

**UNIVERSIDAD PRIVADA ANTENOR ORREGO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**



**“Diseño de un Sistema de Medición y Supervisión de Gas Natural para Cuantificar, Controlar y Registrar el Consumo de una Planta Generadora de Ciclo Combinado”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**ÁREA:** Control y Automatización

**AUTOR:**

Br. BENJAMÍN CALDERÓN PADRÓS

**ASESOR:**

Ing. LUIS ALBERTO VARGAS DÍAZ

TRUJILLO - PERÚ

2014

“Diseño de un Sistema de Medición y Supervisión de Gas Natural  
para Cuantificar, Controlar y Registrar el Consumo de una Planta  
Generadora de Ciclo Combinado”

AUTOR:

---

Br. Benjamín Calderón Padrós

APROBADO POR:

---

Ing. Saúl Noé Linares Vertiz  
Presidente  
CIP 142213

---

Ing. Lenin Humberto Llanos Leon  
Secretario  
CIP: 139213

---

Ing. Oscar De La Cruz Rodriguez  
Vocal  
CIP: 85598

ASESOR:

---

Ing. Luis Alberto Vargas Díaz  
ASESOR  
CIP 104175

## INDICE

INDICE .....	I
DEDICATORIA .....	III
RESUMEN.....	V
ABSTRACT .....	VI
ÍNDICE DE TABLAS .....	VII
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	VIII
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1. <i>Delimitación</i> .....	1
<b>2. OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....</b>	<b>4</b>
2.1. <i>Objetivos Generales</i> .....	4
2.2. <i>Objetivos Específicos</i> .....	5
<b>3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....</b>	<b>5</b>
<b>II. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
<b>1. MARCO INSTITUCIONAL .....</b>	<b>6</b>
1.1. <i>ENDESA</i> .....	6
1.2. <i>EDEGEL</i> .....	8
<b>2. MARCO TEÓRICO - INSTRUMENTACIÓN.....</b>	<b>13</b>
2.1. <i>Aspectos Teóricos de los Sistemas de Medición Volumétricos de Gas Natural</i> 13	
2.2. <i>Medidor Ultrasónico de Gas Natural</i> .....	23
<b>3. SISTEMA SCADA .....</b>	<b>34</b>
3.1. <i>Características</i> .....	35
3.2. <i>Prestaciones</i> .....	35
3.3. <i>Redes de Campo Industriales</i> .....	36
3.4. <i>Servidor OPC – Open Control Process</i> .....	38
<b>III. MATERIALES Y MÉTODOS .....</b>	<b>40</b>
<b>1. MATERIALES .....</b>	<b>40</b>
1.1. <i>Muestra</i> .....	40
1.2. <i>Materiales</i> .....	41
<b>2. PROCEDIMIENTOS.....</b>	<b>41</b>
2.1. <i>Evaluación de datos y registros para el dimensionamiento del Sistema de Medición</i> .....	41
2.2. <i>Dimensionamiento de los Sistemas de Medición</i> .....	43
2.3. <i>Diseño y determinación de las condiciones técnicas para el sistema de medición</i> .....	56
2.4. <i>Diseño y determinación de las condiciones técnicas para la comunicación entre el sistema de medición y el SCADA</i> .....	59
2.5. <i>Características de la Aplicación de Supervisión SCADA:</i> .....	65
2.6. <i>Diseño de la Aplicación del Sistema de Supervisión SCADA:</i> .....	65

<b>IV.</b>	<b>PROPUESTA ECONÓMICA .....</b>	<b>69</b>
1.	<b>COSTOS DEL HARDWARE DEL PROYECTO.....</b>	<b>69</b>
2.	<b>COSTOS DEL SOFTWARE Y SERVICIOS DEL PROYECTO.....</b>	<b>70</b>
3.	<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO .....</b>	<b>70</b>
<b>V.</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
1.	<b>AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO DE TOMA DE DATOS: .....</b>	<b>71</b>
2.	<b>MEJORA EN LA PRECISIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN: .....</b>	<b>71</b>
<b>VI.</b>	<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>72</b>
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>72</b>
<b>VIII.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>73</b>
<b>IX.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>74</b>
<b>X.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>76</b>
	<b>ANEXO 1: PLANO GENERAL DE IMPLANTACIÓN DE EQUIPOS .....</b>	<b>77</b>
	<b>ANEXO 2: DIAGRAMA P&amp;ID DE SISTEMA DE MEDICIÓN .....</b>	<b>78</b>
	<b>ANEXO 3: DISEÑO DE FABRICACIÓN MECÁNICA.....</b>	<b>79</b>
	<b>ANEXO 4: DIAGRAMA DE CONEXIONADO PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN .....</b>	<b>80</b>

## DEDICATORIA

*Dedicado a quien dice:*

*“No temas, porque yo estoy contigo;  
no desmayes, porque yo soy quien te esfuerzo;  
siempre te ayudaré y siempre te sustentaré  
con la diestra de mi justicia.” (Isaías 41:10)*

*Díos.*

*También:*

*A mis padres Enrique y Angélica,  
y a mi hermana Verónica.*

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, en primer lugar, por darme la vida y las fuerzas para seguir adelante.*

*A mis padres, Enrique y Angélica, y mi hermana Verónica quienes estuvieron junto a mí en todo momento, apoyándome en los momentos difíciles, alegrándose con mis alegrías y acompañándome en mis tristezas.*

*A Kelly Jane, por ser mi compañía en momentos de soledad, gracias a tí estos momentos se convertían en risas y alegrías, gracias por ser mi mejor amiga y mi compañera.*

*A todas las personas que, además de mi familia, me refiero a: amigos, familiares y conocidos, también estuvieron conmigo en toda esta etapa de mi vida apoyándome de diferentes maneras.*

*Finalmente un agradecimiento especial a quien fue la mascota de la familia, “Nicha”. A quien recuerdo hasta el día de hoy y seguiré recordando por siempre. Fuiste una compañía incomparable y única.*

## RESUMEN

En la actualidad los sistemas de medición de gas natural son monitoreados y controlados desde un centro de control, para lo cual se emplean los sistemas Scada.

El objetivo principal del presente proyecto es diseñar un sistema de medición y supervisión (SCADA) de consumo de gas natural en la entrada de dos turbinas y dos calderas para fuego adicional; el cual permita una supervisión instantánea de las variables de proceso, el control de flujo desde el sistema principal, y también la creación y almacenamiento de registros que posteriormente servirán para brindar información suficiente al sistema para cálculos de eficiencia y relación de consumo-generación.

Para cumplir este objetivo se ha realizado un estudio de las variables que intervienen en el proceso de medición para luego seleccionar los instrumentos adecuados para la medición de las mismas. Finalmente se diseñó un sistema Scada que pueda supervisar este proceso y además almacenar las variables involucradas en forma de registros en una base de datos.

## **ABSTRACT**

Today, measurement systems for natural gas are monitored and controlled from a control center, for which are used SCADA systems.

The main purpose of this project is to design a system for measuring and monitoring (SCADA) of natural gas consumption at the entrance of two turbines and two additional fire boilers; which allows for instantaneous monitoring of process variables, flow monitoring from central system and also the creation and storage of records that subsequently serve to provide enough information to calculate the system efficiency and consumer relationship-generation.

To achieve this purpose has made a study of the variables involved in the measurement process and then select the appropriate instruments for measuring them. Finally, a SCADA system can monitor this process and also storing the variables involved in the form of records in a database was designed.

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla N°1: Ficha Técnica de Central Termoeléctrica Edegel - Ventanilla</i>	<i>Pág. 12</i>
<i>Tabla N°2: Velocidades del sonido en algunos gases bajo diferentes condiciones</i>	<i>Pág. 26</i>
<i>Tabla N°3: Valores máximos y mínimos del registro de datos – Medición Principal</i>	<i>Pág. 41</i>
<i>Tabla N°4: Valores máximos y mínimos del registro de datos – Medición en Calderas de Recuperación de Calor</i>	<i>Pág. 42</i>
<i>Tabla N°5: Cálculo de Flujo de Gas Natural - Velocidad de Flujo en el Medidor</i>	<i>Pág. 43</i>
<i>Tabla N°6: Caudales y Diámetros en Medidores Ultrasónicos Modelo Q.SONIC Marca Elester Instromet</i>	<i>Pág. 44</i>
<i>Tabla N°7: Hoja de datos de Medidor ultrasónico</i>	<i>Pág. 45</i>
<i>Tabla N°8: Cálculo de Flujo de Gas Natural - Velocidad de Flujo en el Medidor</i>	<i>Pág. 46</i>
<i>Tabla N°9: Caudales y Diámetros en Medidores Ultrasónicos Modelo Q.SONIC Marca Elester Instromet</i>	<i>Pág. 47</i>
<i>Tabla N°10: Hoja de datos de Medidor ultrasónico</i>	<i>Pág. 47</i>
<i>Tabla N°11: Hoja de datos de Computador de Flujo</i>	<i>Pág. 49</i>
<i>Tabla N°12: Hoja de datos de Transmisor de Temperatura</i>	<i>Pág. 53</i>
<i>Tabla N°13: Hoja de datos de Transmisor de Presión</i>	<i>Pág. 55</i>
<i>Tabla N°14: Hoja de datos de Switch Scalance</i>	<i>Pág. 63</i>
<i>Tabla N°15: Hoja de datos de Conversor Modbus</i>	<i>Pág. 64</i>
<i>Tabla N°16: Tabla de Costos del Hardware del Proyecto</i>	<i>Pág. 69</i>
<i>Tabla N°17: Tabla de Costos de Software y Servicios del Proyecto</i>	<i>Pág. 70</i>
<i>Tabla N°18: Tabla de Costo Total del Proyecto</i>	<i>Pág. 71</i>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Imagen N°1: Fragmento de Leyenda del Plano general de Implantación de Equipos.</i>	<i>Pág. 2</i>
<i>Imagen N°2: Fragmento extraído del Plano General de Implantación de Equipos.</i>	<i>Pág. 3</i>
<i>Imagen N°3: Centrales Hidráulicas y Térmicas – Edegel Perú</i>	<i>Pág. 11</i>
<i>Imagen N°4: Ubicación Geográfica de Central Térmica – Ventanilla</i>	<i>Pág. 11</i>
<i>Imagen N°5: Proceso de Medición</i>	<i>Pág. 13</i>
<i>Imagen N°6: Clasificación de Medidores Volumétricos Según Caudal</i>	<i>Pág. 15</i>
<i>Imagen N°7: Clasificación de Medidores Volumétricos Según Principio de Funcionamiento</i>	<i>Pág. 15</i>
<i>Imagen N°8: Medidor Tipo Diafragma</i>	<i>Pág. 16</i>
<i>Imagen N°9: Diagrama de lóbulos en un medidor de pistón rotativo</i>	<i>Pág. 17</i>
<i>Imagen N°10: Medidor de Pistón Rotativo</i>	<i>Pág. 17</i>
<i>Imagen N°11: Medidor Tipo Turbina</i>	<i>Pág. 18</i>
<i>Imagen N°12: Medidor Tipo Ultrasónico</i>	<i>Pág. 18</i>
<i>Imagen N°13: Perfil de Medidor Ultrasónico</i>	<i>Pág. 19</i>
<i>Imagen N°14: Computador de Flujo OMNI</i>	<i>Pág. 20</i>
<i>Imagen N°15: Almacenamiento de Reportes para Acceso Rápido Utilizando un Computador de Flujo y OPC Server.</i>	<i>Pág. 21</i>
<i>Imagen N°16: Perfil de Medidor Ultrasónico</i>	<i>Pág. 27</i>
<i>Imagen N°17: Tipos de Reflexión en un Medidor Ultrasónico</i>	<i>Pág. 31</i>
<i>Imagen N°18: Configuración de Trayectorias</i>	<i>Pág. 33</i>
<i>Imagen N°19: Diagrama de Bloques de una Red de Campo o Bus I/O</i>	<i>Pág. 37</i>
<i>Imagen N°20: Conexión entre un Controlador Lógico Programable (PLC), una LAN y un Bus I/O</i>	<i>Pág. 38</i>
<i>Imagen N°21: Arquitectura de OPC</i>	<i>Pág. 39</i>
<i>Imagen N°22: Imagen de Computador de Flujo Elster Instromet 2000</i>	<i>Pág. 49</i>
<i>Imagen N°23: Modulo Ethernet – FC2000</i>	<i>Pág. 51</i>
<i>Imagen N°24: Diagrama P&amp;ID del sistema de medición</i>	<i>Pág. 56</i>

