – Jean- Yves Fiset, Ago 2010)

1.2.1.2 UNIDAD CENTRAL (MTU, Master Terminal Unit)

Centraliza el mando del sistema debe tener la posibilidad de intercambiar información entre centros de control y estaciones remotas situadas en cualquier lugar.

En el centro de control se realiza la tarea recopilación y archivo de datos. Toda la información recopilada que se genera en el proceso operativo se pone a disposición de los usuarios interesados.

1.2.1.3 UNIDAD REMOTA (RTU, Remote Terminal Unit)

Es el conjunto de elementos dedicados a labores de control y supervisión de un sistema que están alejados del centro de control y comunicados mediante un canal de comunicaciones.

Se pueden encontrar los siguientes elementos que cumplen con la función: RTU (que se especializan en comunicación), PLC (Programmed Logic Controller), especialistas en tareas generales de control, y IED (Intelligent Electronic Device), especializados en tareas específicas de control.

Las unidades remotas RTU se encargaban de recoger los datos de elementos de campo y transmitirlos a una unidad central, y recibir los comandos de control. Se basan en ordenadores especiales que controlan el proceso o se comunican con elementos de control como PLC mediante protocolos de comunicación adecuados.

Al desarrollarse los sistemas inteligentes aparecen dentro de las funciones de las RTU la recolección y proceso de datos, así como la seguridad ante accesos no autorizados o anomalías que perjudiquen el funcionamiento de la estación.

Los PLC, controladores lógicos programables, iniciaron como sistemas de dedicación exclusiva al control de instalaciones, máquinas o procesos. Sin embargo, estos equipos han evolucionado integrando aplicaciones en forma de módulos de ampliación, como procesadores de comunicación, que muestran la desaparición paulatina de la línea divisoria entre los PLC y las RTU.

Los equipos IED son periféricos inteligentes, con propiedades de decisión propia (programas) que se ocupan de controlar, regular y comunicar. Se conocen como dispositivos con funciones versátiles de protección, módulos avanzados de control local inteligente, funciones de monitoreo y capacidades de comunicación directamente al sistema SCADA.

Los IED's pueden ser monitoreados y controlados por el servidor SCADA y en la mayoría de los casos tienen una programación local que les permite actuar sin instrucciones directas del centro de control SCADA.

Los sistemas remotos, son sistemas complejos que forman parte de un gran sistema de control, como controles de transmisión eléctrica de un país, donde las estaciones tienen a cargo ciudades o regiones.

Para este tipo de sistemas se tienen instaladas funciones de control, interfase hombre- máquina HMI, adquisición de datos, control de bases de

datos, protocolos de seguridad y comunicaciones internas entre subsistemas.

1.2.2 SISTEMA DE COMUNICACIÓN

Los servidores de datos interrogan de manera periódica los elementos de campo (polling), recogiendo datos generados por registradores, o reguladores de proceso, etc.

Los controladores suministrados por el mercado son compatibles con la mayoría de los estándares de comunicación existentes (buses de campo), entonces es posible establecer cualquier tipo de comunicación entre servidor de datos y cualquier elemento de campo.

Los servidores de datos pueden gestionar varios protocolos de manera simultánea utilizando tarjetas de comunicación, que permiten el intercambio de datos en ambas direcciones, unidad central – RTU y viceversa. Se usan un sistema de transporte de la información para mantener el enlace entre los elementos de la red como: línea telefónica, cable coaxial, fibra óptica o tecnologías inalámbricas [telefonía celular GPRS, UMTS y radio enlaces VHF, UHF, microondas].

1.2.2.1 Topologías

Las combinaciones de comunicación entre los elementos generan topologías determinadas.

Punto a punto: La relación es de tipo maestro- esclavo. Un solo elemento remoto (RTU) está conectado al sistema de control MTU, mediante una línea.

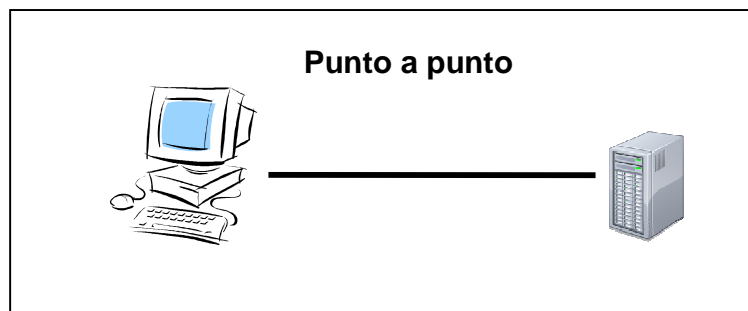


Figura 4 – Topología punto a punto

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

Multipunto dedicado: Un solo sistema de control conectado a varias estaciones remotas mediante enlaces directos permanentes. La configuración es delicada, pues todo tráfico de la red se centra en un solo punto (unidad central) que debe gestionar todo el tráfico generado por el resto de elementos.



Figura 5 – Topología multipunto dedicado

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

Multipunto compartido estrella: tipo maestro- esclavo. Esta combinación en estrella solo utiliza un solo puerto de comunicaciones realizando el cambio de datos por turnos, es posible porque las estaciones remotas tienen identificadores únicos.

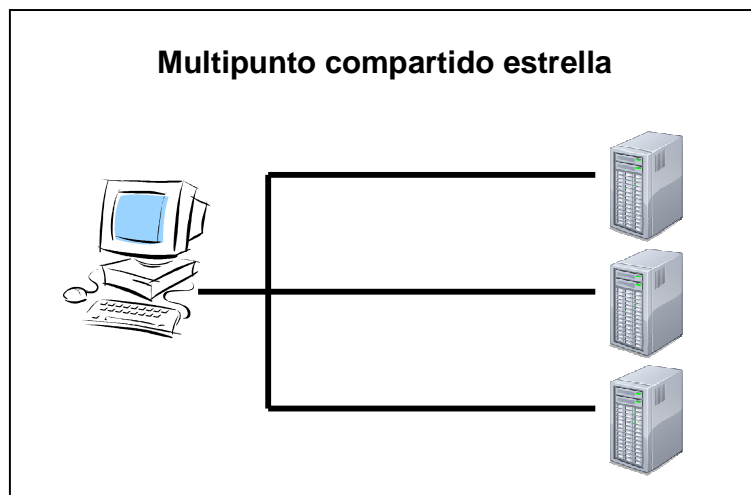


Figura 6 – Topología multipunto compartido estrella

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

Multipunto compartido en bus; similar al anterior con diferencia en que una o varias estaciones centrales están conectadas a una o varias estaciones remotas mediante un medio común (bus). De la misma manera que el caso

anterior, el acceso se hace en orden y está manejado por un sistema Maestro (polling).

Multipunto compartido en anillo: Es una estructura más robusta ya que proporciona dos caminos para los datos. En el caso que falle un nodo el tráfico no se interrumpe.

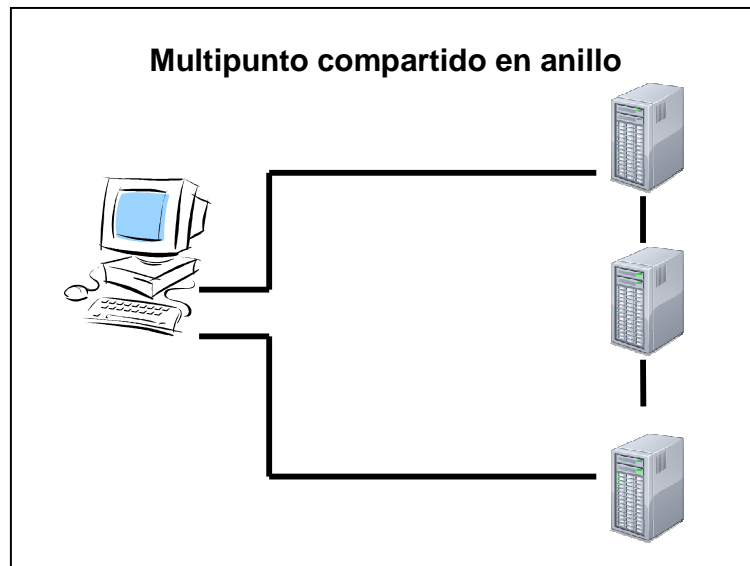


Figura 7 – Topología multipunto compartido en anillo

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

En general, las aplicaciones de cierto tamaño utilizan varios de los métodos mencionados, teniendo en cuenta topologías y medios de transmisión de datos de manera simultánea, para implementar de forma más eficiente los sistemas SCADA, adaptando recursos técnicos y optimizando costos.

Es así, que para grandes distancias se usa la comunicación satélite, microondas o radio, caso contrario en la utilización de cables para distancias cortas.

1.2.2.2 Seguridad:

Es de resaltar que los estándares de comunicaciones permiten mayor integración y flexibilidad en las configuraciones; sin embargo, el uso de éstos generan problemas relacionados con seguridad en los accesos (hacking), los virus informáticos, la integridad de los datos o los problemas de comunicaciones. Para prevenir estas anomalías se crearon los contrafuegos firewalls.

Firewall: Su origen puede proceder de la construcción civil porque se trata de paredes divisorias, sin ventanas, que separan dos estancias, y que

impiden que el fuego se propague de una estancia a otra en caso de incendio. Para el caso de sistema de información, son barreras lógicas entre redes diferentes, una local LAN y otra pública INTERNET o de jerarquía diferente INTRANET, que permiten proteger la red local de accesos no deseados desde el exterior.

Los Firewall se pueden clasificar según su uso en corporativos o personales:

Corporativos: Se trata de programas (software) o tarjetas (hardware) que realizan el control de tráfico entre dos redes.

Personales: Filtran el tráfico que entra y sale de un solo servidor. Deben ser configurados por el operador para evitar software malicioso.

1.2.3 SOFTWARE:

Un programa de interfase hombre – máquina HMI, se ejecuta en una terminal, mientras que otros programas se encargan de comunicarse con otros dispositivos de control y elementos de gestión; los anteriores son denominados controladores (driver) de comunicaciones.

Según la importancia del sistema, se pueden especializar componentes que realizan tareas exclusivas dentro del sistema de control (servidores de datos, de alarmas, de históricos, de interfases HMI, etc), que a su vez transfieren datos a otras aplicaciones de software, como hojas de cálculo o bases de datos, y de esta manera, se analizan eventos, alarmas, emergencias, etc, de gran importancia para la estructura de un sistema de distribución de gas.

A continuación se presenta un gráfico con la estructura general de software para un sistema SCADA.

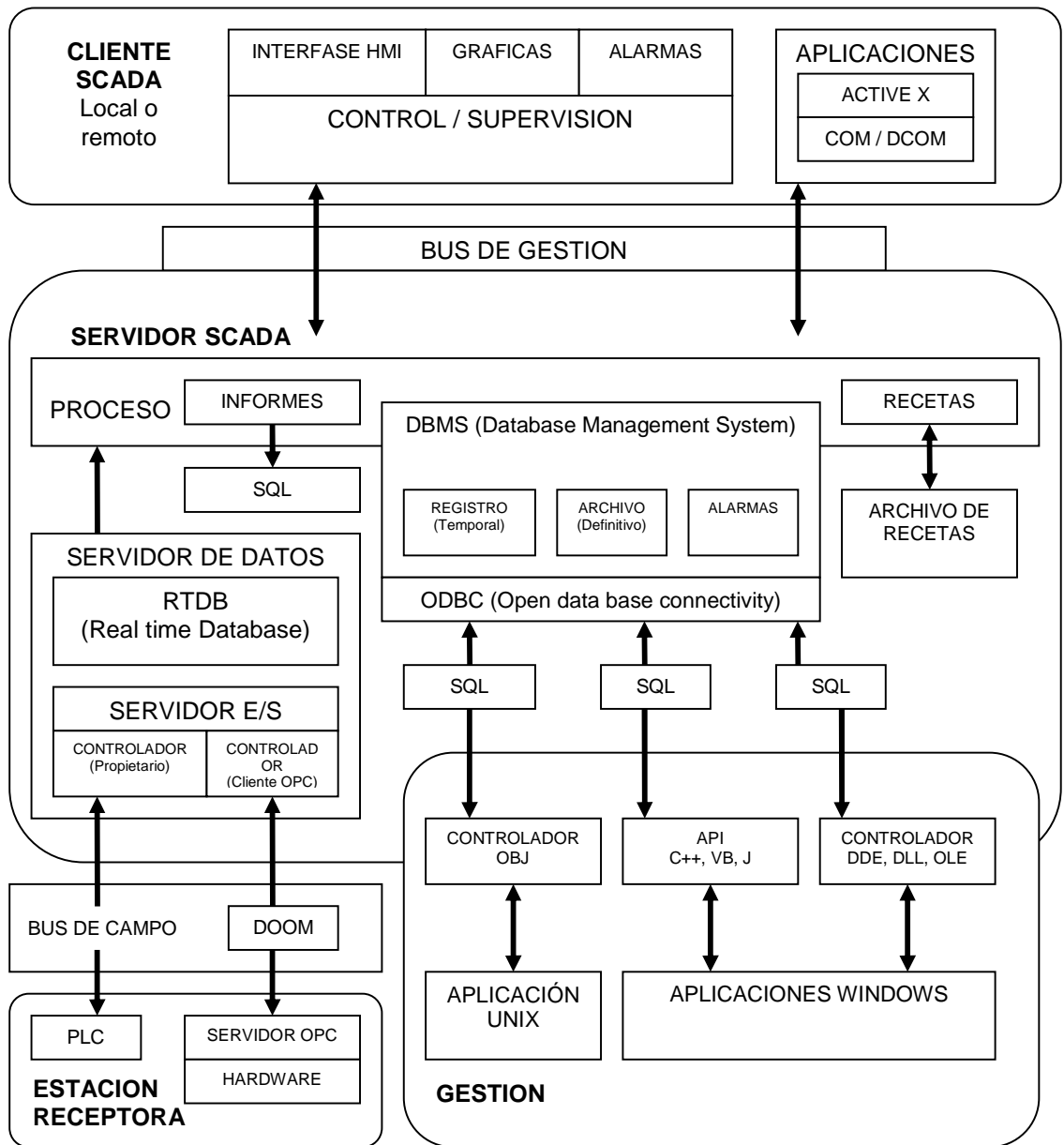


Figura 8 – Estructura general de software de un sistema Scada

Fuente: sistemas Scada 2ª edición de Aquilino Rodríguez Penin

1.2.3.1 Comunicación entre aplicaciones:

Los métodos de intercambio más conocidos son:

OPC: (OLE for Process control). Este estándar de intercambio abierto permite acceder a los datos desde aparatos de campo. Se basa en la

tecnología (COM: Component Object Model), que permite definir cualquier elemento de campo mediante sus propiedades, convirtiéndolo en una interfase. Así es posible conectar cualquier elemento de campo con un servidor de datos local COM, o remoto DCOM. Se clasifican en clientes o servidores:

Cliente OPC: Es una aplicación que solo utiliza datos como lo hace un SCADA. Cualquier cliente OPC se puede comunicar con cualquier servidor OPC sin importar el tipo de elemento que recoge los datos.

Servidor OPC (OPC server): La aplicación realiza la recopilación de datos de varios elementos de campo y permite el acceso libre a estos elementos desde otras aplicaciones que los soliciten (clientes OPC).

ODBC: (Open Data Base Connectivity), es un estándar que permite a las aplicaciones el acceso a datos en sistemas de gestión de bases de datos (Data Base Management Systems) utilizando SQL como método de acceso.

La interfase ODBC define:

- Una librería de llamadas a funciones ODBC
- La sintaxis SQL necesaria
- Códigos de error estándar
- El métodos de conexión a un sistema de gestión de base de datos (DBMS)
- El formato de presentación de los datos

Para acceder a los datos, una aplicación necesita un controlador, en windows (DLL, Dynamic Link Library) y en UNIX (objeto OBJ).

SQL: (Structured Query Language) permite una interfase común para el acceso a los datos por parte de cualquier programa que contemple este estándar.

ASCII: Es común a casi todas las aplicaciones informáticas, es sencillo para exportar e importar datos de configuración, valores de variables, etc.

API: (Application Programming Interfaces) Permite que el usuario mediante estas herramientas pueda adaptar el sistema a sus necesidades mediante rutinas de programa propias escritas en lenguajes como Visual Basic, C++, o Java.

1.2.3.2 ALMACENAMIENTO DE DATOS:

Una de las maneras más utilizadas para manejo de datos, es una base de datos relacional que usa un conjunto de tablas de datos, que contienen campos que sirven de relación, y que permiten establecer múltiples combinaciones.

Este tipo de organización permite la aparición de arquitecturas de cliente-servidor, simplificando la administración de los datos y los programas que trabajan con éstos.

Además, los usuarios pueden acceder a los datos de forma rápida y sencilla, utilizando estructuras de interrogación (queries) y obtener los datos adecuados a sus necesidades para su posterior manejo en hojas de cálculo, documentación, etc.

Sin embargo, el almacenamiento para sistemas con gran cantidad de variables, que requieren ser almacenadas en lapsos muy cortos de tiempo, presentan limitaciones con bases de datos relacionales tradicionales. Para subsanar estos inconvenientes, se han desarrollado estándares como IndustrialSQL, que aumenta la capacidad de grabación de datos y disminuye el espacio necesario de almacenamiento.

1.2.3.3 SENSORES DE CAMPO:

El flujo de la información en los sistemas SCADA inicia con el fenómeno físico o variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, ph, densidad, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los SENSORES o TRANSDUCTORES.

Estos SENSORES o TRANSDUCTORES convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas debe ser procesada para ser entendida por el computador. Para ello se utilizan ACONDICIONADORES DE SEÑAL, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, provee aislación eléctrica y filtraje de la señal con el objeto de proteger el sistema de transientes y ruidos originados en el campo.

Una vez acondicionada la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de CONVERSIÓN DE DATOS. Generalmente, esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. El computador o servidor almacena esta información, la cual es utilizada posteriormente para la TOMA DE DECISIONES.

2. VARIABLES PARA MONITOREAR

Teniendo en cuenta lo anterior, se darán las pautas teóricas para recoger la información de los sensores de variables principales para un sistema SCADA de un sistema de distribución de gas combustible. Las variables requeridas por esta investigación, están definidas principalmente por la NTC 3949 (Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible), de acuerdo además, a los criterios recogidos en las NTC 3728 (Líneas de transporte y redes de distribución de gas) y NTC 3838 (Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles).

Por tanto, las variables o magnitudes objeto de esta investigación son en orden de importancia las siguientes:

- Presión: para monitoreo sobre presiones máximas y mínimas de operación.
- Flujo: para monitoreo de caudales máximos de desempeño de estaciones.
- Temperatura: para monitoreo de temperatura para corrección de medición de flujo, temperatura mínima que genere condensación de gases, y máxima para prevenir corrosión principalmente.

2.1 Presión:

La presión es una condición de esfuerzo dentro de un gas o fluido, que se demuestra por el efecto dinámico en la superficie del contenedor que lo rodea.

Dependiendo de la aplicación, se utilizan sensores de presión con señales de salida binaria o con señales análogas, y se dividen en sensores de presión absoluta, relativa y presión diferencial.

Para la medición de presión se pueden clasificar igualmente en tres grupos: mecánicos, neumáticos, y electromecánicos. Para nuestro desarrollo se hará énfasis en los sensores de tipo electromecánico.

De acuerdo al libro Instrumentación Industrial, Antonio Creus, los sensores de presión electromecánicos, utilizan un elemento mecánico elástico combinado con un transductor eléctrico que genera la señal correspondiente. El elemento mecánico puede ser un tubo bourdon, un espiral, una hélice, diafragma, fuelle o una combinación de los mismos; que mediante sistemas de conversión pasa la presión a una fuerza o desplazamiento mecánico.

Estos elementos se dividen en según su funcionamiento en:

- Transmisores electrónicos de equilibrio de fuerzas
- Resistivos
- Magnéticos
- Capacitivos
- Extensométricos
- Piezoeléctricos

En los transmisores electrónicos de equilibrio de fuerza; cada valor de presión, la barra adopta una posición que excita a un transductor de desplazamiento como un detector de inductancia. De acuerdo a la figura 9, (a), un transformador diferencial (b) o un detector fotoeléctrico (c). Un circuito oscilador asociado con cualquiera de los detectores alimenta una unidad magnética y la fuerza generada reposiciona la barra de equilibrio de fuerzas. Se completa un circuito de realimentación variando la corriente de salida en forma proporcional al intervalo de presiones de proceso.

En los transmisores con detector fotoeléctrico (c) “la barra rígida tiene en su extremo una ventanilla ranurada que interrumpe total o parcialmente un rayo de luz que incide en una célula fotoeléctrica de dos elementos. Esta célula forma parte de un circuito de puente de Wheatstone autoequilibrado y, por 10 tanto, cualquier variación de presión que cambie la barra de posición, moverá la ventana ranurada y desequilibrará el puente. La señal diferencial que se produce en los dos elementos de la célula es amplificada y excita un servomotor. Éste, al girar, atornilla una varilla roscada la cual comprime resorte de realimentación que a su vez aprieta la barra de equilibrio de fuerzas con una fuerza tal que compensa la fuerza desarrollada por el elemento de presión. De este modo, el sistema se estabiliza en una nueva posición de equilibrio. Este transmisor dispone de un contador óptico-mecánico acoplado al servomotor que señala los valores de presión en una pantalla exterior.

Los transductores electrónicos de equilibrio de fuerzas se caracterizan por tener un movimiento muy pequeño de la barra de equilibrio, poseen realimentación, una elasticidad muy buena y un nivel alto en la señal de salida.

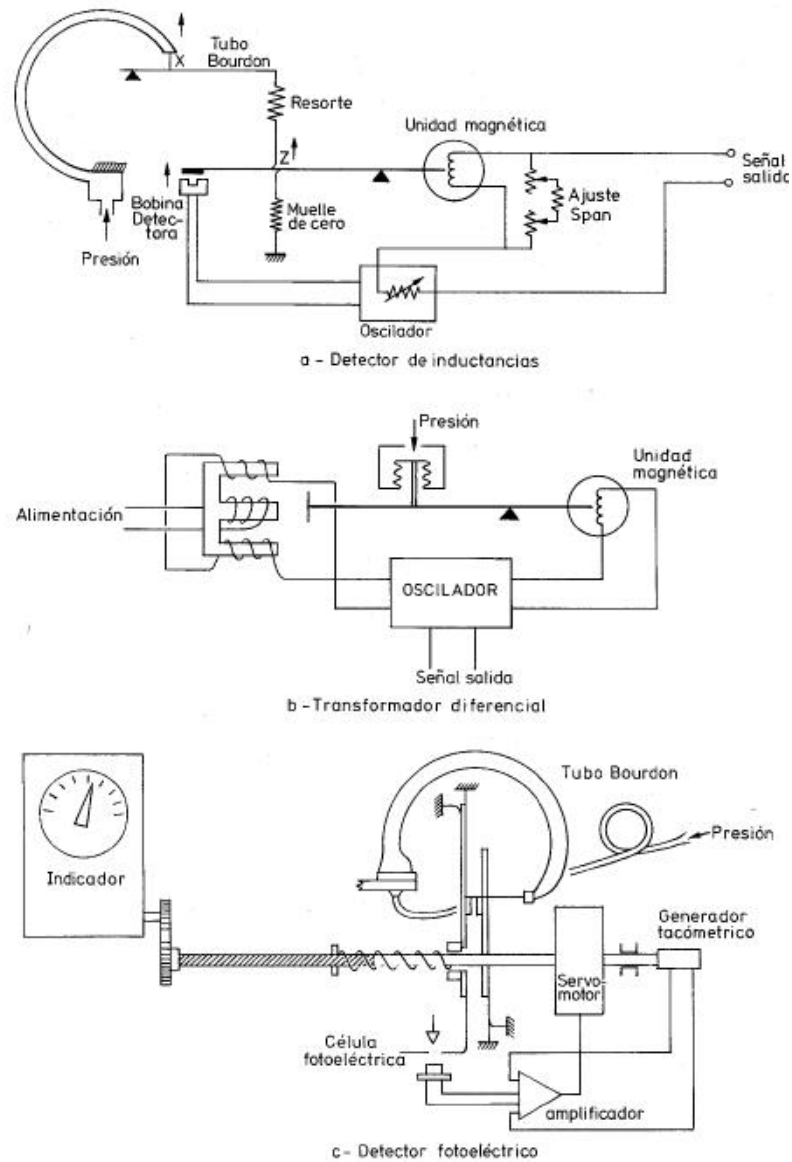


Figura 9 – Transductor electrónico de presión por equilibrio de fuerzas

Fuente: Instrumentación industrial, Antonio Creus, numeral 3.4.1

Como información adicional, y teniendo en cuenta Instrumentación Industrial, Antonio Creus, numeral 3.4.2, acerca de los transmisores de presión electromecánicos, se presentan de manera común los transductores resistivos que consisten en un elemento elástico (tubo Bourdon o cápsula) que varía la resistencia óhmica de un potenciómetro en función de la presión.

El potenciómetro puede adoptar la forma de un solo hilo continuo o bien estar arrollado a una bobina siguiendo un valor lineal o no de resistencia. Existen varios tipos de potenciómetros según sea el elemento de resistencia: potenciómetros de grafito, de resistencia bobinada, de película metálica y de

plástico moldeado. En la siguiente figura puede verse un transductor resistivo representativo que consta de un muelle de referencia, el elemento de presión y un potenciómetro de precisión. El muelle de referencia es el corazón del transductor ya que su desviación al comprimirse debe ser únicamente una función de la presión y además debe ser independiente de la temperatura, de la aceleración y de otros factores ambientes externos.

El movimiento del elemento de presión se transmite a un brazo móvil aislado que se apoya sobre el potenciómetro de precisión. Éste está conectado a un circuito de puente de Wheatstone.

Los transductores resistivos son simples y su señal de salida es bastante potente como para proporcionar una corriente de salida suficiente para el funcionamiento de los instrumentos de indicación sin necesidad de amplificación.

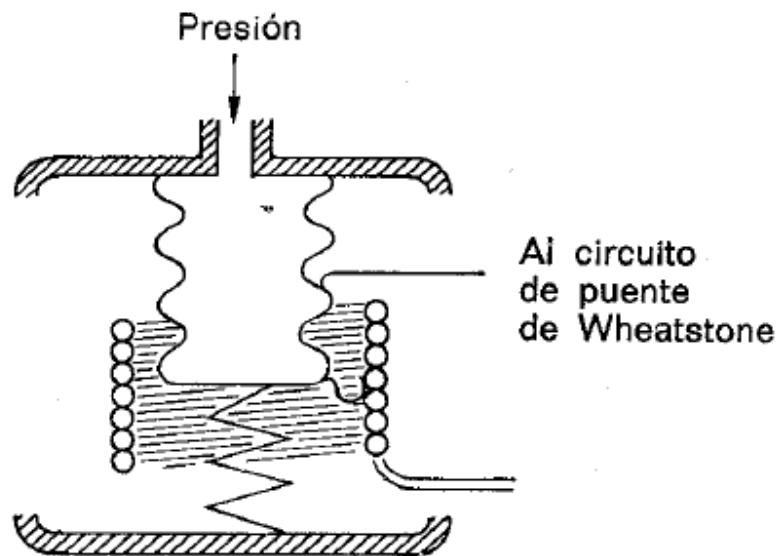


Figura 10 – Transductor de presión resistivo

Fuente: Instrumentación industrial, Antonio Creus, numeral 3.4.2

2.2 Flujo o Caudal:

Existen varios métodos para medir el caudal según sea el tipo volumétrico o másico. Entre los medidores para gases combustibles más importantes se encuentran:

- Cantidad / caudal:
 - Cantidad: Son aquellos que totalizan el gas, contabilizando directamente el volumen o la masa. (Rotatorios, o diafragmas)

- Caudal: Contabilizan directamente la proporción del volumen o mas con respecto al tiempo. (Turbinas, ultrasónicos, placa orificio)
- Según Intercambio de energía
 - Medidores aportantes de energía: Suministran energía al fluido para realizar la medición. (Ultrasónicos, máscicos)
 - Medidores extractores de energía: Aprovechan la energía para la realización de la medición. (Placas de orificio, turbinas, rotatorios, diafragmas)
- Según Interacción con el fluido
 - Intrusivos: Se hace la medición con elementos inmersos en el flujo. (Turbinas, placas de orificio)
 - No intrusivos: La medición se hace sin elementos del medidor dentro del flujo. (Ultrasónicos)
- Según el principio de medición
 - Inferenciales: Se aprovecha la variación en una propiedad física para correlacionarla con el caudal. (placas de orificio)
 - Velocidad: El caudal se calcula por el producto entre la velocidad media del flujo y el área transversal. (ultrasónicos, turbinas)
 - Volumétricos: Miden directamente el volumen (diafragma)
 - Máscicos: Miden directamente la masa (Máscico Coriolis)

Ya que los equipos instalados en la mayoría de las estaciones de monitoreo para sistemas de distribución, son medidores tipo volumétrico se clasifican como elementos primarios; pero, necesitan elementos secundarios (sensores de presión y temperatura), y un elemento terciario electrónico (computador, corrector de flujo), que recibe la información de los elementos primarios y secundarios, y mediante algoritmos programados calcula el volumen corregido dentro de los límites especificados por la normatividad y regulación.

Es importante destacar que la medición de volumen obtenida debe ser corregida, utilizando las condiciones base en presión y temperatura del país para establecer un valor estándar para todos los entes interesados. El valor del volumen corregido está dado por la siguiente expresión derivada de la ley combinada de los gases:

$$V_c = (V_m) \left(\frac{P_m + P_{atm}}{P_b} \right) \left(\frac{T_b}{T_m} \right) \left(\frac{Z_b}{Z_m} \right)$$

Donde:

V_c = Volumen corregido

V_m = Volumen medido

P_m = Presión manométrica

P_{atm} = Presión atmosférica

Pb = Presión Base (14.65 psia) para Colombia (RUT. Reglamento único de transporte Res CREG 071 de 1999, Código de distribución Res. CREG 067 de 1995 y Res. CREG 008 de 2009)

Tm= Temperatura absoluta medida en $^{\circ}\text{K}$ o $^{\circ}\text{R}$

Zm= Compresibilidad en condiciones de flujo

Zb= Compresibilidad en condiciones base

El equipo electrónico realiza mediante el algoritmo programado el cálculo de la expresión anterior para obtener el volumen real medido que puede ser monitoreado como una variable o magnitud más en la operación del sistema de distribución.