<i>Imagen N°25: Diagrama de Conexionado para el Sistema de Medición</i>	<i>Pág. 57</i>
<i>Imagen N°26: Modulo de Salida Análoga de Computador de Flujo</i>	<i>Pág. 58</i>
<i>Imagen N°27: Diseño de fabricación Mecánica</i>	<i>Pág. 59</i>
<i>Imagen N°28: Diseño de Sistema SCADA</i>	<i>Pág. 59</i>
<i>Imagen N°29: Niveles del Sistema de Supervisión</i>	<i>Pág. 60</i>
<i>Imagen N°30: Switch Scalance - Siemens</i>	<i>Pág. 62</i>
<i>Imagen N°31: MGate™ MB3180/3280/3480</i>	<i>Pág. 64</i>
<i>Imagen N°32: Pantalla 1 - Inicio</i>	<i>Pág. 66</i>
<i>Imagen N°33: Pantalla 2 - Medidas por Sistema</i>	<i>Pág. 66</i>
<i>Imagen N°34: Pantalla 3 - Detalles de Medición</i>	<i>Pág. 67</i>
<i>Imagen N°35: Pantalla 4 - Datos Históricos</i>	<i>Pág. 67</i>
<i>Imagen N°36: Pantalla 5 - Composición de Gas - Cromatografía</i>	<i>Pág. 68</i>
<i>Imagen N°37: Pantalla 6 - Generación de Reportes</i>	<i>Pág. 68</i>

## **I. INTRODUCCIÓN**

### **1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA**

Existen muchas formas de generar energía eléctrica, una de estas formas es haciendo uso de turbinas que emplean gas natural o vapor para su funcionamiento. Los sistemas de medición necesitan realizar este trabajo con exactitud y precisión, de esta manera se podrá calcular la cantidad de gas que se emplea al generar energía eléctrica y así obtener la eficiencia de la máquina.

Para la medición del gas natural se emplean métodos y técnicas basadas en principios mecánicos como son los medidores rotativos y turbinas; también existen los medidores ultrasónicos los cuales nos dan una gran exactitud y precisión en la medición. (Gomez Rivas, 2005)

La toma de datos y la elaboración de registros del consumo de gas natural se utiliza para el cálculo de la eficiencia del sistema, facturación, entre otros. Algunos de los datos que se toman en cuenta son el volumen acumulado y el flujo instantáneo de gas natural que consume la turbina.

#### **1.1. Delimitación**

##### **1.1.1. Características de la Realidad**

- El sistema de medición no proporciona información suficiente para los cálculos requeridos.
- La supervisión del sistema se realiza mediante descargas locales, y en ocasiones lecturas manuales, en la estación de medición.

##### **1.1.2. Análisis de las Características**

###### **a) Sistema Actual de Medición**

Actualmente en la Planta Termoeléctrica de EDEGEL, ubicada en el distrito de Ventanilla, al norte de la ciudad de Lima, se cuenta con un sistema general de medición de gas a la entrada de la línea principal que alimenta a toda la planta termoeléctrica. Si bien es cierto este sistema provee una medición general, no proporciona la suficiente información como para realizar cálculos de eficiencia para cada turbina.

También cabe resaltar que no se cuenta con un sistema de medición en las líneas que alimentan con gas a las calderas recuperadoras de calor (HRSG) o también llamadas líneas de fuego adicional. Esto se muestra en un plano general de la estación termoeléctrica en donde no se menciona alguna estación de medición en este punto ni tampoco en la entrada de alimentación de las turbinas generadoras.

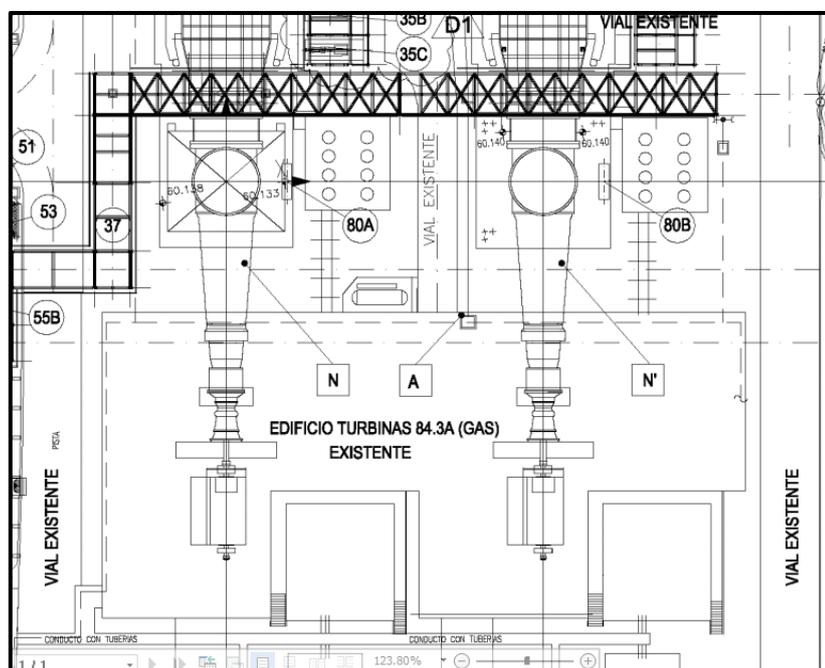
Como se aprecia en la Imagen N°1, la leyenda menciona la existencia de dos sistemas de regulación de gas, 80A y 80B pero no muestra algún sistema de medición. Lo mismo se aprecia en la entrada de alimentación de gas en las turbinas en donde no existe sistema de regulación y tampoco sistema de medición, ver Imagen N°2.

**Imagen N°1: Fragmento de Leyenda del Plano general de Implantación de Equipos.**

77	TRANSFORMADOR DE EXCITACION EXCITATION TRANSFORMER	165.601	159.766	MKC01
78	CUADRO DEL SISTEMA DE EXCITACION EXCITATION ENCLOSURE	165.601	163.800	CJN01
80A	UNIDAD REGULACION DE GAS	200.000	206.140	VE1-33-DF-IBBD-N-03243
80B	DUCT BURNER SKID	200.000	238.140	VE2-33-DF-IBBD-N-23243
82	TANQUE PURGAS BLOWDOWN TANK	236.532	213.007	11LBH10BBU01
83A	BOMBAS DE EXTRACCION DE PURGAS	242.009	213.357	11LBH10AP001
83B	PURGE EXTRACTION PUMPS	242.009	212.657	11LBH10AP002

*Fuente: Plano general de Implantación de Equipos.*

**Imagen N°2: Fragmento extraído del Plano General de  
Implantación de Equipos**



*Fuente: Plano general de Implantación de Equipos.*

Las señales de medición provenientes de las líneas de fuego adicional son importantes ya que complementan a la medición principal en el sistema de control general.

Este sistema sería suficiente si solo se requiere un control de volumen general para facturación o controles de consumo externos, como se viene haciendo hasta el momento, pero lo que se desea es supervisar los consumos y las variables del proceso más detalladamente.

**b) Sistema de Supervisión Actual**

El sistema de supervisión para el consumo de gas natural se lleva a cabo manualmente por el personal de turno realizando toma de datos en las horas de corte programadas.

Esto ocasiona 2 situaciones problemáticas.

#### **Almacenamiento de Memoria:**

El sistema de medición cuenta con un computador de flujo FC2000 de la marca Elster Instromet que, de acuerdo a las características de la unidad de procesamiento principal (MPU 2024), tiene una memoria interna de 4 Mbit lo cual le permite un almacenamiento de 16 Horas aproximadamente de acuerdo a la configuración guardada en la memoria. Esto ocasiona una pérdida de datos en caso no haya disponibilidad de personal para realizar la descarga. (Instromet, 2007)

#### **Desgaste de piezas y Tiempo muerto de trabajo:**

Una de las desventajas de realizar un procedimiento local de descarga de datos es el desgaste de los conectores en los equipos. La descarga de se realiza mediante un puerto USB que se encuentra instalado en el computador de flujo actual el cual no está diseñado para un uso continuo. Actualmente este puerto ya presenta algunas fallas de conexión debido al desgaste interno. Esta falla traerá como consecuencia la perdida de datos ya que se tendrá que programar una reparación del aparato para solucionar el problema.

Actualmente la tarea de descarga de datos se realiza todos los días. Esto implica el tiempo que se toma un operador en ir hasta el lugar en donde se encuentra instalada la estación de medición, conectarse al equipo y descargar los datos. Tiempo muerto que podría aprovecharse en otras actividades teniendo un sistema automático de toma de datos.

## **2. OBJETIVOS DEL ESTUDIO**

### **2.1. Objetivos Generales**

Diseñar un sistema de medición y supervisión (SCADA) de consumo de gas natural en la entrada de dos turbinas y dos calderas para fuego adicional; el cual permita una supervisión instantánea de las variables de proceso, el control de flujo desde el sistema principal y también la creación y almacenamiento de registros que posteriormente servirán para brindar información suficiente al sistema para cálculos de eficiencia y relación de consumo-generación.

## 2.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de las variables del proceso (Temperatura, Presión y Flujo) y de esta manera dimensionar el sistema de medición que será instalado en las líneas de medición.
- Seleccionar los instrumentos necesarios y apropiados para la medición de las variables del proceso en campo.
- Seleccionar el dispositivo necesario para el cálculo del volumen y el flujo estándar; así también para la creación de registros, almacenamiento periódico de datos y la posibilidad del envío de estos a un sistema de supervisión y control.
- Seleccionar los dispositivos necesarios para integrar las señales de medición a la red de control principal y de esta manera realimentar el control de flujo de gas natural en cada turbina generadora de energía y sus respectivas calderas.
- Diseñar un sistema de supervisión (SCADA) con pantallas que muestren las variables de medición en cada línea de flujo de gas.
- Configurar un sistema de registros y reportes automáticos los cuales se almacenarán en una base de datos.
- Estimar los costos involucrados en la implementación del proyecto.

## 3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La central térmica Edegel – Ventanilla tiene como propósito generar energía eléctrica reduciendo al mínimo las emisiones de carbono. Para cumplir este propósito la central funciona en ciclo combinado; cuenta con una turbina de vapor y dos turbinas de gas con sus respectivas calderas para fuego adicional. (ENDESA, Centrales de Ciclo Combinado, 2012)

Existe una relación entre el volumen de gas consumido y la cantidad de energía eléctrica producida; esta relación es cuantificada mediante un sistema de medición de gas y la medición de la energía entregada. (Siemens, 2009)

Actualmente se cuenta con un sistema de medición general que se encuentra en la línea de abastecimiento principal de la planta termoeléctrica, esto ocasiona que el sistema general de control no tenga la información suficiente para cuantificar la relación del volumen de gas consumido y la energía producida en cada turbina; y tampoco en sus líneas para alimentación de calderas de fuego adicional en forma independiente. Adicionalmente a esto, el sistema de medición actual no cuenta con una conexión al sistema general de supervisión y control lo que ocasiona que las tomas de datos se

realicen de forma manual por operarios en planta, este procedimiento hace que los datos se vean expuestos a errores de escritura, confusiones en fechas y hasta pérdidas de los mismos, perjudicando al área de gerencia comercial que se encarga de supervisar el consumo del gas natural, sin mencionar el tiempo muerto de trabajo que demora el operador en ir hasta la estación de medición y tomar los datos.

Los detalles anteriormente descritos se podrían solucionar implementando un sistema de medición y supervisión de consumo de gas natural en las líneas de entrada de ambos sistemas de generación. De esta manera se proporcionaría al sistema la información necesaria para control de flujo, cálculos de eficiencia y relación de consumo-generación, también se proporcionará un sistema automático de toma de datos, generando registros accesibles tanto para el sistema de control como para el sistema de gerencia comercial y al equipo de control de calidad.