La norma API MPMS 21.1 (Medición de flujo de gas por sistemas electrónicos) describe las características básicas, los procedimientos y técnicas recomendadas, que debería tener un medidor electrónico de flujo o caudal en gas para disminuir la incertidumbre al medir este tipo de magnitud.

2.3 Temperatura:

Teniendo en cuenta Instrumentación Industrial de Antonio Creuss, la temperatura aunque sea una de las mediciones más comunes y más importantes realizadas en los procesos industriales, tiene limitaciones por la exactitud y precisión deseadas por la velocidad de captación, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumento indicador necesario. Por tanto, es importante conocer los métodos de medida para seleccionar de manera acertada el sistema más adecuado.

Los instrumentos de temperatura utilizan fenómenos influidos por la misma así:

- Variaciones de volumen o en estado de los cuerpos (sólidos, líquidos o gases)
- Variación de resistencia de un conductor (sondas de resistencia)
- Variación de resistencia de un semiconductor (termistores)
- Fuerza electromotriz creada por la unión de dos metales distintos (termopar)
- Intensidad de la radiación total emitida por el cuerpo (pirómetros de radiación)

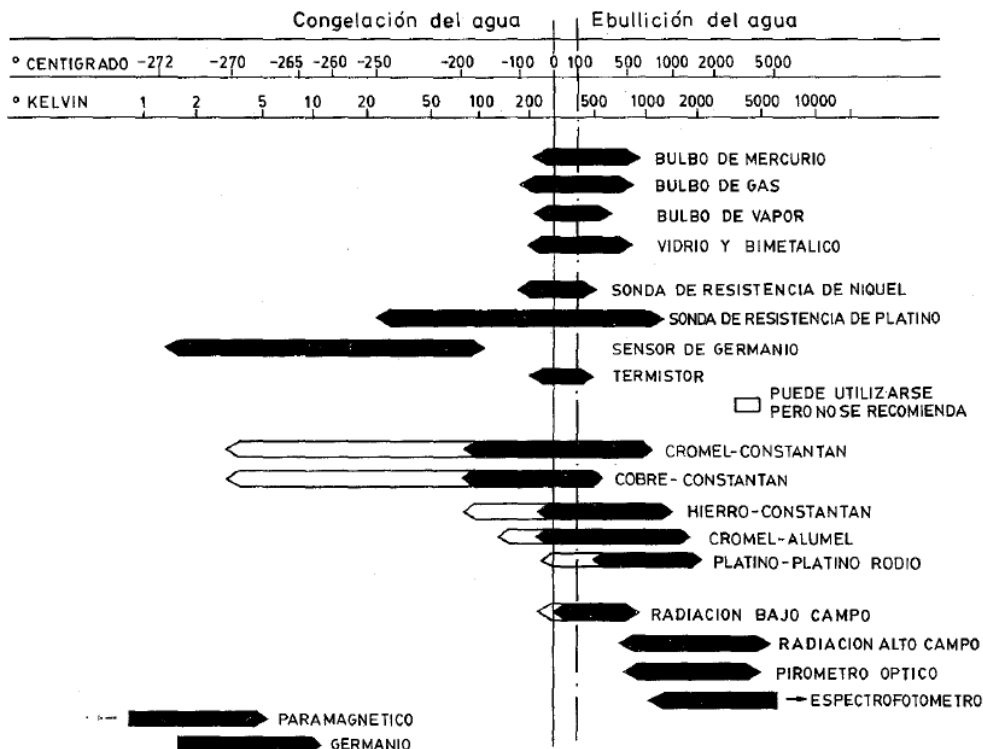


Figura 11 - Instrumentos de temperatura con sus intervalos de medida

Fuente: Instrumentación Industrial – Antonio Creus

Se emplean entonces las siguientes clases de instrumentos de temperatura:

- Termómetros de vidrio
- Termómetros bimetalicos
- Elementos primarios de bulbo y capilar llenos de líquido, gas o vapor
- Termopares
- Pirómetros de radiación
- Termómetros de resistencia
- Termómetros ultrasónicos
- Termómetros de cristal de cuarzo

De nuestro interés serán los termómetros de resistencia, y termopares, métodos de mayor aplicación a monitoreo de sistemas de distribución de gas combustible.

- Termómetros de resistencia:

Consiste en un enrollamiento de hilo muy fino del conductor adecuado bobinado entre capas de material aislante y protegido con un revestimiento de vidrio o de cerámica.

El material que forma el conductor se caracteriza por el coeficiente de temperatura de resistencia, que expresa a una temperatura determinada, la variación de la resistencia en ohmios de conductor por cada grado de variación de temperatura.

Los materiales que formen el conductor deben tener las siguientes características:

- Alto coeficiente de temperatura de la resistencia, para sensibilizar el instrumento
 - Alta resistividad, para que a mayor resistencia a una temperatura dada tanto mayor será la variación
 - Relación lineal resistencia- temperatura
 - Rigidez ductilidad para facilitar la fabricación del instrumento
 - Estabilidad de la características durante la vida útil del material
 - Se usan en general platino y níquel
- Termopares:

El termopar se basa en la circulación de una corriente en un circuito formado por dos metales diferentes cuyas uniones (unión de medida o caliente, unión de referencia o fría) se mantienen a distinta temperatura. La circulación de corriente obedece a dos efectos termoeléctricos combinados, el primero que provoca la liberación o absorción de calor en la unión de los dos metales distintos cuando una corriente circula a través de la unión, y el segundo efecto que libera o absorbe calor cuando la corriente circula a través del material homogéneo en el que existe un gradiente de temperaturas.

Estudios adicionales al comportamiento de los termopares permitieron establecer las tres leyes fundamentales

- Ley de circuito homogéneo. Es un conductor metálico homogéneo no puede sostenerse la circulación de una corriente eléctrica por la aplicación exclusiva de calor.
- Ley de los metales intermedios: Si en un circuito de varios conductores la temperatura es uniforme desde un punto de soldadura A a otro B, la suma algebraica de todas las fuerzas electromotrices es totalmente independiente de los conductores metálicos intermedios y es la misma que si se pusieran en contacto directo A y B.
- Ley de las temperaturas sucesivas: la fuerza electromotriz generada por un termopar con sus uniones a T1 y T3 es la suma algebraica de la fuerza electromotriz del termopar con sus uniones a T1 y T2 y la fuerza electromotriz del mismo termopar con sus uniones a las temperaturas T2 y T3

Por las leyes se presenta entonces una pequeña tensión continua proporcional a la temperatura de la unión de medida, siempre que haya una diferencia de temperaturas con la unión de referencia. Los valores están tabulados en tablas de conversión y para la selección se puede utilizar la siguiente figura.

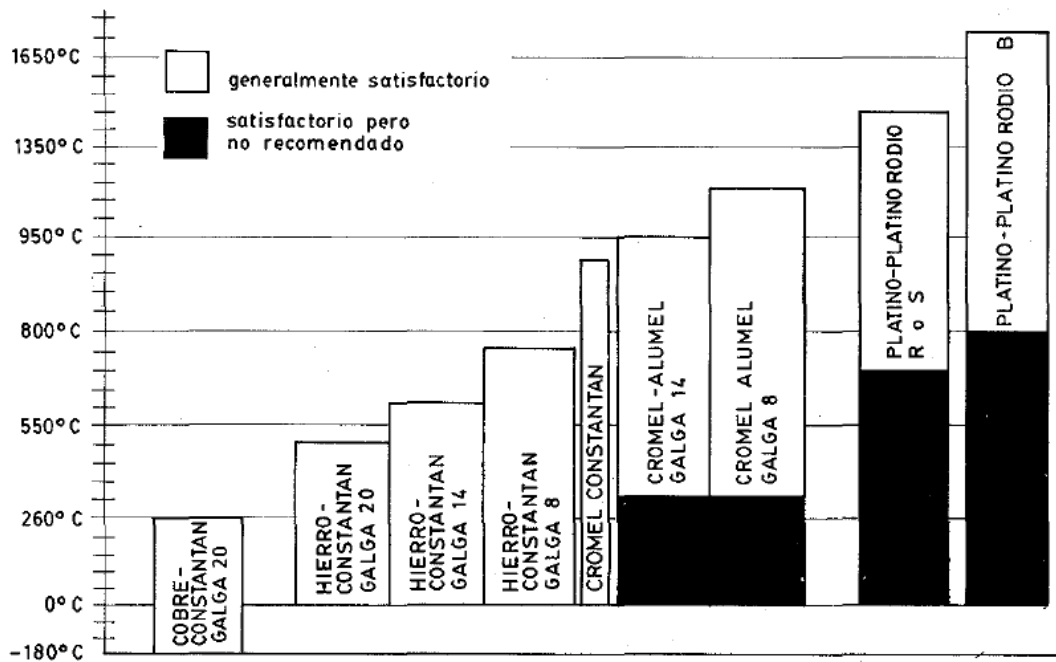


Figura 12 – Gráfico para la selección de termopares

Fuente: Instrumentación Industrial – Antonio Creus

3. EQUIPOS DE ADQUISICIÓN, COMUNICACIÓN DE DATOS, Y SENSORES DE VARIABLES OPERACIONALES

De acuerdo a los fundamentos teóricos tratados en el capítulo anterior, se determinarán los equipos requeridos de acuerdo a las necesidades básicas del un sistema de distribución de gas domiciliario urbano. Para esto se hará una descripción de la configuración de un sistema de distribución clásico.

3.1 Configuración de un sistema de distribución:

- **Estaciones de puerta de ciudad City Gate:**

Generalmente, propiedad del transportador de gas, en estas estaciones se genera la transferencia de custodia del gas del agente transportador al distribuidor para zonas urbanas; por tanto, se realiza una medición de flujo y volumen por los métodos antes mencionados. Con respecto a la presión de operación, la NTC 3838, expresa que la presión debe regularse máximo a 406 psi de acuerdo a la siguiente tabla de la norma.

Clase de sistema de tubería y clase de usuario.	Gas Natural		GLP	
	bar	psig	bar	psig
Alta presión: $P > 7$ bar ($P > 101,5$ psig).				
Líneas de transmisión.	100	1 450,4	N.A	N.A
Líneas primarias.	19 ¹⁾	275,6 ¹⁾	N.A	N.A
Instalaciones para suministro de gas en edificaciones industriales, derivadas de líneas de transmisión o líneas primarias.	2)	2)	N.A	N.A
Media presión: 140 mbar $< P \leq 7000$ mbar ($2,03$ psig $< P \leq 101,5$ psig).	mbar	psig	mbar	psig
Líneas secundarias, líneas de acometida y líneas matrices exteriores a la edificación.	7000 ³⁾	101,5 ³⁾	1 000 ⁴⁾	14,5 ⁴⁾
Instalaciones para suministro de gas en edificaciones industriales, derivadas de líneas secundarias.	2)	2)	1 000 ⁴⁾	14,5 ⁴⁾
Líneas matrices interiores en instalaciones para suministro de gas en edificaciones residenciales y comerciales.	350 ⁴⁾	5,07 ⁴⁾	350 ⁴⁾	5,07 ⁴⁾
Baja presión: $P \leq 140$ mbar ($P \leq 2,03$ psig)	mbar	psig	mbar	psig
Líneas individuales en instalaciones para suministro de gas en edificaciones comerciales.	140	2,03	140	2,03
Líneas individuales en edificaciones residenciales de suministro a artefactos con regulador asociado.	140	2,03	140	2,03
Líneas individuales en edificaciones residenciales de suministro a artefactos sin regulador asociado.	23	0,33	35	0,5

- 1) Se podrán emplear presiones hasta de 28 bar (406,1 psig) en sistemas de tuberías dotados con dispositivos de seguridad de acción automática, dispuestos en tal forma que el volumen estándar de gas escapado en la eventualidad de una rotura del sistema, sea menor o igual al volumen estándar de gas contenido entre dos válvulas sucesivas del mismo sistema de tuberías operado a 19,0 bar (275,6 psig) a las mismas condiciones de referencia.

Figura 13 – Máximas presiones de operación permisible MPOP

Fuente: NTC 3838

Con respecto a la temperatura de entrega, el reglamento único de transporte RUT, resolución Creg 071 de 1999, y su modificación de la resolución 054 de 2007, establecen que la temperatura de entrega no debe ser menor de 45°F, como se muestra en la siguiente información:

“6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Figura 14 – Calidad del gas de acuerdo a resolución CREG 054 de 2007

Fuente: Resolución Creg 054 de 2007

- **Gasoducto en tubería de acero:**

Estas redes primarias son parte del sistema de distribución, como se analiza en la tabla anterior, su máxima presión de operación permisible puede alcanzar los 406 psig; sin embargo, estas redes operan en promedio a 250 psig y a una temperatura que debe mantener el estándar derivado del RUT (tabla anterior). Las variables de presión y temperatura para este elemento de la red de distribución pueden ser monitoreadas para detectar fallas en la operación.

Válvulas de seccionamiento: De acuerdo a la NTC 3728, es importante resaltar que deben existir válvulas automáticas separadas por la clase de localidad del gasoducto urbano, de acuerdo a la siguiente tabla. Por tanto, las presiones de estos equipos son susceptibles de monitorear para detectar igualmente fallas en su operación.

Clase de localidad	Separación máxima ¹ en Km
1	32
2	24
3	16
4	8

Figura 15 - Separación máxima de las válvulas de seccionamiento. Para líneas de transporte y líneas primarias

Fuente: NTC 3728

- **Estaciones receptoras (regulación y medición) de distrito ERMD**

Teniendo en cuenta el desarrollo de esta investigación, estas estaciones representan el elemento más importante de monitoreo, supervisión y control del sistema de distribución. Allí se agrupan, las variables más representativas para realizar una evaluación en la operación del sistema.

Se destaca que las presiones y temperaturas de operación de las redes primarias del gasoducto en tubería de acero, se pueden monitorear a la entrada de cada ERMD. Asimismo, a través de la medición, se pueden obtener valores de flujos instantáneos; y después de la regulación, son susceptibles de monitorear la presión y la temperatura de salida de la estación, valores que representan la operación del sistema de media presión de la tubería de polietileno.

De acuerdo a la NTC 3949. Una estación de este tipo debe contar con los siguientes equipos y dispositivos para obtener seguridad por sobrepresión, y por tanto son variables para monitorear en un sistema SCADA.

Numeral 6.2.1 Protección a la sobrepresión: Todas las estaciones deben estar dotadas de mecanismos independientes que protejan la tubería de salida y los equipos (incluso las tuberías de distribución y suministro) contra los valores de presión superiores a 1.1 veces la máxima presión de operación permisible o la presión que produzca un esfuerzo circunferencial equivalente al 75% del esfuerzo mínimo especificado de fluencia, el que sea menor.

6.2.2 Métodos de protección

La elección de uno u otro método o la combinación de estos métodos debe determinarse con base en las condiciones de operación de la estación de regulación y de su ubicación en el sistema de distribución. Los métodos pueden ser:

- a) Válvula de corte por sobrepresión, la cual puede ser incorporada o no al regulador.
- b) Válvula de alivio, la cual puede ser incorporada o no al regulador
- c) Regulador monitor
- d) Regulación en serie. Siempre y cuando en el evento de la falla de cualquiera de los reguladores, la presión aguas abajo del segundo regulador no supere la máxima presión de operación permisible del sistema,
- e) Actuador por sobrepresión que opere una válvula que corte el suministro
- f) Telemetría o telecontrol acompañado de un sistema de seguridad adicional

Figura 16 – Métodos de protección a la sobrepresión

Fuente: NTC 3949

- **Red de polietileno media presión**

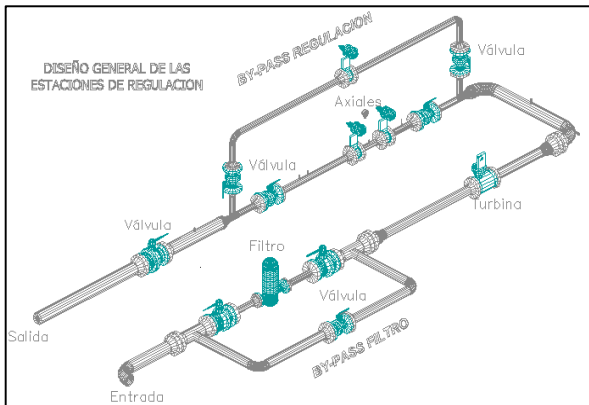
Corresponden a las redes secundarias de distribución que de acuerdo a la tabla anterior operan a una presión máxima de 101.5 psig. Esta presión como se mencionó en el numeral anterior, es posible monitorearla a la salida de estación receptora ERMD. De la misma manera, la temperatura de salida ayuda a obtener un parámetro de control, para calcular el factor de corrección por temperatura en usuarios residenciales y comerciales, servidos por estas estaciones.



1. City Gate Estación entrega transportador



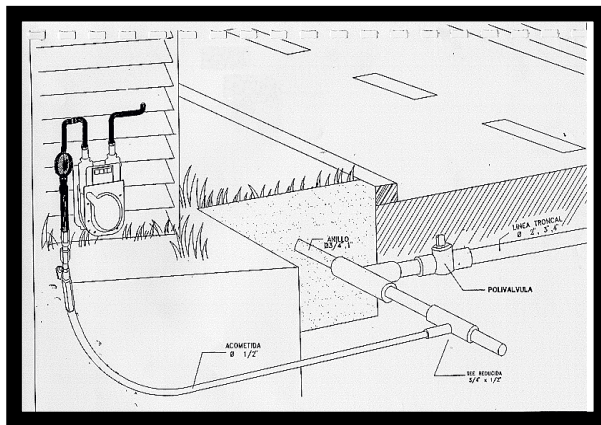
2. Tubería de acero alta presión



3. Estación de regulación y medición ERMD



4. Redes de polietileno media presión



5. Acometida y entrega al usuario

Figura 17- Esquema general de un sistema de distribución de gas natural

Fuente: Efigas S.A. e.s.p

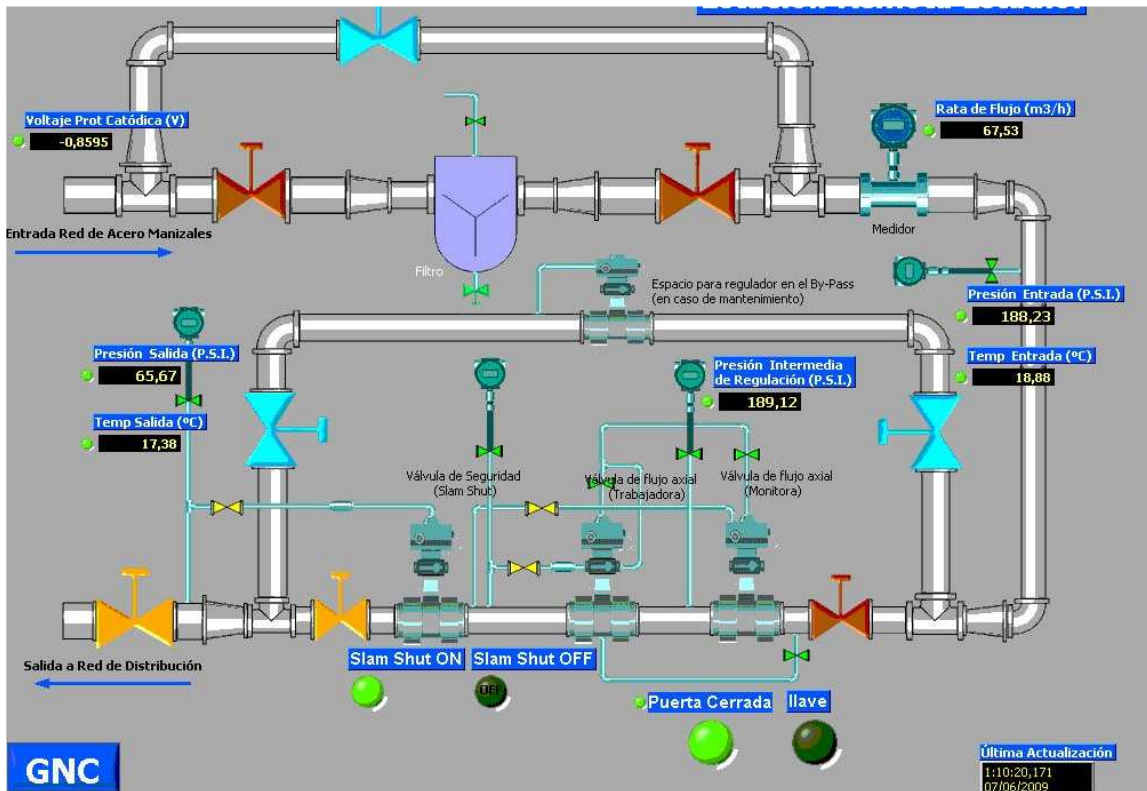


Figura 18 - Diagrama básico para monitoreo remoto

Fuente: Efigas S.A. e.s.p

En conclusión, y utilizando la ilustración anterior, se define que las variables operacionales para monitorear, supervisar y controlar son las siguientes:

- Presiones
 - Presión manométrica de entrada: monitorea la presión de la red primaria o gasoducto en tubería de acero operada a alta presión.
 - Presión intermedia de regulación: según la configuración de la NTC 3949, para regulación con trabajador- monitor, se monitorea esta variable para verificar cual equipo regulador de presión que está operando. Lo ideal de esta configuración, radica en que el regulador trabajador esté operando y el monitor entra a operar cuando se presenta una falla en el regulador trabajador.
 - Presión de salida: Monitorea la presión de operación de la red de media presión o red de polietileno.

- Temperaturas
 - Temperatura de entrada: temperatura de operación del gasoducto de alta presión para monitorear los valores mínimos requeridos por el RUT
 - Temperatura de salida: monitorea la temperatura como parámetro de control para cálculo de factor de corrección en usuarios residenciales y comerciales, servidos por estas estaciones
- Caudal / flujo: Monitorea los caudales y volúmenes que suministran las estaciones para estimar comportamientos de operación de los sistemas de distribución.

3.2 EQUIPOS DE ADQUISICIÓN Y COMUNICACIÓN

3.2.1 Servidor:

Es apropiado escoger un equipo de computo o servidor dedicado al manejo, administración, adquisición y control de datos derivados del monitoreo del sistema de distribución. Es deseable para la cantidad de datos recolectados que el equipo tenga una capacidad alta de memoria del almacenamiento. El equipo debe tener la posibilidad de obtener datos desde otros monitores remotos autorizados.

Por tanto, para este desarrollo se podrá instalar un servidor **HP PROLIANT ML110 G6** con las siguientes características:

Procesador	
Cantidad y descripción de procesador	Un (1) Intel® i3 - 530 Dual Core 2,93GHZ 4 MB L3 cache 1333 FSB
Memoria	
Memoria Instalada	4 GB (2x2GB) PC3-10600R (DDR3-1333 MHz)
Capacidad	4 ranuras DIMM - PC3-10600E (UDIMM)
Unidades	
Unidades de disco rígido incluidas	HP 16X DVD RW Drive SATA
Conexión de red	
Controlador de red	Tarjeta embebida HP NC107i PCI Express Gigabit Ethernet Server Adapter Tarjeta adicional HP NC112T PCIe Gigabit Server Adapter
Almacenamiento	
Capacidad de almacenamiento	Hasta 4 Non hot plug LFF SATA
Cantidad de almacenamiento instalada	2 x 1 TB SATA 7,2 Krpm LFF 3,5" - Non Hot Plug
Controlador de almacenamiento	
Controlador de almacenamiento	(1) HP Embedded Smart Array B110i SATA RAID Controller (RAID 0/1/10)
Chasis	
Chasis del "Form factor"	Micro ATX Torre – 4U

3.2.2 Unidad remota de adquisición y comunicación:

Teniendo en cuenta las características deseadas del sistema de adquisición de datos en campo, se podrán instalar equipos que permitan comunicación inalámbrica de forma ágil utilizando la red celular comercial; por tanto, el equipo que describirá a continuación pueden acomodarse a las necesidades mínimas requeridas.

Inventia MT102: En el proyecto, este módulo tiene la función de controlar las operaciones de monitoreo dentro de la estación receptora mediante una red interna operada por el puerto RS-485, incluido en el dispositivo. Por tanto, el MT 102 hará un "polling" interno, para tomar los datos del caudal al corrector de volumen, los datos de presión de entrada, salida e intermedia a los sensores de presión determinados, y a un módulo de adquisición de datos interno que capta las señales de temperatura. Además, este equipo tendrá la posibilidad de utilizar las redes GSM, para enviar mensajes de texto SMS directamente a los usuarios y/o operarios, involucrados en la operación para reaccionar a alarmas detectadas.

El MT-102 proporciona características con programación de tipo PLC integrada equipada con un módem GSM / GPRS, registrador de datos y el puerto RS-232/422/485 aislada para la comunicación con el mundo exterior. El MT-102 permite la construcción de los modernos sistemas inalámbricos para la supervisión, seguimiento, medición, diagnóstico y control basados en la tecnología de transmisión de paquetes GPRS. La característica importante del MT-102 es la capacidad de transmisión de datos no sólo en el proceso de "polling", sino también como un mecanismo orientado a eventos (por ejemplo, cuando la entrada binaria / salida cambia su estado o cuando la señal de los cambios de entrada analógica cierto grado). El módulo tiene integrado un registrador de datos de una resolución de 100 ms de tiempo (funcionalidad RTU).

MT-102 es configurable y programable por el usuario en entorno intuitivo, utilizando el MT manager (software de configuración del equipo), es fácil de usar, ya sea localmente a través del puerto serie o de forma remota a través de la red GPRS. El MT-102 permite la conexión directa de señales externas a las entradas de dispositivos y salidas. Los recursos se puede ampliar con módulos externos (por ejemplo, expansores, los dispositivos estándar de PLC o módulos E/S) que funcionan en modo esclavo Modbus RTU.

El MT-102 asegura una fácil integración en la red GPRS de todo tipo de dispositivos inteligentes como instrumentos de medición. Está equipado con un puerto de comunicación serial RS-232/422/485. En caso de que el dispositivo soporta el estándar de protocolo Modbus RTU, las funciones avanzadas de comunicaciones locales, procesamiento de datos, registro de datos y la transmisión GPRS espontánea por eventos

están disponibles. El operador del MT-102, no tiene obligación de conocer los detalles del GPRS de transmisión, ni los comandos de control, ni las reglas de verificación de la actividad de la sesión, entre otros. Por otra parte, la comunicación de dispositivos externos con MT-102 no requieren cambio de su configuración o su software de aplicación. El MT-102 puede operar como un dispositivo principal local que periódicamente encuesta un dispositivo externo para obtener los recursos definidos por el usuario (entradas, salidas, entradas analógicas, registros, etc). Estos recursos se reflejan en la memoria del módulo, lo que permite la detección de alarmas, cambios de estado, cambios de valores analógicos, y encuentro de condiciones lógicas, todos estos con el uso de valores directos o calculados. Los datos se transmiten a través de GPRS, según las reglas definidas por el operador.

Una transmisión controlada por eventos hace posible la creación de sistemas inalámbricos de tamaño ilimitado y a distancia con un tiempo de respuesta corto (2-3 segundos), y con un uso muy eficiente de transmisión GPRS.



Figura 19 – Unidad remota de adquisición y comunicación de datos
Fuente: Ficha técnica Inventia MT102 - inventia@inventia.pl, www.inventia.pl

3.2.3 Unidad de recepción de datos e intercambio con el servidor

De acuerdo a las características definidas para los equipos de adquisición y comunicación de datos a la unidad central de control (servidor), es necesario obtener un equipo que haga el puente entre los dispositivos descritos anteriormente. Ese equipo realizará la comunicación mediante el protocolo de comunicación modbus RTU, utilizando la red celular con GPRS, para luego hacer la transferencia al servidor por un puerto de comunicaciones RS-232.

Inventia 202: Ha sido diseñado para una integración inalámbrica a través de la red GPRS de varios dispositivos inteligentes remotos (por ejemplo, los controladores PLC, E / S estaciones, aparatos de medición, los paneles de operador).

- Equipado con puertos en serie RS-232/422/485.
- El MT-202 se puede utilizar como un puerto en serie, "transparente" inalámbrico, pero también puede desempeñar un papel de un maestro local de consulta periódica con un dispositivo externo.
- El MT-202 crea en su memoria un espejo de los recursos externos y alarmas que detecta, el estado cambios, y los cambios de valores analógicos.
- Los Datos se transmiten a través de GPRS de acuerdo a las reglas definidas por el usuario.
- Ventajas importantes en aplicaciones de telemetría inalámbricos, mantenimiento, control de Diagnóstico, y la lectura automática de medidores (AMR).



Figura 20 – Unidad de recepción de datos e intercambio con servidor
Fuente: Ficha técnica Inventia MT102 - inventia@inventia.pl, www.inventia.pl

3.2.4 Módulo adquisición interno:

Para nuestro desarrollo, este equipo tiene la función de recibir las señales análogas asociadas a termopares que son indispensables para monitorear la temperatura en las estaciones receptoras, es dispositivo tiene conectados las señales de temperatura de entrada y salida, y mediante solicitudes del MT-102, realiza las comunicaciones pertinentes de esta magnitud al módulo de telemetría MT-102, MT-202 y servidor de datos.

La configuración del equipo, tiene 8 canales universales de Entrada Analógica. Es utilizado con frecuencia para rangos de entrada + /-10V, mV, y termopar, que son todos bien integrados en este modelo. Para facilitar el control, ADAM-4019 + ofrece no sólo ADAM comandos ASCII, pero también el Modbus / RTU protocolo para satisfacer diferentes demandas de aplicación.