## **II. MARCO TEÓRICO**

### **1. MARCO INSTITUCIONAL**

#### **1.1. ENDESA**

Endesa es la empresa líder del sector eléctrico español y la mayor multinacional eléctrica privada de Latinoamérica. Estamos presentes en ocho países, repartidos entre Europa, América Latina y África. En Endesa miramos al futuro y buscamos soluciones inteligentes para desarrollar propuestas realistas ante los retos energéticos del presente y el futuro.

Endesa presta servicio a más de 25 millones de clientes y da ocupación directa a casi 23.000 personas.

Desde el primer trimestre de 2009 Endesa forma parte del grupo Enel, la mayor compañía eléctrica de Italia y la segunda de Europa por capacidad instalada. Enel es un operador integrado activo en el sector de la energía y el gas, que opera en 40 países en todo el mundo, cuenta con 98 GW de capacidad instalada neta y vende gas y electricidad a unos 61 millones de clientes. (ENDESA, 2014)

##### **1.1.1. Visión Misión y Valores**

La misión, visión y valores de Endesa están dirigidos a contribuir, mediante actuaciones propias, al cumplimiento de los objetivos estratégicos del Grupo

Enel y a consolidar nuestra posición como referente en el mercado de la energía, pensando siempre en el beneficio de nuestros grupos de interés y en el valor de nuestros accionistas. (ENDESA, 2014)

**Visión:**

- *Ser un operador del negocio energético y de servicios conexos, centrado en la electricidad.*
- *Una compañía multinacional responsable, eficiente y competitiva, comprometida con la seguridad, la salud y el medioambiente.*
- *Una empresa preparada para competir globalmente.*

**Misión:**

- *Maximizar el valor de la inversión de sus accionistas.*
- *Servir a sus mercados superando las expectativas de sus clientes.*
- *Contribuir al desarrollo y realización de sus empleados.*

**Valores:**

- *Personas: aseguramos las oportunidades de desarrollo basadas en el mérito y en la aportación profesional.*
- *Seguridad y Salud: nos comprometemos decididamente con la seguridad y salud laboral, promoviendo una cultura preventiva.*
- *Trabajo en equipo: fomentamos la participación de todos para lograr un objetivo común, compartiendo información y conocimientos.*
- *Conducta ética: actuamos con profesionalidad, integridad moral, lealtad y respeto a las personas.*

- *Orientación al cliente: centramos nuestro esfuerzo en la satisfacción del cliente, aportando soluciones competitivas y de calidad.*
- *Innovación: promovemos mejoras continuas e innovación para alcanzar la máxima calidad desde criterios de rentabilidad.*
- *Orientación a resultados: dirigimos nuestras actuaciones hacia la consecución de los objetivos del proyecto empresarial y de la rentabilidad para nuestros accionistas, tratando de superar sus expectativas.*
- *Comunidad y medio ambiente: nos comprometemos social y culturalmente con la comunidad y adaptamos nuestras estrategias empresariales a la preservación del medioambiente.*

Fuente: (ENDESA, 2014)

## **1.2. EDEGEL**

### **1.2.1. Reseña Histórica**

Edegel S.A.A. es una empresa privada dedicada a la generación de energía eléctrica.

Los orígenes de Edegel se remontan a 1906, con el nacimiento de Empresas Eléctricas Asociadas, empresa privada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Posteriormente, en 1974, la mayoría absoluta del capital de dicha empresa pasó a poder del Estado, cambiando su razón social a Electrolima S.A.

En 1994, la empresa fue separada en tres diferentes unidades de negocio: generación, transmisión y distribución. La unidad de negocio de generación fue el origen de la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (Edegel). El control de la empresa fue transferido al sector privado en 1995, cuando el Estado vendió el 60% del capital social al consorcio Generandes.

El 1 de junio de 2006, Edegel se fusionó con Etevensa mediante la modalidad de absorción asumiendo todos los derechos y obligaciones de esta última.

Edegel es la mayor compañía privada de generación de electricidad en el Perú. A la fecha cuenta con una potencia efectiva total de 1283.8 MW, de la cual 739.4 MW corresponde a potencia hidroeléctrica y 544.4 MW a potencia termoeléctrica.

Como empresa generadora percibe ingresos por la venta de potencia y la venta de energía, las cuales se realizan bajo contratos con clientes libres, clientes regulados o a través de transferencia de potencia y energía en el mercado spot.

Edegel forma parte del Sistema Interconectado Nacional y realiza sus operaciones conforme a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y de acuerdo a lo indicado por el COES-Sinac. Además, cumple las normas aplicables a las actividades del sector eléctrico establecidas por el MEM y supervisadas por Osinergmin.

(EDEGEL, 2005)

### **1.2.2. Desarrollo Sostenible**

Edegel S.A.A. (“Edegel”, la “compañía” o la “empresa”) es una empresa que impulsa los principios del desarrollo sostenible. Para ello han sido establecidos siete compromisos que están enmarcados dentro de las dimensiones económica, ambiental y social. Estos compromisos son promovidos desde la alta dirección a todos los trabajadores de Edegel, involucrando en su cumplimiento a los contratistas y proveedores de la empresa.

#### **Compromisos**

- El buen gobierno corporativo: Compromiso con el buen gobierno, cumplimiento de la legislación y reglamentación aplicable, y comportamiento ético.
- Nuestros accionistas: Compromiso con la creación de valor y la rentabilidad.

- Nuestros clientes: Compromiso con la calidad del servicio y la satisfacción del cliente.
- La sociedad: Compromiso con el desarrollo de las sociedades en las que operamos.
- Nuestra gente: Compromiso con la salud, la seguridad y el desarrollo personal y profesional de nuestros empleados.
- El medio ambiente: Compromiso con la protección del entorno.
- La innovación y mejora continua: Compromiso con la eficiencia.

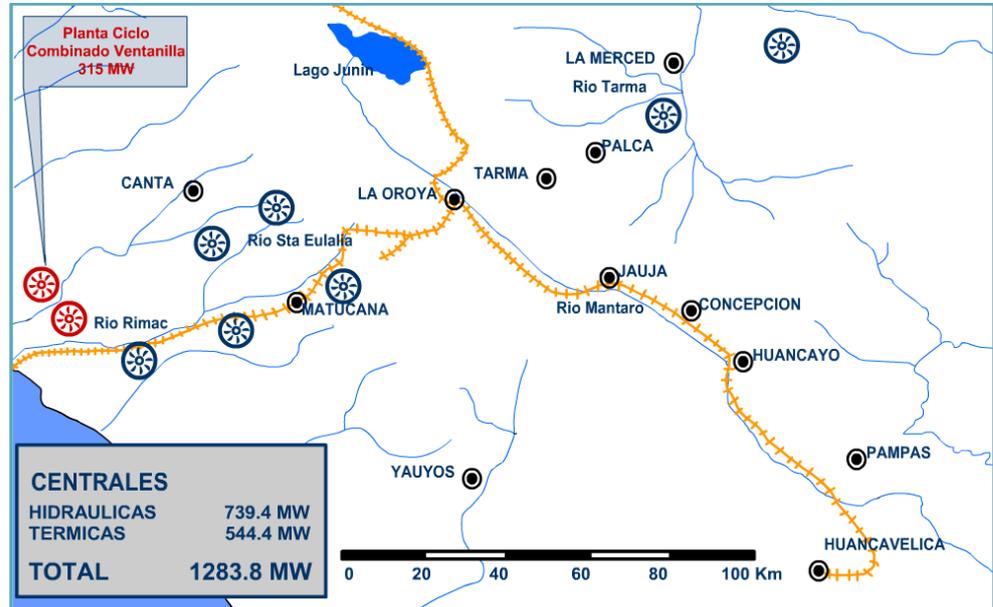
### **Valores**

- Personas: Aseguramos las oportunidades de desarrollo con base en el mérito y el aporte profesional. Atención a las personas. Es la atención a los talentos y a las aspiraciones de las personas que trabajan en Enel. Es premiar el mérito de quien pone su propio talento al servicio de la Empresa.
- Trabajo en equipo: Fomentamos la participación de todos para un objetivo común, compartiendo la información y los conocimientos.
- Ética: Es la competencia y la capacidad de hacer bien nuestro trabajo para lograr la excelencia sin atajos.

(EDEGEL, Memoria EDEGEL, 2013)

### 1.2.3. Ubicación Geográfica de Centrales EDEGEL en Perú

Imagen N°3: Centrales Hidráulicas y Térmicas – Edegel Perú



Fuente: (EDEGEL, Centros de Produccion, 2005)

### 1.2.4. Ubicación Geográfica de Central Térmica - Ventanilla

Imagen N°4: Ubicación Geográfica de Central Térmica – Ventanilla



Fuente: (Google, 2013)

### Coordenadas geográficas de las turbinas generadoras de energía:

11°56'08" S

77°07'05" O

#### 1.2.5. Planta generadora de Ciclo Combinado

La planta, cuya construcción ha demandado dos años, es la primera central de ciclo combinado de Perú y la primera también que utiliza el gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

Es la central termoeléctrica de mayor capacidad y la más moderna y eficiente del país. Su construcción demandó una inversión de 135 millones de dólares.

**Tabla N°1: Ficha Técnica de Central Termoeléctrica Edegel - Ventanilla**

<b>Características Generales:</b>	
Turbina	2 turbinas de gas Siemens V84.3 A
	2 calderas recuperadoras de calor
	1 turbina a vapor
Potencia	Ciclo Simple 2 x 157 MW aprox
	Ciclo Combinado 160 MW TV + 25 MW.
	Fuego adicional aproximado
	Total: 498 MW aprox
Puesta en marcha	Primera caldera: julio 2006
	Segunda caldera: setiembre 2006
<b>Ubicación:</b>	
	• Distrito Ventanilla, provincia Callao
<b>Tipo:</b>	
	• Térmica de ciclo combinado

*Fuente: (EDEGEL, Centros de Produccion, 2005)*

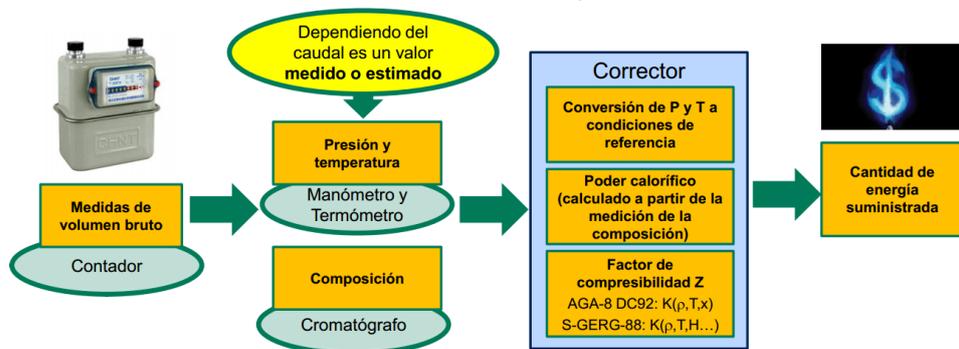
## 2. MARCO TEÓRICO - INSTRUMENTACIÓN

### 2.1. Aspectos Teóricos de los Sistemas de Medición Volumétricos de Gas Natural

#### 2.1.1. Proceso de Medición

Los contadores miden volumen de gas (bruto). En un mismo volumen, la cantidad de producto (número de moléculas) es función de la presión y temperatura. La composición del gas entregado es variable y puede ser diferente en distintos puntos de entrega.

Imagen N°5: Proceso de Medición



El contador mide el volumen de gas natural suministrado (m<sup>3</sup>) en las condiciones de presión y temperatura del punto de suministro. Para poder comparar volúmenes, se transforman a unas condiciones de referencia de presión y de temperatura.