Channel	8
Resolution	16 bits
Input Type	V, mV, mA, T/C
Input type and temperature range	V: ± 1 V, ± 2.5 V, ± 5 V, ± 10 V mV: ± 100 mV, ± 500 mV mA: ± 20 mA (with 120Ω resistor) 4~20mA (with 120Ω resistor) Thermocouple: J 0 to 760 °C K 0 to 1370 °C T -100 to 400 °C E 0 to 1000 °C R 500 to 1750 °C S 500 to 1750 °C B 500 to 1800 °C
Isolation Voltage	3000 V _{DC}
Sampling Rate	10 samples/sec (total)
Input Impedance	Voltage: 20 M Ω , Current: 120 Ω
Accuracy	$\pm 0.1\%$ or better
Power Consumption	1.0W @ 24V _{DC}
I/O Connector Type	10 pin plug-in terminal
Burn-out Detection	4~20mA and all thermocouple input

Table 3-5 Technical specification of ADAM-4019+

Figura 21– Especificaciones técnicas del modulo de adquisición de datos interno
Fuente: Ficha técnica ADAM 4019+ http://origindownload.advantech.com/ProductFile/1-35KC1I/ADAM-4019%20_DS.pdf

3.2.5 Sensores de presión:

Elementos necesarios para monitorear y transmitir la presión en las estaciones receptoras. Estas señales son tomadas directamente por el MT-102 mediante "polling", tal como se realiza con el módulo de adquisición de datos ADAM por medio de RS-485.

Las presiones serán monitoreadas como se describió anteriormente, la presión de entrada, la presión intermedia de regulación y la presión de salida de cada estación receptora determinada.

Sensores de presión Nautilus, telemecanique. Tipo XML E025U1D21. Desde 0 - 362.5 psig

3.2.6 Sensores de temperatura:

Dispositivos indispensables para tomar los valores de temperatura de entrada y salida de cada estación receptoras.

Las señales son recibidas a través del módulo de adquisición de datos ADAM, se tiene en cuenta que estas señales por representar valores bajos de milivoltaje requieren el dispositivo de adquisición interno adicional.

Sensores de temperatura: Termocuplas tipo J 0-760°C principalmente.

A continuación se ilustra el esquema de transmisión de datos obtenidos de los sensores de las variables críticas escogidas.

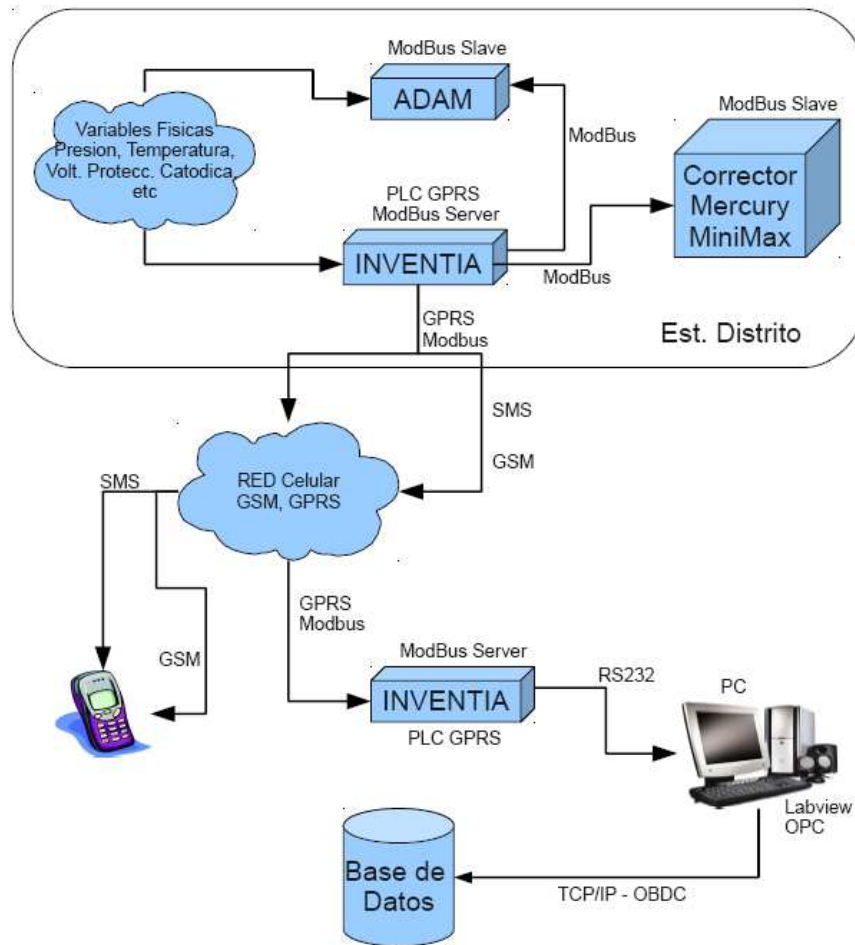


Figura 22 – Esquema de transmisión de datos obtenidos de sensores

4. PARÁMETROS DE CONTROL DE CADA VARIABLE, ALERTAS Y ALARMAS

4.1 Implementación de alarmas

Es importante destacar que con el desarrollo de sistemas SCADA, se ha incrementado los requerimientos para el control de la operación de sistemas de transmisión y distribución de gas. Es así que documentos publicados como el “White Paper: Application of PHMSA Rule. Control Room Management/Human Factors” describen especificaciones mínimas de control obligatorias a partir del año 2013 en centros de control de hidrocarburos en la prevención de emergencias.

Algunos de estos requerimientos mínimos, específicos de este documento guía, con respecto a alertas y alarmas, están agrupados en las siguientes medidas:

- Las alarmas de los sistemas SCADA son la herramienta clave de operación de gasoductos; sin embargo, una gran cantidad de alertas pueden sobrecargar los operadores.
- Los procedimientos de operación de SCADA, deben tener planes escritos de manejo de alarmas, y deben incluir revisión de alertas al menos una vez al mes; en puntos que hayan sido reconocidos, forzados o inhibidos por el operador, en periodos de tiempo repetidos.
- Los operadores deben revisar los puntos fijos de configuración de las variables para eliminar posibles alarmas erróneas, y revisar toda la administración de alertas una vez al año.
- A continuación se presenta el plan escrito de administración de alarmas de acuerdo con CFR Part192/192.631 (e)

Alarm Management Compliance: Written Plan

Now that the final rule is effective, pipeline operators must start developing alarm management plans. According to section: *CFR Part 192/192.631 (e)*:

(e) Each operator using a SCADA system must have a written alarm management plan to provide for effective controller response to alarms. An operator's plan must include provisions to:

- (1) Review SCADA safety-related alarm operations using a process that ensures alarms are accurate and support safe pipeline operations;*
- (2) Identify at least once each calendar month points affecting safety that have been taken off scan in the SCADA host, have had alarms inhibited, generated false alarms, or that have had forced or manual values for periods of time exceeding that required for associated maintenance or operating activities;*
- (3) Verify the correct safety-related alarm set-point values and alarm descriptions at least once each calendar year, but at intervals not to exceed 15 months;*
- (4) Review the alarm management plan required by this paragraph at least once each calendar year, but at intervals not exceeding 15 months, to determine the effectiveness of the plan;*
- (5) Monitor the content and volume of general activity being directed to and required of each controller at least once each calendar year, but at intervals not to exceed 15 months, that will assure controllers have sufficient time to analyze and react to incoming alarms; and*
- (6) Address deficiencies identified through the implementation.*

Figura 23– Manejo correcto en la parametrización de alarmas

Fuente: www.tipsweb.com/pipeline

El manejo correcto en la parametrización de las alarmas, se hace vital para el desarrollo de un sistema de este tipo. Por eso es necesario, además de los puntos expuestos anteriormente, tener en cuenta, las siguientes recomendaciones de expertos en la materia.

- Una alarma tiene la función de reportar un evento extraordinario, por tanto, requieren acciones por parte del operador, si se trata verdaderamente de una alarma.
- Una alarma por si sola NO soluciona un problema o emergencia, NO guía hacia la solución, NO proporciona datos adicionales, ni tampoco brinda información de apoyo; por tanto, es necesario contar con un sistema que reúna los elementos que permitan tomar decisiones como un sistema SCADA.
- Una alarma puede identificar el lugar del evento, el elemento que lo provoca, el momento en que sucede; sin embargo, es la experiencia

del operador y el análisis de datos lo que proporciona la posible causa del evento.

- Una oleada de alarmas sucesivas impide que los operadores reaccionen de manera efectiva y ágil, por eso un exceso de alertas no permitirán descubrir la causa del evento y podría desencadenar más eventos de mayores consecuencias. Reporte de Chevron, Pembroke, U.K.

An HSE report quotes: -

- **275 alarms** in the **11 minutes** before the explosion
- “ ... warnings of the developing problem were lost in the plethora of instrument alarms triggered in the control room, many of which were unnecessary and registering with increasing frequency, so operators were unable to appreciate what was actually happening ...”

Figura 24– Reporte consecutivo de alarmas

Fuente: www.tipsweb.com/pipeline

“Se reportaron 275 alarmas en 11 minutos antes de la explosión. Advertencias del problema se pierden en gran cantidad de alarmas de los instrumentos, que dispararon la alerta en el centro de control, muchas de estas advertencias eran innecesarias, con incremento en su frecuencia; por tanto, los operadores no fueron capaces de apreciar lo que realmente estaba pasando”

- Debido a lo anterior, es importante racionalizar las alarmas mediante el desarrollo, ejecución y mantenimiento de un sistema de alarmas orientado a la acción, que alerte y guíe las operaciones hacia acciones correctivas, sin distracción, confusión o conflicto.

4.2 Monitoreo presión:

- Presión de entrada:

Esta presión está limitada por la presión máxima de los accesorios bridas (flanches), válvulas de corte, reguladas por la denominación ANSI clase donde se determinan las presiones máximas de trabajo de acuerdo a la temperatura.

**TABLE 2-1.1
RATINGS FOR GROUP 1.1 MATERIALS**

A 105 (1)(6)	A 515 Gr. 70 (1)	A 675 Gr. 70 (1)(4)(5)	A 672 Gr. B70 (1)
A 216 Gr. WCB (1)	A 516 Gr. 70 (1)(2)	A 696 Gr. C	A 672 Gr. C70 (1)
A 350 Gr. LF2 (1)	A 537 Cl. 1 (3)		

NOTES:

- (1) Upon prolonged exposure to temperatures above 800°F, the carbide phase of steel may be converted to graphite. Permissible, but not recommended for prolonged use above 800°F.
- (2) Not to be used over 850°F.
- (3) Not to be used over 700°F.
- (4) Leaded grades shall not be used where welded or in any application above 500°F.
- (5) For service temperatures above 850°F, it is recommended that killed steels containing not less than 0.10% residual silicon be used.
- (6) Only killed steel shall be used above 850°F.

TABLE 2-1.1A STANDARD CLASS

Temperature, °F	Working Pressures by Classes, psig							
	150	300	400	600	900	1500	2500	4500
-20 to 100	285	740	990	1,480	2,220	3,705	6,170	11,110
200	280	675	900	1,350	2,025	3,375	5,625	10,120
300	230	655	875	1,315	1,970	3,280	5,470	9,845
400	200	635	845	1,270	1,900	3,170	5,280	9,505
500	170	600	800	1,200	1,795	2,995	4,990	8,980
600	140	550	730	1,095	1,640	2,735	4,560	8,210
650	125	535	715	1,075	1,610	2,685	4,475	8,055
700	110	535	710	1,065	1,600	2,665	4,440	7,990
750	95	505	670	1,010	1,510	2,520	4,200	7,560
800	80	410	550	825	1,235	2,060	3,430	6,170
850	65	270	355	535	805	1,340	2,230	4,010
900	50	170	230	345	515	860	1,430	2,570
950	35	105	140	205	310	515	860	1,545
1000	20	50	70	105	155	260	430	770

Figura 25 – Máximas presiones de operación por clase

Fuente: ASME B16.34-96 Valves- Flanged, threaded, and welding end

Los valores en las estaciones de regulación de sistemas de distribución están construidos en clase 150 y 300. Por tanto, de acuerdo a la clase de accesorios y equipos instalados aguas arriba de la regulación se establecen las alertas de presión de entrada en 285 psig para Clase 150, y 740 psig para Clase 300.

- Presión intermedia:

En general esta presión está asociada a la presión de operación de los reguladores esquema trabajador- monitor que ofrecen seguridad al trabajar de manera automática.

El regulador trabajador funciona de manera permanente, y está monitoreado por otro que entra a operar cuando el regulador trabajador falla. En ese momento, y como consecuencia de la falla, la

presión manométrica de entrada al regulador trabajador disminuye a la presión de configuración del regulador monitor. Por tanto, la alerta requerida por el sistema para tomar medidas correctivas en los sistemas de regulación sería la presión configurada en el regulador monitor (5 psig por encima de la presión de operación del regulador trabajador).

Presión de salida: Es la presión de operación de la red de media presión (polietileno), configurada para los sistemas de distribución en 60 psig. Esta presión podría variar de acuerdo a la presión de operación de los reguladores industriales, comerciales, y residenciales.

Los equipos de regulación activan los mecanismos de seguridad (venteo) a presiones cercanas a 80 psig, y en general entregan el caudal de diseño a presiones mínimas cercanas a 25 psig. Por tanto, las alertas para la presión de salida son 80 psig (alarma por alta presión) y 40 psig (alarma por baja presión), valores que permitirían a los operarios de mantenimiento las acciones correctivas en las estaciones de regulación, y la activación de planes de contingencia eventuales.

4.3 Monitoreo temperatura

- Temperatura máxima:

Es importante mencionar, que aunque la temperatura puede no ser una variable crítica para la operación, es ideal realizar el monitoreo de la temperatura máxima de entrada y salida a las estaciones receptoras, de acuerdo a la temperatura máxima de entrega declarada en la resolución 054 de 2007 (documento de actualización del Reglamento único de transporte). Tal como se describe en la siguiente tabla.

“6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

<i>Especificaciones</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Figura 26 – Calidad del gas de acuerdo a resolución CREG 054 de 2007

Fuente: Resolución Creg 054 de 2007

Teniendo en cuenta los valores anteriores de temperatura, las alertas por temperatura máxima es 120°F (49°C).

- Temperatura mínima:

Los valores deseables para las alertas por temperatura mínima, deberían asociarse a la temperatura de congelamiento del agua 32°F (0°C). Porque a esta temperatura se podrían afectar los equipos de regulación

instalados en las estaciones receptoras, cuando después de estar condensado el vapor de agua sobre estos equipos, y luego congelarse, pueden existir bloqueos en los orificios de los pilotos y los elementos requeridos en cada equipo de regulación.

4.4 Monitoreo Flujo / Caudal:

- Alto caudal:

Para efectos de monitoreo de caudal se tendría el caudal o flujo alto, para controlar la capacidad máxima de suministro de cada estación de regulación y medición. Además, es importante alertar al operador de SCADA del desborde del caudal máximo horario que puede causar daños en el equipo de medición instalado. Por consiguiente, las alertas estarán activadas para dar aviso en el caso que el caudal o flujo máximo horario alcance o sobrepase el 90% del caudal máximo horario a la presión de operación del medidor.

5. ACCIONES PREVENTIVAS PARA MITIGAR EVENTOS EXTRAORDINARIOS

El capítulo anterior orienta a los operadores de SCADA para el control de los eventos alertados mediante el sistema de monitoreo remoto; es así, que teniendo en cuenta procedimientos y protocolos de los departamentos de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución, se pueden generar. Para el plan de mantenimiento preventivo, reprogramaciones y variaciones en la periodicidad de actividades propias del programa rutinario que permitirán alargar la vida útil de la infraestructura, y mitigar fallas del gasoducto operado.

5.1 Mantenimiento preventivo para estaciones de medición y regulación.

Un plan de mantenimiento preventivo para una empresa distribuidora, contempla un monitoreo diario en campo para verificar variables de operación principalmente, que llamaremos visita tipo 1. Además, se realiza una visita de revisión (tipo 2), cada dos meses, en la cual se hace un monitoreo tipo 1, y una verificación de elementos filtrantes, presiones de operación de los equipos de seguridad y regulación.

Cada 2 años, si se hace necesario, se hace un desmonte total de los equipos de cada estación de regulación y medición, en la cual se cambian los elementos internos de cada equipo.

Fuente: Plan de mantenimiento estaciones de distrito Efigas S.A. e.s.p.

Derivado de las alertas obtenidas mediante un sistema SCADA, el área de operación y mantenimiento, y el centro de control, pueden realizar cambios en las rutinas de mantenimiento de estaciones. Por ejemplo, asociando comportamientos de alto flujo durante horas de consumo pico a visitas de campo en estos horarios, para verificar el funcionamiento de los medidores de flujo instalados. Una visita de esta índole, acompañada de un informe de consumo horario de esta estación, puede ocasionar decisiones de ampliación de capacidad, o redistribución en la operación de las estaciones ubicadas en una población.

5.2 Acciones preventivas del funcionamiento del centro de control

Permite además crear acciones preventivas para mejorar la operación del propio centro de control del sistema SCADA y sus operadores, siguiendo algunas actividades sencillas derivadas de la experiencia. En temas como la administración de alarmas, control de cambios, experiencias de la operación, entrenamiento.

- Administración de alarmas

De manera preventiva como es el objetivo de este capítulo, y de acuerdo a la experiencia en el campo de la operación de sistemas SCADA, es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Poseer un plan documentado de administración de alarmas
- Crear un plan de seguridad de operaciones de alarmas, que asegure que éstas funcionen de manera adecuada.
- Una identificación diaria de cada alarma con el fin de verificar que no estén inhibidas, sean falsas, o fuera de línea.
- Verificación de los valores de los puntos de configuración de las alertas y la descripción de cada alarma de manera anual.
- Anualmente, monitorear el desempeño del operador para asegurar que hay respuesta adecuada a las señales de alerta.
- Registrar las deficiencias encontradas de cualquier de los puntos anteriores para hacer realimentación.
- Control de cambios
- Establecer comunicaciones efectivas entre los operadores del centro de control, las jefaturas de operación y mantenimiento, y el personal de campo, cuando se implementen cambios y nueva planeación de operaciones. Además, documentar estos planes y prácticas.
- Requerir información del personal de campo durante las condiciones de emergencia y cuando ocurran cambios en operaciones de campo.
- Buscar la participación de los operadores de centro de control, la administración de este centro, el área de operación y mantenimiento, antes de implementar cambios significativos en las configuraciones de operación de los equipos instalados en estaciones.
- Experiencias de operación
- Incorporar lecciones aprendidas en la experiencia de operación a los procedimientos y entrenamientos programados.
- Revisar los incidentes reportados en informes que contengan requerimientos para mejorar y las deficiencias, con respecto a control de fatiga, equipos de campo, operación de algún dispositivo de seguridad, configuración y desempeño del sistema SCADA.
- Entrenamiento
- Establecer una actualización y revisión anual del programa de entrenamiento en operación.
- Responder a situación anormales de operación factibles de ocurrir.
- Establecer el uso de simulaciones o ejercicios de entrenamiento para reconocer condiciones anormales de operación.
- Trabajar de manera exigente en el conocimiento del sistema de distribución.
- Mantener los registros y expedientes para revisión
 - Documentos que acrediten cumplimiento de los procedimientos aprobados.

- Documentos que demuestren que la variación eventual de algún requerimiento, era necesario para garantizar la seguridad en el sistema de distribución.

Fuente: Pipeline performance group.

6. REGISTROS OPERATIVOS PARA ESTUDIO DE EVENTOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El objetivo de los registros operativos consiste en mantener los valores de las variables actualizados en tiempos que se acerquen al real. Para esto el dispositivo Inventia 202 (módulo instalado en el centro de control) deben establecer comunicación con los dispositivo 102 (instalados en campo estaciones receptoras) en intervalos de tiempo que son definidos de acuerdo a las condiciones de operación.

Estos intervalos de POLL se establecen en tres (3) minutos cuando las condiciones de operación son normales, para el caso de presentar condiciones anormales, el módulo Inventia 202, hará POLL cada diez (10) segundos, datos que permitirán hacer seguimientos específicos a la posible emergencia.

Como acción adicional, el módulo inventia 102, instalado en las estaciones receptoras, emitirán mensajes SMS a teléfonos celulares del personal de operación. Este mensaje de texto mostrará la condición anormal, para dar alerta en tiempo real al personal involucrado, y además difundir un método de aviso redundante en caso que el sistema SCADA presente problemas de funcionamiento.

Para reforzar el propósito anterior, al finalizar la emisión de mensajes a cada uno de los teléfonos celulares apropiados, el módulo 202 (de campo), hará llamadas perdidas a los mismos teléfonos, hasta que la condición anormal esté controlada en la estación implicada.

Es así como los registros de operación anormal o condición de alerta, son recibidos por el centro de control, y el personal de operación.

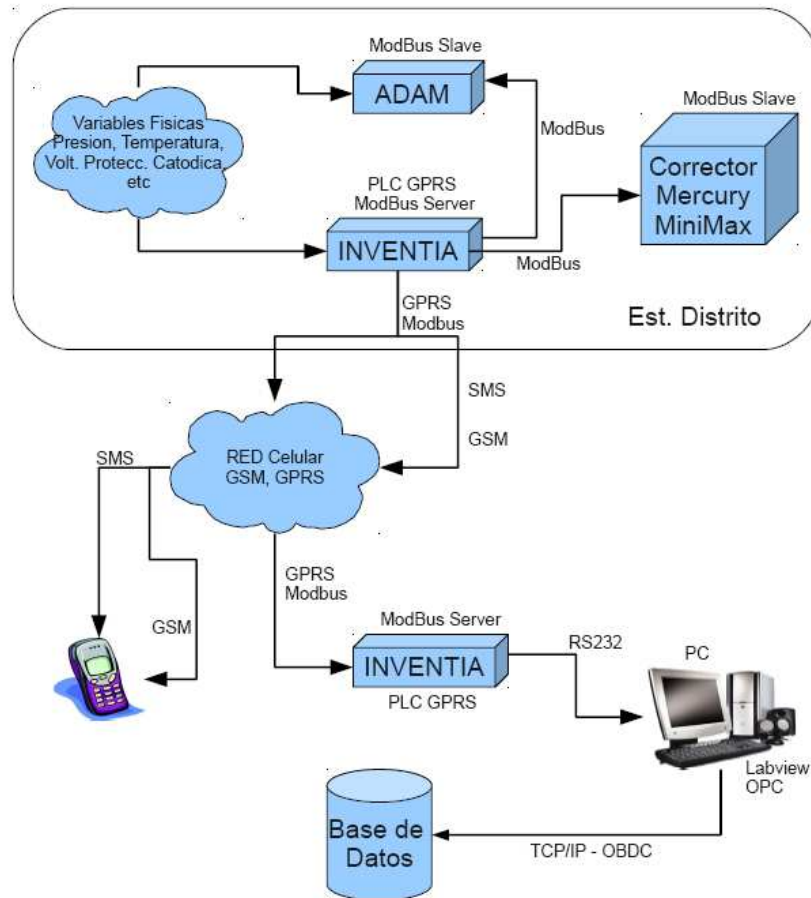


Figura 27 – Esquema de transmisión de datos obtenidos de sensores

A continuación se representan los registros de operación que serán monitoreados de acuerdo a la condición de funcionamiento del sistema de operación.

Variable monitoreada	Unidad	Normal			Alarma	
		Condición normal	Sistema de recepción normal	Intervalo de monitoreo	Sistema de recepción en Alarma	Intervalo de monitoreo
Presión entrada	psig	180psig < Poperación < 275 psig	Centro de control	3 minutos	Centro de control y celular	10 segundos
Presión intermedia regulación	psig	Poperación < 200 psi				
Presión salida	psig	40psig < Poperación < 80psig				
Temperatura entrada y salida	°F	50°F < Toperación < 110°F			Centro de control	3 minutos
Caudal / flujo estación	Pies cúbicos x hora (pch), m3H	Hasta el 90% del caudal nominal a presión de operación				10 segundos

7. INFORMES DE DESEMPEÑO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los datos pertinentes para obtener informes de desempeño se refieren a las variables de operación (presión, temperatura y flujo) mencionadas a lo largo de este documento.

7.1 Informe de operación en condiciones normales

Los departamentos de operación y mantenimiento de las compañías distribuidoras, reciben de acuerdo a la experiencia, informes con periodicidades de monitoreo horario, y diario. Con el fin, de analizar los datos y tomar decisiones de mantenimiento preventivo (capítulo 5), definir históricos para ampliaciones del sistema, analizar consumos para nominaciones de suministro y transporte de gas, y controlar el funcionamiento del sistema SCADA, principalmente.

Por consiguiente, es importante tomar los siguientes datos:

- Diarios:
 - Datos consolidados promedio horario de:
 - Presión
 - Presión entrada
 - Presión intermedia de regulación
 - Presión salida
 - Presión medición (datos de corrector electrónico)
 - Temperatura
 - Temperatura entrada
 - Temperatura salida
 - Temperatura medición (corrector electrónico)
 - Volumen y caudal
 - Volumen acumulado horario
 - Caudal / flujo promedio horario
 - Volumen acumulado día anterior
 - Tiempos
 - Hora presión máxima
 - Hora presión mínima
 - Hora temperatura máxima
 - Hora temperatura mínima
 - Hora caudal / flujo máximo
 - Hora caudal / flujo mínimo
- Horario (o entre fechas escogidas por el usuario de operación y mantenimiento)
 - Presión promedio diarias consolidadas
 - Presión de entrada

- Presión de salida
- Presión Intermedia de regulación
- Presión de medición
- Presión máxima y mínima
 - Presión de entrada
 - Presión de salida
 - Presión Intermedia de regulación
 - Presión de medición
- Temperatura promedio diarias
 - Temperatura de entrada
 - Temperatura de salida
 - Temperatura de medición
- Temperatura máxima y mínima
 - Temperatura de entrada
 - Temperatura de salida
 - Temperatura de medición
- Volumen / caudal
 - Volumen acumulado horario
 - Volumen promedio horario
 - Caudal / flujo promedio horario
 - Caudal / flujo máximo horario
 - Caudal / flujo mínimo horario
- Tiempos
 - Día y Hora presión máxima
 - Día y Hora presión mínima
 - Día y Hora temperatura máxima
 - Día y Hora temperatura mínima
 - Día y Hora caudal/ flujo máximo
 - Día y Hora caudal/flujo mínimo

A continuación se presentan algunos ejemplos de informes obtenidos de la base de datos de un sistema SCADA:

FECHA	Flujo Mínimo (m ³ /hora)	Flujo Máximo (m ³ /hora)	Presión (psi)	Temp. Gas (°C)	Vol. Corregido m ³ /h	Vol. No Corregido m ³ /h
01/09/2009	2013,5	3593,8	222,2	23,6	70302	4419
02/09/2009	2456,7	3404,7	220,1	23,5	72113	4551
04/09/2009	2245,3	4088,5	221,7	23,6	66825	4192
06/09/2009	2343,4	3556,7	224,7	24,4	69120	4323
08/09/2009	2136,2	3268,2	223,5	23,8	65269	4071
09/09/2009	2127,1	3429,7	223,7	23,9	69349	4360
10/09/2009	2270	3451,7	224	23,6	66470	4148
14/09/2009	709,6	3902,2	221,9	24,7	66897	4199
15/09/2009	280,2	3754,9	221,8	23,6	69429	4357
16/09/2009	2358,7	3583,6	219,9	23,3	70369	4419

18/09/2009	1827,6	3573,4	223,5	24,1	64983	4065
19/09/2009	2243,9	3420,6	220,3	24,2	67525	4240
20/09/2009	2362,6	3584,3	222,2	24,1	71083	4453
21/09/2009	2375,1	3911,1	216,9	23,9	73203	4645
22/09/2009	2339,1	3685	223,8	23	72556	4590
23/09/2009	2216,6	3447	222,1	24,1	67249	4220
24/09/2009	1832,2	3236,2	225,5	24,5	63450	3937
25/09/2009	2091,6	3513,3	223,7	24,4	67583	4240
26/09/2009	1961,2	3424,1	220,8	24,4	69315	4379
27/09/2009	2066,1	3532,7	221,4	24,6	69770	4374
28/09/2009	1637,4	3494,5	220,1	24,4	68899	4339
30/09/2009	1676,4	3386,4	223,7	24,5	65015	4054

Reporte horario operativo estación receptora diario

Fuente: Datos monitoreo estación industrial – Efigas S.A. e.s.p.

El reporte anterior representa el consolidado operacional de un mes de suministro de servicio a una localidad, derivado de estos datos se pueden calcular algunos parámetros descritos para cada variable y analizar varios aspectos.

Por ejemplo, con el análisis de la presión se puede verificar el desempeño del transportador de gas para comparar aspectos contractuales de cambio de custodia.

La temperatura debe estar dentro de los parámetros propuestos por el RUT, y la variación debe ser baja, para verificar el funcionamiento de calentadores en estación city gate.

Los volúmenes horarios deben estar acordes con los volúmenes de capacidad declarados por el transportador, esta verificación podría con un tiempo de antelación suficiente prever una ampliación de los sistemas de entrega. Al mismo tiempo, el volumen horario es básico para la elaboración de las nominaciones de suministro y transporte Horarias.