Varias ecuaciones permiten calcular la equivalencia de un volumen de gas en distintas condiciones de presión y temperatura. Una de ellas es:

*Ecuación 1: Volumen Corregido o Estándar*

$$V_n = V \times CF$$

*Ecuación 2: Factor de Corrección*

$$CF = \frac{p}{pn} \times \frac{tn + To}{t + To} \times C$$

*Ecuación 3: Factor de Compresibilidad*

$$C = \frac{Zn}{Z} = \frac{1}{K}$$

*Dónde:*

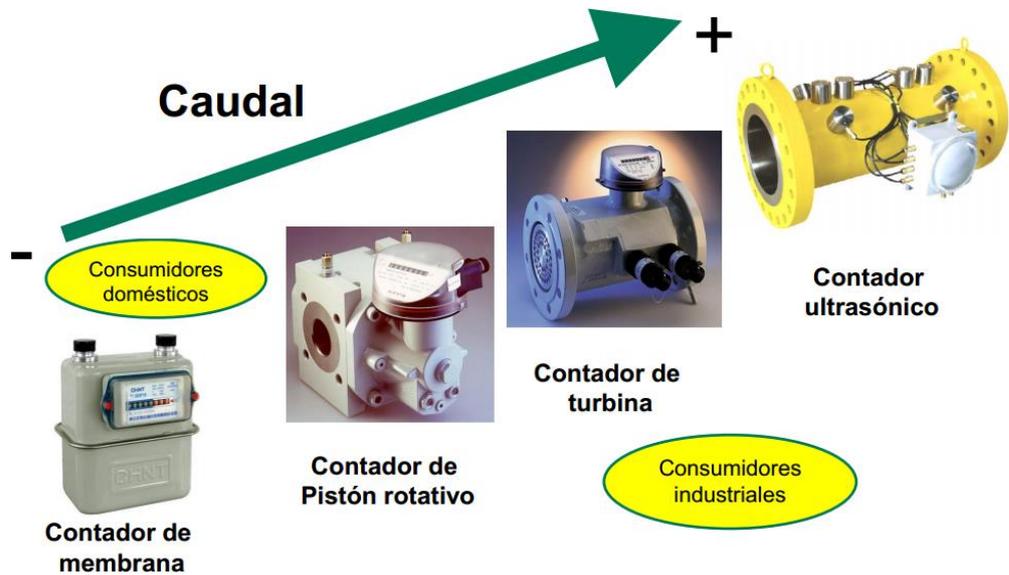
V	=	Volumen sin corregir
Vn	=	Volumen corregido a condiciones base
CF	=	Factor de Corrección
p	=	Presión del gas en la línea (absoluto)
pn	=	Presión base (absoluto)
t	=	Temperatura del gas en la línea (°C)
tn	=	Temperatura base (°C)
To	=	0 °C ; en grados Kelvin 273.15 °K
Zn	=	Compresibilidad del gas en condiciones base
Z	=	Compresibilidad del gas en condiciones de línea.

### **2.1.2. Tipos de Medidores**

Un contador de gas es un equipo que nos permite conocer directamente el volumen bruto de gas natural que transita por el equipo.

Una forma de clasificar los medidores es mediante el caudal que puede pasar a través de ellos. Desde los medidores de caudal más bajo como los domésticos (diafragma), hasta los medidores que manejan grandes caudales como los ultrasónicos.

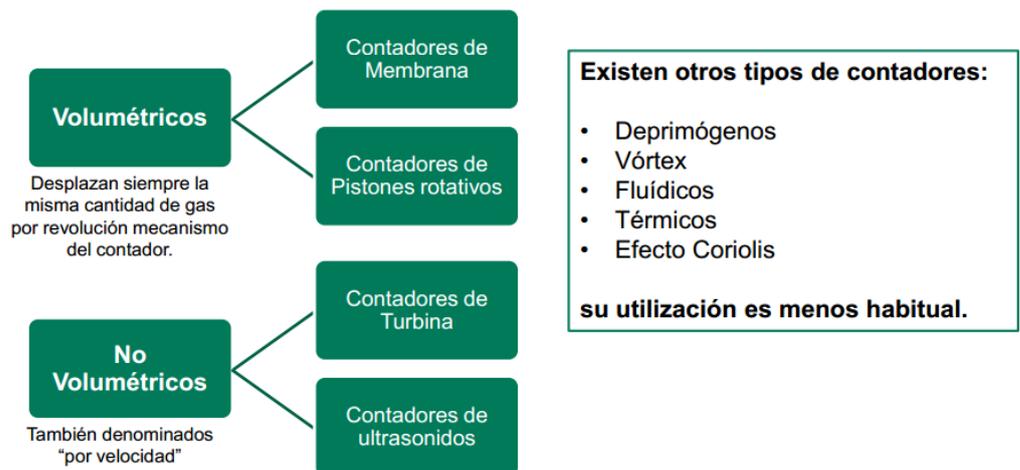
**Imagen N°6: Clasificación de Medidores Volumétricos Según Caudal**



Existen distintos tipos de contadores en función del principio de funcionamiento.

Estos se clasifican en:

**Imagen N°7: Clasificación de Medidores Volumétricos Según Principio de Funcionamiento**

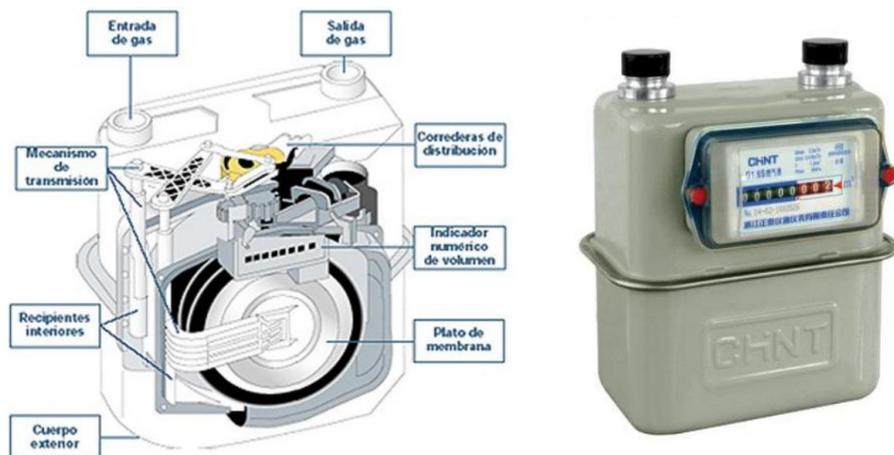


### Medidor de Membrana o Diafragma:

Principio de funcionamiento consiste en que la propia presión del gas produce el llenado y vaciado alternativo de dos cámaras de paredes deformables de volumen conocido.

Son los contadores más habituales para consumo doméstico. No miden las condiciones de presión y temperatura, por lo que se aplican unos promedios adaptados al lugar en el que se encuentra el suministro (presión de medición corregida por la altitud).

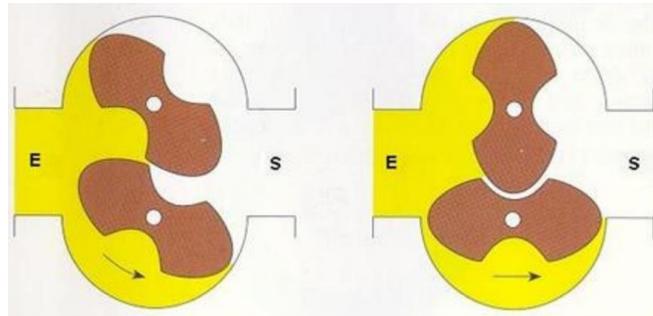
Imagen N°8: Medidor Tipo Diafragma



### Medidor de Pistón Rotativo

En los rotativos, la presión del gas provoca el giro de dos pistones conjugados, que, en su giro, arrastran volúmenes iguales de gas desde la entrada hasta la salida

**Imagen N°9: Diagrama de lóbulos en un medidor de pistón rotativo**



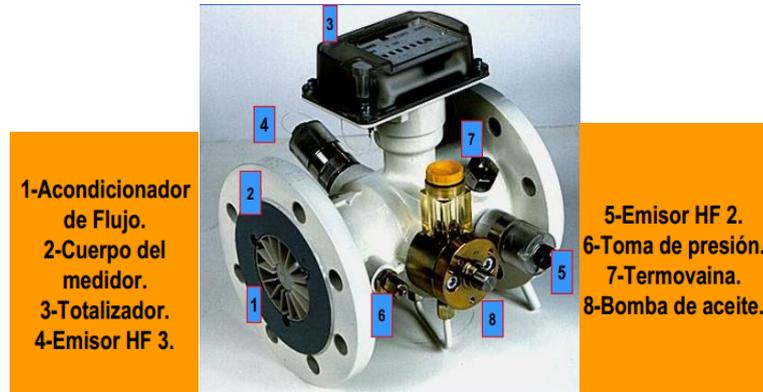
**Imagen N°10: Medidor de Pistón Rotativo**



### **Medidor Tipo Turbina**

Su principio de medida consiste en un rotor que el gas hace girar a una velocidad proporcional a la suya. Un sensor que mide el número de vueltas por unidad de tiempo nos permite calcular fácilmente el caudal

**Imagen N°11: Medidor Tipo Turbina**

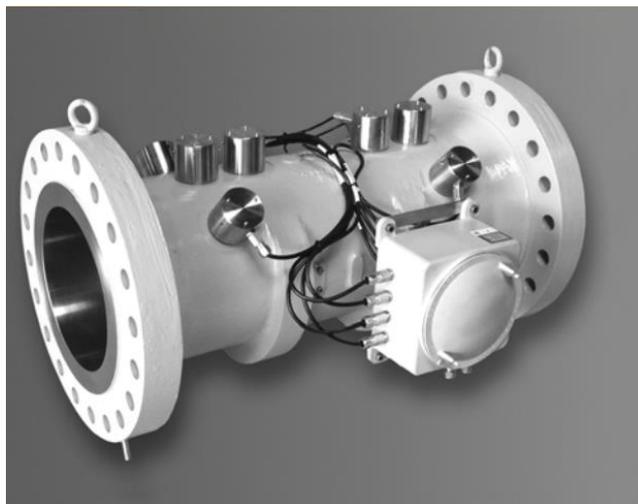


### **Medidores Ultrasónicos**

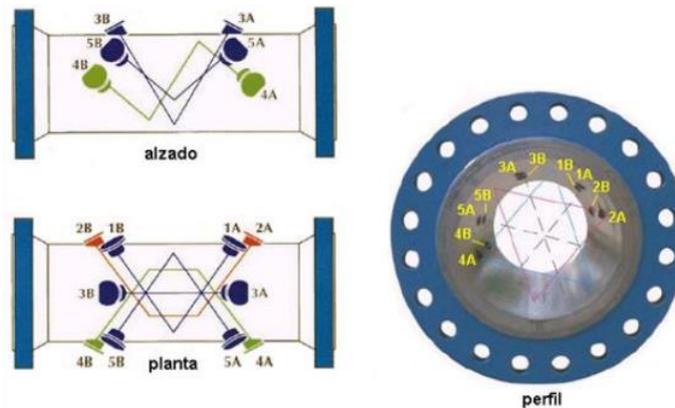
El contador de ultrasonido se basa en el principio de “tiempo de tránsito”, midiendo los tiempos de viaje de señales ultrasónicas inyectadas en el fluido, a favor y en contra del caudal.

La señal que viaja “a favor” tendrá un tiempo de tránsito menor que la que viaja “en contra” del caudal. El caudal es directamente proporcional a la diferencia entre estos tiempos de tránsito

**Imagen N°12: Medidor Tipo Ultrasónico**



**Imagen N°13: Perfil de Medidor Ultrasónico**



### 2.1.3. Computadores de Flujo

Los computadores electrónicos de flujo han sido usados hace más de veinte años. Durante este tiempo se han desarrollado desde burdos indicadores de flujo hasta sistemas precisos de medida de energía. El avance en esta tecnología ha permitido que los equipos, además de realizar corrección de los datos obtenidos en función de la presión y la temperatura del fluido, ofrezcan otras funciones como: almacenamiento de información (históricos), conexión a un computador PC portátil para descarga de la información, y transmisión de estos datos remotamente usando un modem.

La industria del gas exige un dispositivo de medida altamente seguro, libre de sabotaje, confiable y exacto, que reduzca el riesgo de errores del sistema sin aumentar su incertidumbre.

Hoy en día, la buena aceptación por parte del usuario, el auge de la tecnología electrónica y el alto costo de la energía, hacen ver el computador de flujo electrónico como el primer elemento para la corrección y registro del flujo de gas.

En un sistema de medición de gas el computador de flujo hace parte de la instrumentación y en él se desarrollan los cálculos de AGA necesarios para la corrección del volumen de gas.

#### Imagen N°14: Computador de Flujo OMNI



*Fuente: Pagina web del fabricante.*

#### **2.1.3.1. Software y Memoria:**

Así como cualquier otro sistema de cómputo y almacenamiento de registros el computador de flujo contiene un microprocesador que debe ser controlado por un programa almacenado en memoria. El microprocesador debe ser visto como la unidad central de proceso (CPU). El programa o software es una secuencia de instrucciones que desarrollan una tarea específica.

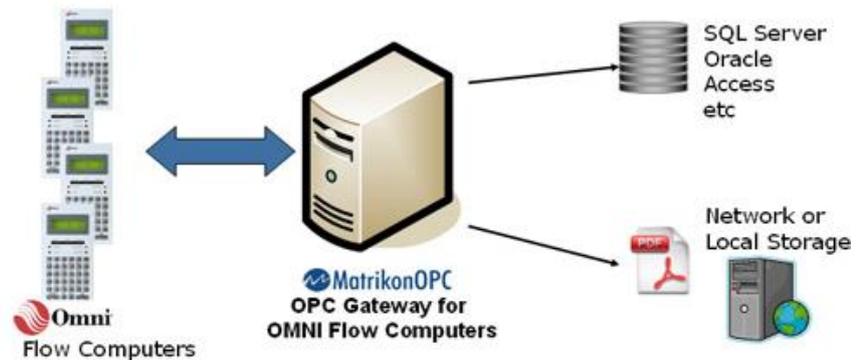
Así como el microprocesador debe tener un programa para controlarlo, también debe tener un medio para almacenarlo. Para ellos frecuentemente se emplea una memoria de solo lectura ROM (Read Only Memory).

Otro medio de almacenar el programa es usar una memoria de acceso aleatorio o RAM. Además de leer la RAM el microprocesador puede escribir en ella. Los dispositivos RAM no mantienen los datos cuando se retira la energía, por esta razón es que no son usualmente utilizados para almacenamiento permanente del programa sino que es útil para almacenar datos dinámicos utilizados durante la ejecución del programa.

### 2.1.3.2. Comunicaciones:

Actualmente los computadores de flujo cuentan con comunicación RS-232 o RS-485 en los protocolos e interfaces estándar más comunes como por ejemplo Modbus. Algunos fabricantes desarrollan también soporte para Profibus, DeviceNet y Fieldbus. Una opción que no puede dejarse de lado en un computador de flujo es el soporte para red Ethernet, ahora importante y vital para las comunicaciones con sistemas Scada.

**Imagen N°15: Almacenamiento de Reportes para Acceso Rápido Utilizando un Computador de Flujo y OPC Server.**



*Fuente: Pagina web del fabricante*

### 2.1.4. Medición de Presión y Temperatura

#### a) Sensor de Temperatura:

Estos sensores miden la temperatura del gas de línea. Esta medida es útil para el cálculo del flujo de gas real ya que permite corregir los valores contractuales base de temperatura a los valores de flujo reales de la tubería.

De las diferentes opciones para medir temperatura los sensores más empleados en la industria del gas son los RTD. Comparándolos con las

termocuplas, los RTD tienen las siguientes ventajas independientemente del tipo de montaje.

- Mayor linealidad.
- Mayor sensibilidad en el margen de medida de 0 – 70 °C.
- No presentan problemas de interferencias termoeléctricas cuando trabajan con corriente continua las cuales si afectan a los pequeños niveles de señal generados por los termopares.

La otra opción de instrumentación, los termistores, se descartaron debido a que su característica no es lineal.

Por otro lado, el tipo de montaje (2, 3 o 4 hilos) determina el grado de influencia de la resistencia propia de los cables de conexión de la RTD, en la exactitud de la medida. La conexión a 2 hilos es más inexacta al no compensar el efecto de los cables. En cambio, la conexión de 3 hilos es la más empleada en la industria pues corrige este inconveniente. Finalmente la conexión de 4 hilos es comúnmente empleada en la calibración de resistencias patrones en laboratorio.

Es importante resaltar la exactitud de este tipo de sensores. Estos cuentan con aproximadamente  $\pm 0.12\%$  de precisión, lo que los hace una muy buena opción comparándolas con los termopares que tienen 0.3% y 0.8%.

#### **b) Sensor de Presión:**

Estos sensores se requieren para medir la presión actual del gas de línea. Esta medida es útil para el cálculo del flujo de gas real ya que corrige los valores contractuales de presión base a los valores de flujo reales de la tubería. Para los cálculos que requieren la presión absoluta de la línea, como es el caso del AGA8, se le adiciona por software la presión atmosférica a la lectura del transductor. La presión atmosférica es propia del lugar y es un dato introducido dentro de la configuración del computador de flujo.

Una parte importante es elegir el rango correcto de operación del sensor (Transductor). No es conveniente elegir el rango muy cerca de los límites de operación ya que si se presenta una condición de sobrepresión de

seguro afectará el funcionamiento y podría causar un daño definitivo. Por otro lado un sensor sobredimensionado reducirá la sensibilidad de la medición al desaprovecharse el rango de medida.

La selección que se debe tener en cuenta, y que es importante, en ambos tipos de sensores es la señal de salida, ya que esto determina si es necesario acondicionarla o no.

Tenemos transductores de salida en Milivoltios, Voltios (Señal amplificada) y transmisores de corriente de 4-20 mA. Estos últimos son muy útiles en casos en los que se debe llevar la señal a grandes distancias. Su costo es mayor pero el sistema de acondicionamiento resulta más sencillo de implementar.

## **2.2. Medidor Ultrasónico de Gas Natural**

Esta sección presenta los principios fundamentales de los medidores ultrasónicos de flujo, una revisión de su funcionamiento para comprender sus parámetros operativos y el análisis de algunos fenómenos de flujo que pueden afectar el desempeño de los mismos.

Al hablar de medidores de flujo ultrasónicos se deben considerar básicamente dos tipos de medidores, comprendiendo y diferenciando sus principios de funcionamiento y condiciones de operación y desempeño.

Los medidores ultrasónicos (MUS) de tiempo de tránsito de la trayectoria es el más exacto de los MUS y se hallan disponibles en el mercado con cuerpos tipo carretes para gases o líquidos.

Los medidores de tipo Doppler son un dispositivo muy diferente y pueden no ser llamados propiamente medidores de flujo. Su desempeño metrológico es muy sensible a la instalación y su nivel de incertidumbre es de +/- 2%.

Antes de iniciar la descripción de los MUS es conveniente exponer los fenómenos físicos en que se basa dicha tecnología.

### **2.2.1. Fenómenos Ondulatorios**

Toda radiación al incidir sobre un medio, en parte se refleja, en parte se transmite y en parte es absorbida. Si además, hay un movimiento relativo

entre la fuente de radiación y el medio reflector, se produce un cambio en la frecuencia de la radiación (Efecto Doppler). Todas estas propiedades de la interacción de una radiación con un objeto han sido aplicadas en mayor o menor grado a la medición de diversas magnitudes físicas. El poder de penetración de las radiaciones permite que muchas de estas aplicaciones sean totalmente no invasivas, es decir, que no accedan al interior del recinto donde se producen los cambios que se desean detectar. Las mediciones no invasivas son de gran interés cuando el medio es explosivo, radioactivo, etc., y cuando se desea evitar su contaminación. Los sensores no invasivos son además, en general, más fáciles de instalar y de mantener que los invasivos.

### **Ultrasonido**

El término ultrasonido hace referencia a las ondas sonoras con frecuencias más altas que las del alcance del oído humano, es decir, frecuencias superiores a los 18 Khz, aproximadamente. Las ondas ultrasónicas obedecen las mismas leyes básicas del movimiento ondulatorio de las ondas sonoras de frecuencias más bajas, sin embargo, tienen las siguientes ventajas:

- Las ondas de frecuencias más altas tienen longitudes de onda más cortas, lo cual significa que la difracción o reflexión en torno a un obstáculo de dimensiones determinadas se reduce en forma correspondiente. Por lo tanto es más fácil dirigir y enfocar un haz de ultrasonido.
  
- Las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas de tubos y recipientes. Esto quiere decir que el sistema de medición entero puede montarse externamente al fluido, es decir, es no invasor. Esto es muy importante con fluidos corrosivos, radioactivos, explosivos o inflamables. Por otra parte, no existe la posibilidad de que ocurra obstrucción de los sensores con fluidos sucios como en el caso de medidores ultrasónicos tipo grapa externa (Clamp-On).

#### **2.2.2. Ventajas de los Medidores de Gas tipo Ultrasónicos**

Durante los últimos años, se ha incrementado el uso de medidores ultrasónicos (MUS) para la transferencia de custodia en Gasoductos. El

reporte de AGA No. 9, *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters* ha ayudado a este incremento desde 1998. Presentándose desde mediados de los 90's un considerable aumento en la demanda debido a las grandes ventajas que representan, entre las cuales podemos nombrar:

- a) **Exactitud:** Puede calibrarse con una incertidumbre inferior al 0.3%, con poca o ninguna deriva.
- b) **Relación máx/min (Turndown):** Normalmente de 50:1, o más.
- c) **Bidireccional:** Medición de caudal en ambas direcciones con similar desempeño del medidor.
- d) **Tolerante al Gas Húmedo:** Importante para las aplicaciones de producción.
- e) **No-invasivo:** No produce caídas de presión.
- f) **Bajo Mantenimiento:** Debido a que no posee partes móviles.
- g) **Tolerante a las fallas:** Puede continuar midiendo con cierta exactitud cuando fallen algunos de los sensores.
- h) **Autodiagnóstico:** El medidor puede determinar su desempeño basado en sus mediciones.

Como puede apreciarse, los MUS presentan muchas ventajas, pero la más relevante de ellas es la capacidad que poseen de auto diagnosticarse para determinar su correcto estado de funcionamiento.

### 2.2.3. Funcionamiento:

#### a) Principios de Operación:

Las ondas sonoras viajan con una velocidad específica a través de un medio. En el caso de los gases se determina a través de su composición, presión y temperatura. En la Tabla N° 2 se presentan algunas velocidades para diferentes gases y bajo diversas condiciones.

**Tabla N°2: Velocidades del sonido en algunos gases bajo diferentes condiciones.**

<b>Gas</b>	<b>P (bar)</b>	<b>T (K)</b>	<b>C (m/s)</b>
Metano (CH4)	1	275	275
Metano	1	320	320
Metano	60	275	275
Metano	60	320	320
Aire	1.0133	275	275
Hidrogeno (H2)	1.0133	273.15	273.15
Etileno(C2H4)	1 273.	15	15
Gas natural (Groningen)	1.0133	273.15	273.15

Para gases que se comportan como un gas ideal la velocidad del sonido (C) es igual a:

*Ecuación 4: Velocidad del Sonido para un Gas Ideal*

$$C = \sqrt{\frac{K \times P}{\rho}}$$

Para el Gas Natural la velocidad de sonido es aproximadamente igual a:

*Ecuación 5: Velocidad del Sonido para Gas Natural*

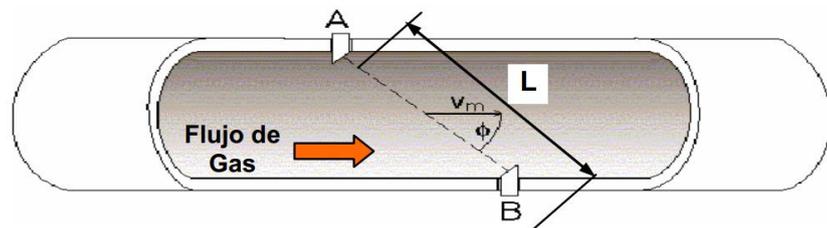
$$C = \sqrt{\frac{K \times P}{Z \times \rho}}$$

*Donde:*

- K = Constante de Poisson's
- P = Presión del Gas
- Z = Factor de Compresibilidad
- $\rho$  = Densidad

Si una onda sonora se origina en un medio en movimiento, su velocidad de propagación es el vector suma de la velocidad de la onda original y la velocidad promedio del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad de gas. En la Imagen N° 16 se muestra el sistema básico de los medidores ultrasónicos (MUS). En ambos lados de la tubería, se encuentran montados los transductores en las posiciones A y B, los cuales pueden emitir y recibir las ondas ultrasónicas. Las ondas acústicas se generan como un haz perpendicular a la superficie del transductor.