Variable	Descripción	Unidad	Valor
Presión de medición	Promedio diario	psi	222.5
	Máxima diaria		225.5
	Mínima diaria		216.9
Temperatura de medición	Promedio diario	°C	24.0
	Máxima diaria		24.7
	Mínima diaria		23.0
Volumen	Promedio diario	M3	68489
	Máximo diario		73203
	Mínimo diario		63450
Caudal / Flujo	Promedio diario	M3H	2768.48
	Máximo diario		4088.5
	Mínimo diario		280.2
Tiempos	Hora presión máxima	Fecha	24/09/2009
	Hora presión mínima		21/09/2009
	Hora caudal máximo		04/09/2009
	Hora caudal mínimo		15/09/2009
	Hora volumen máximo		21/09/2009
	Hora volumen mínimo		24/09/2009

Resumen informe reporte diario

FECHA	Temp. corrector (°C)	Voltaje	Presión (psi)	Temp. Gas (°C)	Vol. Corregido m ³ /h	Vol. No Corregido m ³ /h
26/05/2009 00:00	19,5	13,1	228,9	22,5	2546	154
26/05/2009 01:00	20	13,1	229,1	22,5	2736	166
26/05/2009 02:00	19,5	13,1	229,7	22,4	2510	151
26/05/2009 03:00	19	13,1	229,8	22,3	2511	151
26/05/2009 04:00	18,5	13,1	227,9	22,2	2490	151
26/05/2009 05:00	18,5	13,1	225,8	22,2	2516	154
26/05/2009 06:00	19,5	13,1	223,3	22,2	2487	154
26/05/2009 07:00	24,6	13,1	224,9	22,7	2501	154
26/05/2009 08:00	28,6	13	227,1	23,5	2425	148
26/05/2009 09:00	27,1	13	225,6	24,2	2493	154
26/05/2009 10:00	29,6	13	223	24	2559	160
26/05/2009 11:00	30,6	13	217,2	24,6	2733	174
26/05/2009 12:00	32,6	13	223,4	25,1	2688	168
26/05/2009 13:00	34,1	12,9	229,7	25,8	2283	140
26/05/2009 14:00	33,1	12,9	230,3	25,4	2232	136
26/05/2009 15:00	32,1	12,9	226	24,7	2400	149
26/05/2009 16:00	29,6	12,9	223,7	24,2	2609	162
26/05/2009 17:00	27,6	13	222,5	24	2783	174
26/05/2009 18:00	24,6	13	221,8	23,6	2683	168
26/05/2009 19:00	21,1	13	225,5	22,7	2679	166
26/05/2009 20:00	21,1	13,1	223,5	22,7	2808	174
26/05/2009 21:00	21,1	13,1	226,3	22,7	2658	162
26/05/2009 22:00	20,5	13,1	225,1	22,7	2875	177
26/05/2009 23:00	20,5	13,1	225,1	22,6	2828	174

Reporte horario estación receptora

Fuente: Datos monitoreo estación industrial – Efigas S.A. e.s.p.

Como se mostró en el informe para datos diarios, se puede realizar un informe similar con los datos horarios de operación de las estaciones de distrito. A continuación se destaca un posible ejemplo de análisis.

El comportamiento de la presión durante un día de operación permite realizar un análisis de características de entrega del transportador, y desempeño durante horas pico de consumo.

Al igual que el análisis diario, la temperatura tendrá reportes más específicos, para hacer verificaciones frente a los requerimientos del RUT, y el funcionamiento de los calentadores de gas en los city gate durante el día de operación.

Los volúmenes no corregidos se pueden verificar manualmente para comprobar si el factor de corrección está acorde con los parámetros de operación. Esto permite mantener los correctores electrónicos en continuo control, lo que obliga a tomar decisiones inmediatas de calibración, o configuración remota. Al mismo tiempo, se pueden verificar volúmenes horarios frente a flujos máximos o mínimos de los reportes diarios.

Variable	Descripción	Unidad	Valor
Presión de medición	Promedio horaria diaria	psi	225.6
	Máxima horaria diaria		230.3
	Mínima horaria diaria		217.2
Temperatura de medición	Promedio horaria diaria	°C	24.0
	Máxima horaria diaria		24.7
	Mínima horaria diaria		22.2
Volumen	Promedio Horario diario	M3	2584
	Máximo Horario diario		2875
	Mínimo Horario diario		2232
Tiempos	Hora presión máxima	Fecha	14:00
	Hora presión mínima		11:00
	Hora volumen máximo		22:00
	Hora volumen mínimo		14:00

7.2 Informes de operación en condiciones anormales

Asimismo, la operación del sistema de distribución requiere informes específicos en momentos de alerta u operación anormal, que debido a la emisión de datos de manera más frecuente, permiten a las áreas de operación y mantenimiento analizar emergencias ocurridas en cualquiera de las estaciones conectadas al sistema SCADA. Los análisis antes mencionados, tomar específicamente las estaciones involucradas con las variables de interés para facilitar el análisis. De esta forma, se pueden involucrar los informes a los planes de contingencia, y expedientes de emergencias. El caso que se analiza adelante, toma datos específicos de una emergencia desde la base de datos, para realizar gráficos ilustrativos en hojas electrónicas.

	A	B	C	D	E	F
3	Promedio de MT	Val	Descripción			
4	Hora	Minutos	Presión de entrada (PSIG)	Presión de salida (PSIG)	Presión intermedia regulación (PSIG)	Total general
5		7	0	224.215	66.19	223.795
6			1	224.13	66.16	223.91
7			2	223.985	66.105	223.635
8			3	223.99	66.1	223.7
9			4	223.855	66.11	223.615
10			5	223.22	66.115	223.03
11			6	223.69	66.13	223.455
12			7	223.48	66.16	223.33
13			8	223.48	66.17	223.345
14			9	223.315	66.18	223.16
15			10	223.98	66.185	223.61
16			11	224.1	66.22	223.76
17			12	223.92	66.205	223.775
18			13	223.78	66.21	223.75
19			14	224.155	66.2	223.74
20			15	224.31	66.23	223.98
21			16	224.515	66.245	224.3
22			17	224.335	66.235	224.07
23			18	224.47	66.21	224.38
24			19	224.89	66.22	224.625
25			20	225.25	66.225	224.67
26			21	224.97	66.24	224.88
27			22	225.12	66.235	224.7
28			23	224.91	66.215	224.58
29			24	224.255	66.155	223.835
30			25	223.435	66.105	223.05
31			26	217.315	65.91	216.85
32			27	180.46	64.98	179.935
33			28	136.18	63.67	135.555
34			29	108.66	62.89	107.92
35			30	87.1	62.06	86.115
36			31	63.225	58.55	62.3
37			32	47.115	56.105	46.21
38			33	35.605	54.59	36.325
39			34	26.52	52.93	35.98
40			35	20.25	51.255	36.035
41			36	17.75	50.11	36.05
42			37	16.535	48.78	36.145
43			38	15.71	46.535	36.26
44			39	14.95	44.315	36.175
45			40	14.4	41.98	34.635
46			44	11.835	33.015	17.57
47			45	11.255	30.765	15.25
48			46	10.485	29.06	12.945
49			47	10.1	27.595	10.76
50			48	9.975	26.135	9.215
51			49	9.555	24.65	8.665
52			50	9.42	23.54	8.25
53			51	9.065	22.27	8.035

Figura 29 - Mediante tablas dinámicas se organizan los datos operativos de presión para analizar la emergencia

Fuente: Datos monitoreo estación industrial – Efigas S.A. e.s.p.

3	Promedio de MT_Val		Descripción				
4	Hora	Minutos	Presión operación corrector (PSIG)	Rata de flujo (m3.H)	Temperatura operación corrector (°C)	Total general	
5		7	2	224	460	21	235
6			7	224	453	21	232.6666667
7			13	224	420	21	221.6666667
8			18	225	409	21	218.3333333
9			23	225	405	21	217
10			29	110	346	19	158.3333333
11			34	24	21	20	21.6666667
12			40	15	5	20	13.3333333
13			45	12	3	20	11.6666667
14			51	10	3	20	11
15			56	9	0	20	9.6666667
16	Total 7		118.3636364	229.5454545	20.36363636	122.7575758	
17		8	1	8	0	20	9.3333333
18			7	9	0	20	9.6666667
19			12	9	0	20	9.6666667
20			18	10	0	20	10
21			23	10	0	20	10
22			28	11	0	20	10.3333333
23			34	11	0	20	10.3333333
24			39	12	0	20	10.6666667
25			45	12	0	20	10.6666667
26			50	13	0	21	11.3333333
27			56	13	0	21	11.3333333
28	Total 8		10.72727273	0	20.18181818	10.3030303	
29		9	1	16	0	21	12.3333333
30			6	50	0	21	23.6666667
31			12	88	0	21	36.3333333
32			17	131	0	22	51
33			23	194	0	22	72
34			28	259	0	22	93.6666667
35			34	276	0	22	99.3333333
36			57	272	0	22	98
37	Total 9		160.75	0	21.625	60.7916667	
38		10	3	228	0	22	83.3333333
39			14	222	0	23	81.6666667
40			20	219	0	23	80.6666667
41			31	214	0	25	79.6666667
42			36	220	348	23	197
43			42	227	465	23	238.3333333
44			47	224	484	22	243.3333333
45			52	218	531	22	257
46			58	222	616	23	267
47	Total 10		221.5555556	271.5555556	22.88888889	172	
48		11	3	225	634	23	294
49			9	223	626	23	290.6666667
50			14	227	623	23	291
51			20	229	653	23	301.6666667
52			25	225	654	23	300.6666667
53			31	221	639	23	294.3333333

Figura 30 - De la misma manera se consolidan en tablas dinámicas los valores por minuto de condiciones de operación de presión de medición, rata de flujo y temperatura de medición

Presiones de operación Emergencia

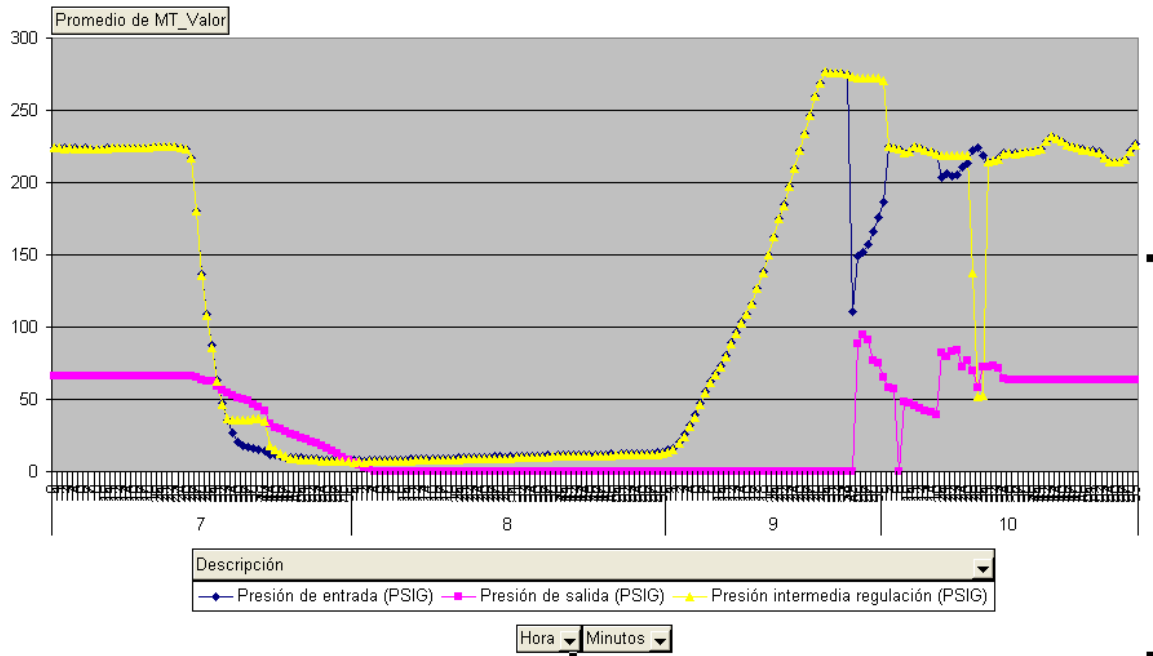


Figura 31 – Presiones de operación durante una emergencia

Utilizando los datos consolidados de presiones de operación se generan gráficos en los que puede analizar lo siguiente:

- La emergencia ocurrió a las 07:29 horas por la caída de presión abrupta en la estación sujeta a estudio
- La presión de salida se sostuvo en condiciones de servicio hasta las 07:47 horas, en ese momento la presión bajó de 30 psig, y seguramente el área atendida por la estación empezó a sufrir falta de suministro.
- El sistema de distribución en el área quedó completamente en presión cero (0) a las 08:04 aproximadamente
- El personal inició las acciones correctivas de reestablecimiento 09:02 horas, por tanto, se puede concluir para efectos de compensación, si hay lugar a ella, que el tiempo de suspensión es de 1 hora 33 minutos (93 minutos)
- El restablecimiento en la red de alta presión tuvo un comportamiento de llenado normal hasta las 09:34 horas, sin embargo, se presentaron problemas aguas arriba de la estación, que provocaron caída de presión en la red primaria. Posiblemente provocado, por la apertura de la red de media presión, aguas abajo, como se aprecia en la curva de presión de salida a la misma hora.

- Se puede apreciar que se presentaron problemas en el llenado de la red de media presión, hasta las 10:34 horas.
- Se puede concluir que la operación normal de la estación se presentó a partir esta hora.

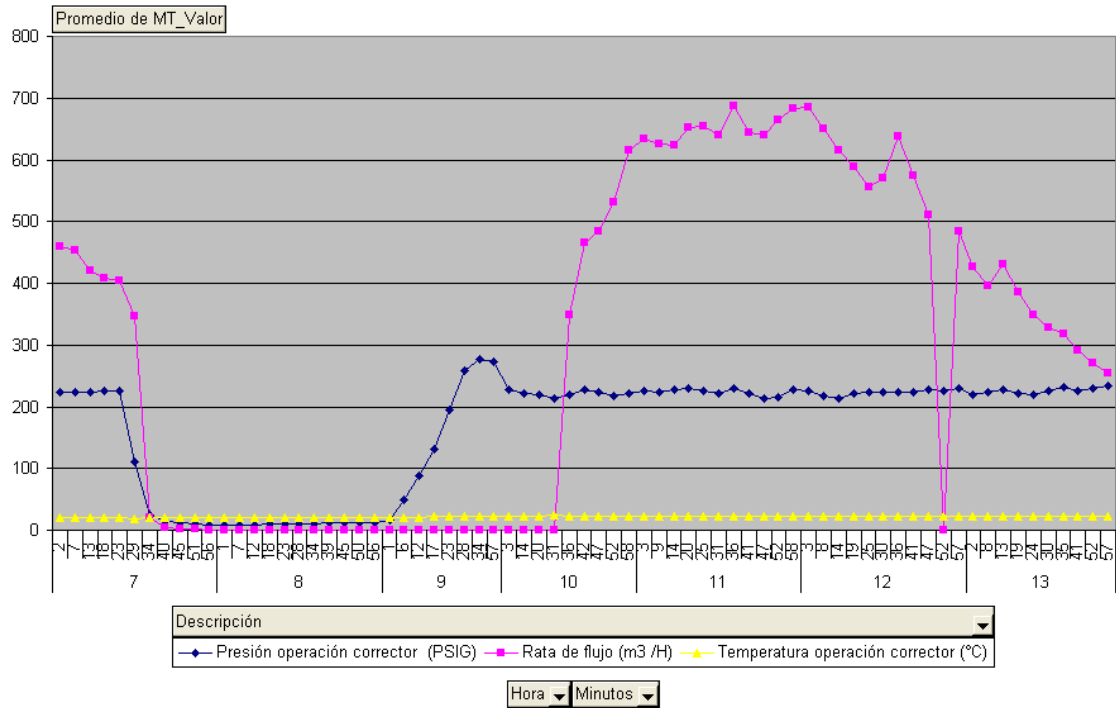


Figura 32 - Gráfico de operación con datos obtenidos del corrector electrónico

- Como apoyo al análisis anterior se puede notar el mismo comportamiento de la presión de medición comparado con la presión de entrada y presión intermedia.
- Es concluyente ahora que la estación inició su operación normal a partir de las 10:31 horas con flujos que se mantuvieron alrededor de los 650 m3H en hora pico (medio día).