**Imagen N° 16: Perfil de Medidor Ultrasónico**



Los MUS usan una señal de pulso corto. La forma de la señal, que es realmente una muy corta emisión de alta frecuencia, es detectada por un receptor en el costado opuesto de la tubería, midiendo así el tiempo transcurrido desde la emisión de la onda (tiempo de tránsito).

Con cero caudal, el tiempo de tránsito de la onda desde A hasta B ( $t_{AB}$ ) es igual al tiempo de tránsito de B hasta A ( $t_{BA}$ ), e igual al tiempo promedio de tránsito para el pulso acústico  $t_0$ :

*Ecuación 6: Tiempo de Tránsito de Onda*

$$t_{AB} = t_{BA} = t_0 = \frac{L}{C}$$

Donde L es la longitud de la trayectoria acústica y C es la velocidad de sonido en el gas.

Si tenemos un flujo de gas con velocidad  $v_m$  en la dirección mostrada en la figura N° 14, el tiempo de tránsito del pulso acústico desde A hasta B disminuirá y de B hasta A aumentará, según se deduce de las siguientes ecuaciones:

*Ecuación 7: Tiempo de Transito de Onda*

$$t_{AB} = \frac{L}{C + v_m \times \cos \phi}$$

*Ecuación 8: Tiempo de Transito de Onda*

$$t_{BA} = \frac{L}{C - v_m \times \cos \phi}$$

Donde,  $\phi$  es el ángulo entre la trayectoria A-B y el eje de la tubería.

Cuando los dos pulsos acústicos se transmiten al mismo tiempo, la velocidad del sonido es idéntica para ambas mediciones y por consiguiente puede eliminarse de las ecuaciones obteniendo:

*Ecuación 9: Velocidad Promedio de Flujo*

$$v_m = \frac{L}{2 \cdot \cos \phi} \times \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right)$$

Donde,  $v_m$  es la velocidad promedio del flujo, a lo largo de la trayectoria del ultrasonido. Es claro que la medición de flujo se realiza en forma bidireccional.

Alternativamente cuando la velocidad de gas  $v_m$  se elimina, puede calcularse la velocidad del sonido:

*Ecuación 10: Velocidad del Sonido en un Medidor Ultrasónico*

$$C = \frac{L}{2} \times \left( \frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}} \right)$$

Como la velocidad del sonido se relaciona con la densidad del medio, también puede usarse en algunas aplicaciones para calcular un valor aproximado del flujo de masa en el sistema. Por ejemplo, esta técnica se aplica en quemadores de gas y recuperadores de vapor.

#### **b) Generación y Detección de Pulsos:**

Una de las razones por las cuales los Medidores de gas Ultrasónicos se desarrollaron mucho después que su equivalente para líquidos, radica en que resulta más difícil transmitir una onda sonora en un gas que en un líquido. Se necesitan transductores de alta eficiencia que emitan un pulso bien definido para una trayectoria dada dentro del gas.

#### **c) Transductores**

Los transductores son capaces de transmitir y recibir los pulsos ultrasónicos. El componente principal dentro del transductor es un elemento de piezocerámica que realiza estas funciones. Cuando se quiera transmitir, estos elementos piezocerámicos son excitados mediante un pulso eléctrico característico que produce la emisión de un pulso acústico bien definido.

Cuando se usa como receptor, el pulso entrante genera una pequeña señal que, después de ser amplificada, puede procesarse. La forma del pulso generado y el ángulo de montaje del transductor dependen, del alcance máximo, y de las dimensiones y características del material del elemento piezocerámico.

Es recomendable que se puedan cambiar los transductores sin la necesidad de recalibrarlos. Estos requisitos exigen un diseño especial y controles de calidad extremos.

#### **d) Detección del pulso**

Antes de la detección del pulso, la señal recibida es pre-procesada usando un amplificador con ganancia Automática (AGC), que acondiciona la señal y un filtro seccionador que retira los posibles ruidos que pudieron ser amplificados. El amplificador se usa para cubrir un amplio espectro de densidades de gas, presiones y composición.

Después de la fase de pre-procesamiento, el pulso se envía a los circuitos de detección. Allí la señal se digitaliza y compara con una huella digital pre-seteada por el fabricante. Haciéndolo altamente inmune a ciertas señales acústicas que podrían influir en la medición. El resultado de la medición, basado en los dos pulsos transmitidos, podría ser:

- **Aceptada**, si la señal transmitida se halla acorde con los parámetros de calidad prefijados ó.
- **Rechazada**, si se desvía de los parámetros de calidad prefijados.

En conclusión estas huellas digitales o parámetros de calidad prefijados por el fabricante permiten evaluar la calidad y validez del pulso recibido de manera que pueda utilizarse para obtener la medición deseada.

Tan sólo después de que el pulso recibido es admitido, se determina el tiempo de propagación y se usa en el cálculo de la velocidad del gas y del sonido. El comparar la señal recibida con la huella digital, no solo permite eliminar las señales defectuosas, sino que hace posible determinar el tiempo de llegada con mayor exactitud. Este método ofrece la medición de mayor calidad lograda hasta el momento.

Dependiendo del diámetro de la tubería unos 20 a 60 pulsos por segundo se emiten por cada trayectoria acústica. El tiempo promedio de tránsito de los pulsos aceptados se usa cada segundo para continuar con el proceso de obtención de la medición.

#### e) **Cálculo del Flujo - Desempeño**

Dependiendo de la aplicación, los medidores presentan diversos desempeños, pues estos pueden ser usados en transferencia de custodia o como medidores temporales en jornadas de mantenimiento.

La velocidad promedio medida por un MUS de trayectoria única se calcula por medio de la *Ecuación 09*. Si la velocidad fuera uniforme en toda la sección transversal, bastaría con multiplicar esta velocidad promedio por el área de la sección transversal. En la práctica, la

velocidad se reduce desde el centro del tubo hacia la pared y la forma real de este perfil de velocidad es una función del número de Reynolds.

Para el flujo encontramos que:

*Ecuación 11: Velocidad Real de Flujo de Gas en un Medidor Ultrasónico*

$$Q = \frac{L \cdot k \cdot A}{2 \cdot \cos \phi} \times \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right)$$

Donde A denota el área de la sección transversal de la tubería y k el efecto del perfil de velocidad.

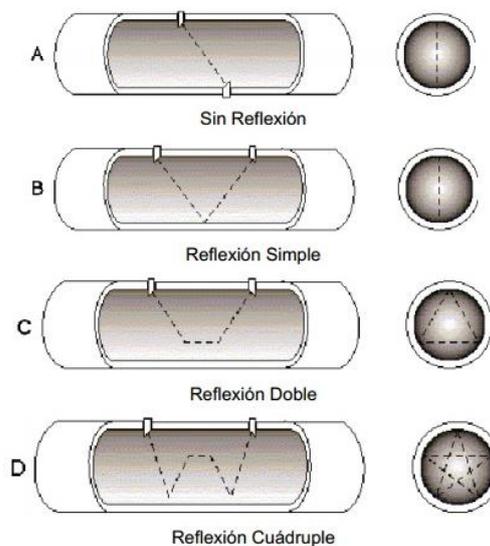
La incertidumbre en los valores de  $t_{AB}$  y  $t_{BA}$  se determina promedio de la electrónica.

La longitud de la trayectoria L, el ángulo  $\phi$ , y el área de la superficie A, se determina geoméricamente y cualquier incertidumbre en estos parámetros producirá una incertidumbre en el flujo.

#### 2.2.4. Posibles Configuraciones de Trayectorias.

En Imagen °N 17 se muestran algunas de las posibles configuraciones para las trayectorias típicamente usadas en los MUS.

**Imagen N°17: Tipos de Reflexión en un Medidor Ultrasónico**



En el arreglo A un remolino producirá un error. Este arreglo es poco conveniente para tuberías enterradas. La configuración B es casi insensible a las variaciones del flujo y puesto que solo necesita conexiones a un lado de la tubería, es especial para aplicaciones en tuberías bajo tierra. Las configuraciones C y D son menos influenciadas por los perfiles de flujo asimétricos pero son bastante sensible a los vórtices. Agregando una segunda trayectoria que viaje en sentido opuesto, este efecto puede eliminarse. Estas dos últimas configuraciones tienen una longitud de trayectoria más larga que aumenta la exactitud. La configuración D es difícil de instalar, siendo C la más recomendada.

### **2.2.5. Medidores de Trayectoria Única.**

Para un flujo totalmente desarrollado la incertidumbre en la medición del caudal es principalmente determinada por la geometría del medidor y, para bajos caudales, las fluctuaciones turbulentas y el error offset son los factores más influyentes. El caudal es calculado de la velocidad promedio a lo largo de una trayectoria, asumiendo un perfil de velocidad totalmente desarrollado. En caso contrario la incertidumbre en el caudal se verá incrementada.

Para instalaciones que no satisfacen éstos parámetros, la incertidumbre introducida por el conocimiento inadecuado de los perfiles de flujo puede incrementarse llegando a ser superiores al 2%.

#### **Medidores Ultrasónicos Tipo Carrete de Trayectoria Única**

Este tipo de medidores emplea una sola reflexión con una trayectoria similar a la mostrada en la Imagen N° 17: B y se montan en un carrete mecanizado. En estos medidores la distancia entre los transductores puede ser controlada con exactitud y el área transversal de la tubería puede calcularse con gran precisión. Como resultado de esto las dimensiones del medidor contribuyen muy poco a la incertidumbre de las mediciones.

Al promediar las mediciones durante 1 segundo, la incertidumbre debido a la turbulencia es de aproximadamente 2% para velocidades de unos pocos metros por segundo, disminuyendo para velocidades superiores.

Para promedios de mediciones con un mayor tiempo, el efecto de la turbulencia se hace cero. Entonces, la incertidumbre en el perfil de velocidad

se vuelve un factor determinante. Para bajas velocidades el error absoluto en el tiempo de tránsito se aumenta significativamente.

Para flujo totalmente desarrollado la incertidumbre podría ser de aproximadamente 1.5% con velocidades menores a 1 m/s si han sido tomados en cuenta los parámetros de instalación que estipula ISO 5167 y las recomendaciones del fabricante. Para promedios de mediciones con grandes periodos de tiempo en una buena instalación, la incertidumbre es de aproximadamente 1 %.

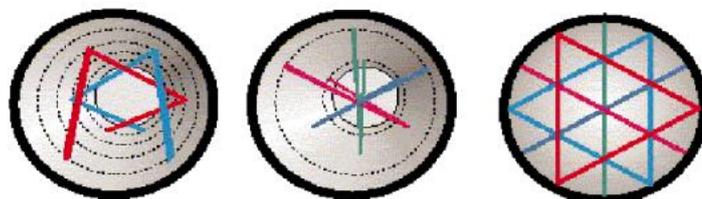
### 2.2.6. Medidores de Trayectoria Múltiple.

En una instalación real el perfil de velocidad diferirá del flujo laminar debido principalmente a la configuración de la tubería. La tubería puede producir:

- Perfiles de velocidad asimétricos.
- Remolinos, que generan componentes de velocidades radiales y tangenciales.
- Pulsaciones

En los medidores más modernos la configuración de la trayectoria es escogida de tal manera que sea posible descubrir el tipo de distorsión y medir su efecto (Imagen N°18) .Trayectorias de triángulos con reflexión doble en espiral, una en el sentido de las manecillas del reloj y otra en sentido contrario, son usadas para estimar el efecto de los remolinos. Para estimar el efecto del flujo asimétrico se utilizan tres trayectorias independientes.

**Imagen N°18: Configuración de Trayectorias**



Trayectorias en espiral    Trayectorias Diagonales    Vista de la sección transversal

Para la determinación del caudal, se requiere la velocidad media en la sección transversal de la tubería. Para calcular el valor, cientos de perfiles de flujo son medidos y analizados. Sobre la base de este análisis se han desarrollado procedimientos que tiene en cuenta:

- El número Reynolds.
- Las velocidades medidas a lo largo de las trayectorias individuales.
- El efecto de los remolinos.
- La asimetría del flujo.

Las velocidades son medidas casi instantáneamente y los pulsos utilizados para ello se generan de forma semi-aleatoria y se promedian durante un período de tiempo suficientemente amplio para eliminar cualquier efecto debido a las pulsaciones.

Como resultado de esto, se pueden obtener incertidumbres en la medición dentro del 0.5%. La calibración en seco de la instalación puede contribuir a disminuirla aún más.

Para los diámetros más pequeños se usa una configuración de 3 trayectorias y la incertidumbre con la calibración seca sólo se incrementa hasta 0.7%.

### **3. Sistema SCADA**

Se trata de una aplicación especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo como sensores, Controlador Lógico Programable (PLC), y controlando y supervisando el proceso de forma automática desde la pantalla de un computador. Esta tecnología permite al usuario tomar datos desde una localidad remota y/o enviar instrucciones de control a estas localidades. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de gestión de la administración.

En este tipo de sistemas usualmente existe un computador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como procesamiento de datos y control de procesos productivos. La comunicación se realiza mediante Conexión de Campo, radio comunicación, satélite, fibra óptica, línea telefónica, por redes LAN, WAN, Wireless, WLAN entre otras. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están

diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Los programas necesarios como Interfaz Hombre Maquina (HMI) , y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).

### **3.1. Características**

Los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) presentan ciertas características que los diferencian de otros sistemas de automatización, siendo las principales las siguientes:

- Tienen arquitectura centralizada, esto es, todos los datos se concentran en un solo punto.
- Un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) realiza control a través de lazos de control, adicionalmente realiza control secuencial y regulatorio.
- Son utilizados generalmente en áreas geográficamente distribuidas.
- Las unidades de adquisición de datos son normalmente remotas: RTUs (Unidad Terminal Remota) o Controlador Lógico Programable (PLC) (Controladores Lógicos Programables) hacia un MTU (Unidad Terminal Master).
- La comunicación debe ser realizada con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión). Son sistemas de dos vías (full-dúplex

### **3.2. Prestaciones**

Un Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) debe estar en disposición de ofrecer las siguientes prestaciones:

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

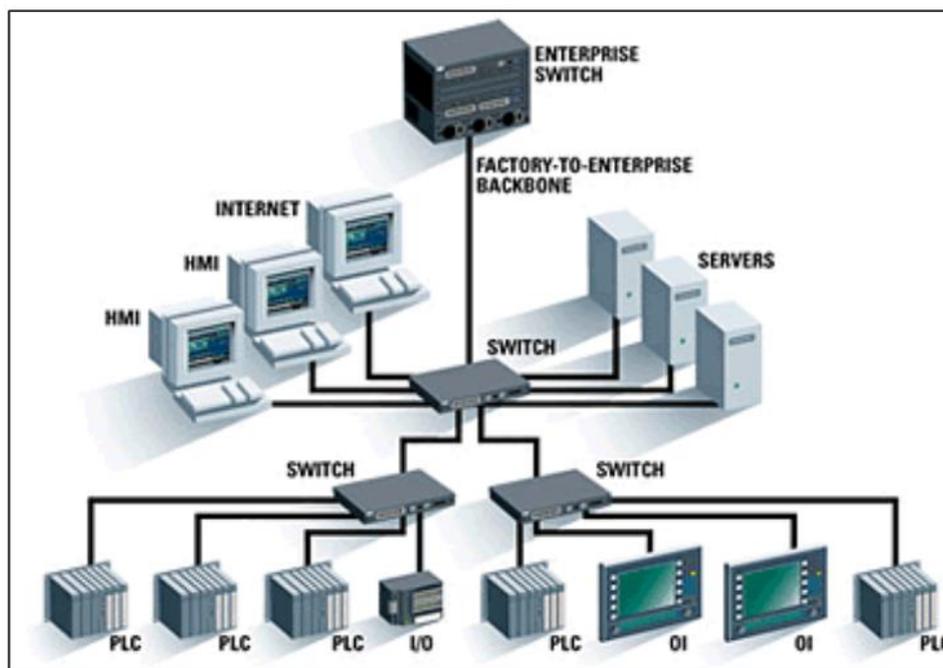
Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones para ordenadores (tipo PC, por ejemplo), con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etc.

Además, todas estas acciones se llevan a cabo mediante software de programación como (lenguaje C, Pascal, Basic o Assembler) en software de bajo nivel y como (Intouch, Lookout, RsView, etc.) para software de alto nivel, lo cual confiere una potencia muy elevada y una gran versatilidad.

### **3.3. Redes de Campo Industriales**

Las redes de campo industriales o, como también se las denomina, el Bus I/O (Entrada / Salida). Existen dos tipos de BUS I/O; el BUS de dispositivos y el BUS de procesos. Las redes industriales o BUS I/O permite a un Controlador Lógico Programable (PLC) comunicarse con dispositivos de entrada y salida de manera similar como en una red de área local, PC o Controlador Lógico Programable (PLC) supervisores se comunican con Controlador Lógico Programable (PLC) individuales.

Imagen N°19: Diagrama de Bloques de una Red de Campo o Bus I/O

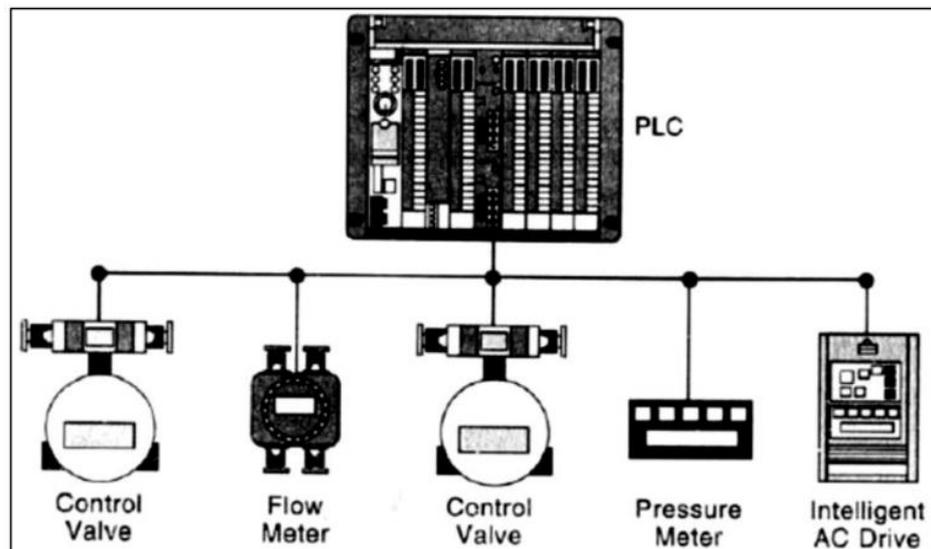


*Fuente: (Ernest, 2004)*

Esta configuración descentraliza el control en un sistema para que los Controlador Lógico Programable (PLC) se encarguen de controlar partes de un todo, dando como resultado un sistema de control más grande y rápido. Poco tráfico será el que tenga que recorrer muchos caminos en la red con lo que se optimiza el flujo de datos en la misma.

La topología o arquitectura física de un BUS I/O sigue la configuración de un BUS o BUS extendido, esto permite que dispositivos inteligente (interruptores de fin de carrera, fotoeléctricos y de proximidad) se conecten directamente sea a otro Controlador Lógico Programable (PLC) o a una LAN. En estos BUS se debe hacer notar una diferencia: el BUS, a más de tener líneas para transmitir datos, puede también tener líneas de alimentación.

**Imagen N°20: Conexión entre un Controlador Lógico Programable (PLC), una LAN y un Bus I/O**



*Fuente: (Ernest, 2004)*

#### **3.4. Servidor OPC – Open Control Process**

Un servidor Control Abierto de Proceso (OPC) es una aplicación de software que cumple con una o más especificaciones definidas por la OPC Foundation.

El Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) hace de interfaz comunicando por un lado con una o más fuentes de datos utilizando sus protocolo nativos son los Controles Lógicos Programables (PLC) y por el otro lado con Clientes Control Abierto de Proceso (OPC) (típicamente Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), Interfaz Hombre Maquina (HMI).

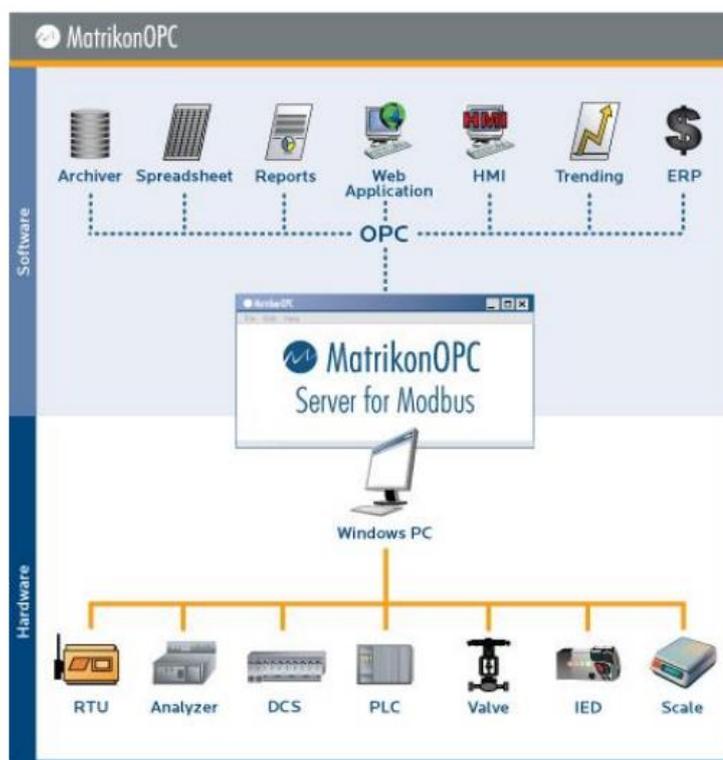
En una arquitectura Cliente Control Abierto de Proceso (OPC)/ Servidor Control Abierto de Proceso (OPC), el Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) es el esclavo mientras que el Cliente Control Abierto de Proceso (OPC) es el maestro.

Las comunicaciones entre el Cliente Control Abierto de Proceso (OPC) y el Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) son bidireccionales, lo que significa que los Clientes pueden leer y escribir en los dispositivos a través del Servidor Control Abierto de Proceso (OPC).

Existen cuatro tipos de servidores Control Abierto de Proceso (OPC) definidos:

- Servidor OPC DA – OPC Data Access - especialmente diseñado para la transmisión de datos en tiempo real.
- Servidor OPC HDA– Basado en la especificación de Acceso a Datos Historizados que provee al Cliente OPC HDA de datos históricos.
- Servidor OPC A&E Server– Basado en la especificación de Alarmas y Eventos – transfiere Alarmas y Eventos desde el dispositivo hacia el Cliente OPC A&E.
- Servidor OPC UA – Basado en la especificación de Arquitectura Unificada – basado en el set más nuevo y avanzado de la OPC Foundation, permite a los Servidores OPC trabajar con cualquier tipo de datos.