8. INDICADORES DE CONTROL DE LAS VARIABLES DEL SISTEMA

Operacionales

- Tiempos de presiones fuera de rango: Es el tiempo en minutos de presión fuera de los rangos determinados para presiones de entrada, salida e intermedia definidas. El indicador se debe calcular cada mes.
- Tiempos de temperatura fuera de rango: Es el tiempo en minutos de temperatura fuera de los rangos determinados para temperatura de entrada y salida. El indicador se debe calcular cada mes.

El parámetro inicial en minutos de aceptación de los indicadores anteriores es cero (0) minutos por mes. No obstante, el área de operación y mantenimiento podrá, teniendo en cuenta condiciones especiales, aceptar valores fuera de rango por tiempos definidos.

- Tiempos de caudales/ flujo fuera de rango: Es el tiempo en minutos de caudal fuera de los rangos determinados para flujos de operación de sistema de distribución. El indicador se debe calcular cada mes. El criterio inicial aceptado puede ser cinco minutos por cada estación receptora monitoreada por día – mes. Por tanto, si el sistema de distribución posee 5 estaciones el valor parámetro de control inicial será 750 minutos / mes.
- Presión promedio diario de recibo en el sistema de distribución por localidad: Es el valor promedio de la presión diaria recibida en el sistema de distribución cada mes. El parámetro de control se deriva de la presión contractual de entrega por parte del transportador, normalmente, 250 psi. Por consiguiente, se puede determinar como control 250 ± 10 psi para estos sistemas.
- Caudal máximo horario de recibo en el sistema de distribución por localidad: Es el caudal máximo en una hora durante un mes de operación que se presente en un sistema de distribución. El valor no debe superar el 90% de la capacidad de la estación de entrega o city gate.
- Volumen máximo de recibo en el sistema de distribución por localidad: Es el volumen diario durante un mes de operación. El valor no debe superar el 90% de la capacidad de operación de la estación de entrega o city gate durante un día.

Otros de desempeño

- **Tiempos de comunicación efectivos por estación:** Es el tiempo en minutos que durante un mes las estaciones receptoras de distrito no realizan la transmisión de datos. Se puede tomar un tiempo de referencia de una hora por mes por estación por problemas de red de comunicación y suministro de energía. De este indicador se podrían omitir las estaciones que tengan mantenimiento preventivo y correctivo.
- **Tiempos de respuesta a alertas de operación anormal:** Es el tiempo en minutos que durante un mes, se toman las cuadrillas de operación y mantenimiento en controlar alertas generadas por el sistema SCADA. El criterio de tiempo es máximo 60 minutos de atención promedio de alertas en cada mes (tomado CREG 067 de 1995 – código de distribución).

Los indicadores con valores persistentes fuera de rango deberán ser tratados con acciones correctivas documentadas.

9. PROCEDIMIENTOS Y CHEQUEOS PARA LA CALIBRACIÓN DE LOS SISTEMAS

La operación de un sistema SCADA no sería totalmente apropiado sino se tiene en cuenta la metrología y el aseguramiento metrológico. Es por esto, que los elementos de medición instalados en la infraestructura y más específicamente en las estaciones receptoras deben asegurar su correcto desempeño y exactitud en la medición de las variables de operación.

Puesto que el propósito de esta propuesta no es especificar la manera de calibrar indicadores de presión, temperatura, flujo o volumen, se hará una descripción del manejo de la periodicidad en la calibración de acuerdo a la operación de los elementos refiriéndose principalmente a la OIML TC 3/SC 4 Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling Inspections (Vigilancia de medidores en servicio basado en muestreo e inspecciones).

Antes de aplicar la metodología para calibración de transductores de presión, temperatura, y medidores de flujo, se deberían tener en cuenta los siguientes puntos:

- La compañía distribuidora tendrá un inventario y clasificación total de los elementos de medición por cada estación receptora.
- Considerar elementos de respaldo para calibraciones en laboratorio o en campo. Esto permitirá mantener la integridad en la medida de todo el sistema.
- Implementar un instructivo que permita marcaciones de los elementos al retirar para facilitar su reconocimiento y trazabilidad en el laboratorio de calibración.
- Tomar las medidas apropiadas en el empaqueo o embalaje de los elementos o equipos de medición para evitar los golpes y esfuerzos durante el transporte.
- Mantener los registros históricos sobre todos los movimientos de cada equipo o elemento de medición.
- Mantener un instructivo claro de manejo de elementos de respaldo en campo y laboratorio para programar de manera correcta las calibraciones con identificación de lugar de permanencia.
- Con el fin de facilitar la escogencia de los lotes y los intervalos de calibración se deben tener en cuenta factores como: las recomendaciones del fabricante, la influencia del ambiente en los equipos, su vida útil, la severidad de uso del mismo, incertidumbre requerida en la medición, el error máximo permisible, entre otros.

9.1 Metodología de verificación sugerida de acuerdo a OIML TC 3/SC:

La práctica de este procedimiento permite mediante métodos estadísticos evaluar con respecto a períodos de validez inicialmente establecidos nuevos periodos de calibración basados en inspecciones.

Por ejemplo, muestras representativas de tipos de elementos, sensores o medidores, que sean homogéneos respecto a factores que afectan la exactitud en la medición, pueden inspeccionarse y compararse con criterios probabilísticos; para determinar si se permite la extensión, o disminución de los periodos de verificación. Esto podría bajar los altos costos causados por cambio, o calibración prematura de equipos de medición.

Criterios para la delimitación del lote de elementos o equipos

- Como se mencionó antes, los lotes de inspección deben tener las mismas características de acuerdo fabricante (incluye otros fabricantes con licencias para producir exactamente los mismos medidores), tipo de modelo o medidor, o clase de exactitud.
- Una vez determinado el lote se deben mantener continuas verificaciones basadas en inspecciones. El mismo medidor o elemento debe pertenecer a un solo lote de inspección.

Aplicación de muestreo por inspección

- Se debe reconocer el equipo por tipo, fabricante, número de aprobación, fecha o fechas de verificación o calibración.
- El tamaño del lote
- Propietario del equipo de medición (si no es la empresa distribuidora)
- Fecha de posible retiro para aplicar la inspección
- Muestreo escogido

Selección y tratamiento de muestra

- Fecha de retiro de los equipos de la infraestructura y fecha de envío al sitio de inspección o el periodo comprendido entre las dos operaciones.
- Medidas de control para evitar intervenciones en la muestra durante el periodo entre el retiro y la entrega al sitio de inspección
- Dependiendo del tamaño del lote utilizar las siguientes tablas, para el tamaño de muestra y cantidad de equipos de respaldo.

Single sampling inspection for electricity meters, gas meters and water meters

No.	Lot size	Sample size	Number of non-conforming meters		Spare meters acc. to 8.3
			Criterion for acceptance of lot (c)	Criterion for rejection of lot (d)	
1.1	up to 1200	50	1	2	10
1.2	1201 to 3200	80	3	4	16
1.3	3201 to 10000	125	5	6	25
1.4	10001 to 35000	200	10	11	40

Figura 33 – Inspección simple para medidores eléctricos, de gas y agua

Fuente: OIML TC 3/SC 4 Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling Inspections

Single sampling inspection for complete heat meters

No.	Lot size	Sample size	Number of non-conforming meters		Spare meters acc. to 8.3
			Criterion for acceptance of lot (c)	Criterion for rejection of lot (d)	
2.1	up to 90	24	0	1	5
2.2	91 to 150	26	0	1	8
2.3	151 to 280	28	0	1	10
2.4	281 to 500	32	0	1	10
2.5	501 to 1200	50	1	2	10
2.6	1201 to 3200	80	3	4	16
2.7	3201 to 10000	125	5	6	25
2.8	10001 to 35000	200	10	11	40

Figura 34 – Inspección simple para medidores de calor

Fuente: OIML TC 3/SC 4 Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling Inspections

Single sampling inspection for components of heat meters

No.	Lot size	Sample size	Number of non-conforming meters		Spare meters acc. to 8.3
			Criterion for acceptance of lot (c)	Criterion for rejection of lot (d)	
3.1	up to 90	24	0	1	5
3.2	91 to 150	26	0	1	8
3.3	151 to 280	28	0	1	10
3.4	281 to 500	32	0	1	10
3.5	501 to 1200	50	0	1	10
3.6	1201 to 3200	80	1	2	16
3.7	3201 to 10000	125	2	3	25

Figura 35 – Inspección simple para componentes de medidores de calor

Fuente: OIML TC 3/SC 4 Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling Inspections

- Realizar la marcación a los equipos de la muestra.
- Para medidores de gas se debe realizar la inspección en el mes siguiente al retiro.

Realización de la inspección / calibración de acuerdo a la metodología adecuada

Métodos de muestreo

- Las muestras deben escogerse de acuerdo a las tablas del párrafo anterior
- No es permitido cambiar la muestra escogida originalmente por otra, una vez iniciado el proceso de retiro. Con excepción de ordenes de carácter regulatorio.

Resultados de la inspección

- Todos los resultados deben ser registrados con el fin de ser verificados posteriormente.
- El lote es aceptado si los requisitos especificados para la muestra son correctos y una posible re-verificación no tenga objeción.
- Si el lote es rechazado, todos los equipos del lote deben ser puestos fuera de servicio antes de que la próxima verificación haya expirado.
- Si el lote es aceptado, el periodo de validez de la verificación es extendido en un 50% del periodo inicial de calibración determinado de acuerdo a la regulación nacional, o los criterios técnicos aceptado por la empresa distribuidora.
- La extensión del periodo válido de verificación inicia el mes siguiente al mes en que la calibración fue realizada.
- Se realizan los reportes pertinentes y se informa a las áreas requeridas. Metrología, operación y mantenimiento, centro de control, etc.

Es importante mencionar que la guía OIML D 10:2007 Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments (Guía para la determinación de intervalos de calibración de instrumentos de medición) nos presenta otras metodologías útiles para establecer periodos de verificación y calibración de equipos instalados en un sistema SCADA.

9.2 Guía para la determinación de intervalos de calibración de instrumentos OIML D10:2007

- Método 1. Ajuste automático, método escalera (tiempo – calendario): Se basa en que cada vez que un instrumento es calibrado bajo una rutina establecida, el siguiente intervalo de calibración es extendido, si el error máximo permisible esta dentro del 80% (por ejemplo).
- Método 2. Carta de control: Es una de las herramientas más importantes del control de calidad estadístico. Puntos de calibración significativos son escogidos y sus resultados son trazados en una gráfica vs tiempo. Desde estos gráficos, la dispersión de resultados y la deriva son calculados. Con estas cartas de control se calcula el intervalo óptimo.
- Método 3. Tiempo efectivo de uso: En este método el intervalo de calibración es expresado en horas de uso en cambio de meses. El instrumento es instalado con un indicador de tiempo continuo, y es devuelto a calibración cuando el valor de tiempo establecido sea alcanzado.
- Método 4. Verificación en servicio: Es método es una variación del número 1 y 2. En él los parámetros críticos se verifican continuamente por medio de patrones portátiles. Si el equipo se encuentra por fuera del error máximo permisible, se retira de operación y se envía a calibración.
- Método 5. Otras aproximaciones estadísticas

10 CONCLUSIONES

- Los desarrollos de software para sistemas SCADA descritos en este trabajo, permiten entender que existen gran cantidad de alternativas abiertas de comunicación, con protocolos y métodos de intercambio que facilitan acceso de más clientes o usuarios interesados.
- La variedad de sensores para variables de presión y temperatura, generan la posibilidad de escoger dispositivos con gran exactitud, teniendo en cuenta el costo, y desempeño, para la mejor alternativa en adquisición de valores en campo.
- Los sistemas SCADA son necesarios en compañías de distribución, no solo por razones de seguridad, calidad de servicio, y mitigación de riesgos; sino que permiten controlar las exigencias regulatorias y normativas provenientes de (NTC, resoluciones CREG y Ministerios, etc.) para garantizar el cumplimiento de las mismas.
- Aunque en los sistemas SCADA de distribución urbanos para gas domiciliario se facilitan las comunicaciones por medio telefónico, los sistemas de adquisición e intercambio de información inalámbrico, aumentan la velocidad de envío y recepción de información, con tecnología moderna y costos similares.
- El sistema propuesto no solo requiere alto rendimiento y desempeño en su operación, sino que es necesario mantener operadores calificados, con entrenamiento y capacitación adecuado, y con esto, obtener resultados acordes a las inversiones en el sistema, y acciones de mejoramiento continuo con disminución de costos operacionales.
- Mantener la seguridad como objetivo principal de sistemas SCADA en gasoductos de distribución es indudable; sin embargo, los registros obtenidos son indispensables para controlar, bajo rangos aceptables, balances volumétricos, entre gas vendido vs gas comprado, gas transportado vs gas comprado, y gas vendido vs gas transportado, para obtener equilibrio económico de cada compañía.
- Los intervalos de calibración pueden ser elegidos mediante metodologías investigadas desde el punto de vista estadístico, y no por intervalos elegidos al azar o por recomendación de fabricante. Lo anterior, permite la disminución de costos de calibración, y mantenimiento, y el establecimiento de procedimientos rigurosos de verificación con calidad.

11 BIBLIOGRAFÍA

- Aquilino Rodríguez Penin, Sistemas SCADA 2a edición – Capítulo 1, Marcombo ediciones técnicas, 2007.
- NTC-ISO-IEC 17025, Requisitos generales de competencia de laboratorios de ensayo y calibración, Icontec, 2005
- OIML TC 3/SC: Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling inspections (Vigilancia de medidores en servicio basado en muestreo e inspecciones), OIML, 2005
- Memorias módulo fundamentos de transporte de gas – Medición de gas, Juan Manuel Ortiz Afanador - Especialización Ingeniería de gas - UIS, 2009
- OIML D 10:2007, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments, (Guía para la determinación de intervalos de calibración de instrumentos de medición), OIML, 2007
- NTC 3728, Gasoductos, líneas de transporte y distribución, primera actualización, Icontec, 2001
- NTC 3838 Gasoductos, presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles, segunda actualización, Icontec, 2003
- NTC 3949 Gasoductos. Estaciones de regulación de presión para redes de transporte y distribución de gas combustible, Icontec, 2002.