**Imagen N°21: Arquitectura de OPC**



*Fuente: (Ernest, 2004)*

Los Servidores clásicos utilizan la infraestructura COM/DCOM de Microsoft Windows para el intercambio de datos. Lo que significa que esos Servidores deben instalarse bajo el Sistema Operativo de Microsoft Windows. Un Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) puede soportar comunicaciones con múltiples Clientes simultáneamente.

Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) - Traducción de Datos/Mapping La principal función de un Servidor es el traducir datos nativos de la fuente de datos en un formato que sea compatible con una o más especificaciones mencionadas anteriormente (ejemplo: OPC DA para datos en tiempo real).

Servidor Control Abierto de Proceso (OPC) –Comunicación Fuente de Datos Los Servidores OPC comunican nativamente con las fuentes de datos, por ejemplo: dispositivos, controladores y aplicaciones.

Dos ejemplos comunes de cómo se comunican los Servidores OPC con la Fuente de Datos son:

- A través de una interfaz de programación de aplicaciones (API) para un driver personalizado escrito específicamente para la Fuente de Datos.
- A través de un protocolo que puede o no ser propietario, o basado en un estándar abierto (por ejemplo utilizando el protocolo Modbus. (MatrikonOPC Server para Modbus)

### III. MATERIALES Y MÉTODOS

#### 1. MATERIALES

##### 1.1. Muestra

- **Registros de Consumos Periódicos Almacenados por el Personal**

Registros Horarios y Diarios tomados por el personal de operaciones, procedentes del sistema de medición principal (Medición Fiscal) en las horas establecidas de acuerdo a la demanda de energía del sistema eléctrico. Estos incluyen las variables del proceso como: presión, temperatura y volumen.

- **Registros de Variables de Proceso en los Nuevos puntos de Medición**

Historiales del sensor de presión acumulados en el sistema de control general SPPA - T3000 (Siemens Power and Process Automation T3000).

Registros, tomados por personal de operaciones, del medidor de placa de orificio instalado en la tubería de alimentación de gas natural en las calderas de recuperación de calor.

**1.2. Materiales**

- **Plano General de Implantación de Equipos**

Para definir la ubicación de los sistemas de medición se toma como referencia principal el Plano General de Implantación de Equipos proporcionado por Edegel para dicho propósito.

**2. PROCEDIMIENTOS**

**2.1. Evaluación de datos y registros para el dimensionamiento del Sistema de Medición.**

De los registros tomados por personal de operaciones obtuvimos los siguientes resultados.

**a) Sistema de medición principal**

Luego de analizar los registros tomados del sistema de medición principal se encontraron los siguientes datos promedios:

**Tabla N°3: Valores máximos y mínimos del registro de datos – Medición Principal**

Variable	Max	Min	Promedio
Flujo (Sm <sup>3</sup> /h)	89576.028	21628.142	85576.028
Presión Bar(man)	27.355	27.050	27.111
Temp °C	20.254	17.533	18.33

*Fuente: Historial de Datos y Registros tomados por personal de Operaciones*

## b) Medición de Presión en Turbinas

Luego de analizar los datos tomados en el medidor principal aproximamos el caudal máximo en la entrada de cada turbina generadora de energía

La presión de entrada en cada turbina se mide con un sensor de presión ubicado después del filtro de ingreso. Debido a que el sistema de regulación se encuentra en la entrada de la línea principal no se encuentran variaciones de presión diferentes a las registradas en la sección anterior. Es decir que en promedio tenemos el siguiente valor:

Presión: 27.00 Bar (man)

Por lo tanto el caudal aproximado es de:

*Ecuación 12: Cálculo de Flujo en Turbinas*

$$F_{TURBINA} = \frac{F_{PRINCIPAL}}{2} = \frac{85576.028}{2} = 42788.14$$

$$F_{TURBINA} = 42788.14 \text{ Sm}^3/\text{h}$$

## c) Placa de Orificio en Calderas

Obtenemos los siguientes valores de los registros tomados del sistema de medición por placa de orificio.

**Tabla N°4: Valores máximos y mínimos del registro de datos – Medición en Calderas de Recuperación de Calor**

Variable	Max	Min	Promedio
Flujo (Sm <sup>3</sup> /h)	2643.55	1985.90	2386.22
Presión Bar (man)	2.5	2.3	2.5
Temp °C	20.88	1.05	1.67

*Fuente: Historial de Datos y Registros tomados por personal de Operaciones*

De acuerdo a estudios realizados a este tipo de sistemas de medición y también tomando como referencia el AGA 3 (American Gas Association Report Num 3) tenemos que el sistema de placa de orificio tiene una precisión de 1% a 2%. Como sabemos esta medición no tiene la exactitud que deseamos pero es una muy buena referencia para saber la cantidad de metros cúbicos hora que pasan por la tubería que alimenta a las calderas de recuperación de calor. (AGA3, 2000)

## 2.2. Dimensionamiento de los Sistemas de Medición.

### a) Dimensionamiento de sistema de medición en Turbinas

Haciendo uso de los datos obtenidos en el análisis de los registros y con una hoja de Excel como herramienta de cálculo se dimensionan las características del sistema de medición.

**Tabla N°5: Cálculo de Flujo de Gas Natural  
Velocidad de Flujo en el Medidor**

	U.S. Units		SI Units	
<b>Company:</b> EDEGEL	<b>Nominal Meter Size:</b>	8 Inches	203.20	mm
<b>Meter Type:</b> Ultrasonico	<b>Meter Bore:</b>	7.98 Inches	202.69	mm
<b>Customer Name:</b> EDEGEL	<b>Max. Required Flow Rate:</b>	100 Ft/Sec	30.48	M/Sec
<b>Meter Location:</b> TG33 y TG34	<b>Min. Required Flow Rate:</b>	1 Ft/Sec	0.30	M/Sec
<b>Date:</b> 05/09/2014	<b>Test Pressure:</b>	395 PSIG	27.23	Bar
	<b>Test Temperature:</b>	65 Deg F	18.33	Deg C
	<b>Specific Gravity:</b>	0.61 S.G.		
	<b>Carbon Dioxide:</b>	0.32 Mole %		
	<b>Nitrogen:</b>	1.06 Mole %		

Velocity (FPS)	Flow Rate ACFM	Velocity (M/S)	Meter Flow Rates					
			ACFH	ACMH	MSCFH	MMSCFD	MSCMH	MSCMD
1.65	34	0.50	2,063	58.4	60.45	1.5	1.71	41.1
5.00	104	1.52	6,252	177.0	183.18	4.4	5.19	124.5
10.00	208	3.05	12,504	354.1	366.35	8.8	10.37	249.0
20.00	417	6.10	25,007	708.1	732.71	17.6	20.75	498.0
30.00	625	9.14	37,511	1,062.2	1,099.06	26.4	31.12	746.9
40.00	834	12.19	50,014	1,416.3	1,465.41	35.2	41.50	995.9
50.00	1,042	15.24	62,518	1,770.3	1,831.77	44.0	51.87	1,244.9
70.00	1,459	21.34	87,525	2,478.4	2,564.47	61.5	72.62	1,742.8
90.00	1,876	27.43	112,533	3,186.6	3,297.18	79.1	93.37	2,240.8
100.00	2,084	30.48	125,036	3,540.6	3,663.53	87.9	103.74	2,489.8

De acuerdo a los datos obtenidos en el cálculo vemos que se necesita un medidor con un caudal máximo de 3540 m3/h y un mínimo de 58.4 m3/h.

El medidor ultrasónico para este flujo sería el siguiente:

MEDIDOR ULTRASÓNICO ELSTER INSTROMET

MODELO Q.SONIC 3

Electrónica Serie 4

Diámetro 8"

Caudal Mínimo y Máximo: 60 – 3000 m3/h

**Tabla N°6: Caudales y Diámetros en Medidores Ultrasónicos Modelo Q.SONIC Marca Elester Instromet**

Flow range							
Diameter		turn down	Q <sub>min</sub> m <sup>3</sup> /h	Q <sub>max</sub> m <sup>3</sup> /h	Q <sub>min</sub> cf/h	Q <sub>max</sub> cf/h	Meter body length
4"	100mm	1:30	30	800	1,100	28,300	5D
6"	150mm	1:40	45	1,800	1,600	63,600	4D
8"	200mm	1:50	60	3,000	2,200	106,000	4D
10"	250mm	1:85	75	5,000	2,700	176,800	4D
12"	300mm	1:90	90	8,000	3,200	282,600	3D
16"	400mm	1:120	100	12,000	3,600	423,800	3D
20"	500mm	1:130	150	19,000	5,300	671,000	3D
24"	600mm	1:140	200	28,000	7,100	988,900	3D
30"	750mm	1:150	300	45,000	10,600	1,589,300	3D
36"	900mm	1:150	425	65,000	15,100	2,295,600	3D
42"	1,050mm	1:150	525	80,000	18,600	2,825,300	3D
48"	1,200mm	1:150	700	100,000	24,800	3,531,600	3D

**Fuente:** Catálogo y Hoja de datos (Elster-Instromet, 2005)

Este medidor cumple con las características necesarias para cumplir las exigencias que proponemos para el sistema de medición, por ejemplo:

- Aprobaciones: Aprobado para transferencia de custodia.
- Exactitud: Puede calibrarse con una incertidumbre inferior al 0.3%, con poca o ninguna deriva.
- No-invasivo: No produce caídas de presión.
- Autodiagnóstico: El medidor puede determinar su desempeño basado en sus mediciones.
- Comunicaciones: Flexibilidad en formas y medios de comunicación. Puertos RS-232, RS-485, Ethernet y salida de pulsos en HF.

**Tabla N°7: Hoja de datos de Medidor ultrasónico**

<b>GENERAL</b>	<b>All models described use A2-Rb5 transducers with built-in angle</b>
Sistema de medición // Aprobaciones // Estándar	<b>Medidor de Gas Ultrasónico // De acuerdo con CE // Estándar ISM y AGA 9</b>
Numero de Paths	<b>3</b>
Diámetro de Tubería	<b>200 mm / 8"</b>
Fluido	<b>Gas Natural (CH4) (Otro tipo de gas – Consultar)</b>
Velocidad del Gas	<b>-30 m/s to + 30 m/s</b>
Flujo	<b>70 – 3400 m3/h</b>
Factor del Medidor	<b>3000 imp/m3</b>
Temp. en Transductores	<b>-20°C...+80°C</b>
Pres. en Transductores	<b>8-100 bar (man) (opcional 150 bar)</b>
Temp. Ambiente	<b>-20°C...+60°C</b>
IP Class	<b>IP66</b>
Output	<b>Flujo de Línea</b>
Unidades	<b>SI / Imperial</b>
Protocolo de Comunicación	<b>Estándar de Fábrica</b>
Precisión	<b>&lt;= 0.5 % (Sin calibración de Flujo)</b>
	<b>&lt;= 0.3 % (Con calibración de Flujo)</b>
Power Supply	<b>12 – 30 VDC (Típico 24 VDC)</b>
Consumo	<b>10 W</b>
Digital I/O	<b>Rs232 – rs485 , Uniform p2p , modbus Rtu</b>
Material	<b>8" ASME 300# RF ASTM A350 LF2 Cl.1</b>

**Fuente: Hoja de datos de Sistemas de Medición Ultrasónico Q.Sonic &**

**CheckSonic**

**Doc. # 000875-U8-01-01**

**b) Dimensionamiento de sistema de medición en Calderas**

Haciendo uso de los datos obtenidos en el análisis de los registros y con una hoja de Excel como herramienta de cálculo se dimensionan las características del sistema de medición.

**Tabla N°8: Cálculo de Flujo de Gas Natural  
Velocidad de Flujo en el Medidor**

	U.S. Units		SI Units		
<b>Company:</b> EDEGEL	<b>Nominal Meter Size:</b>	4	Inches	101.60	mm
<b>Meter Type:</b> Ultrasónico	<b>Meter Bore:</b>	3.98	Inches	101.09	mm
<b>Customer Name:</b> EDEGEL	<b>Max. Required Flow Rate:</b>	100	Ft/Sec	30.48	M/Sec
<b>Meter Location:</b> Caldera 11 y 12	<b>Min. Required Flow Rate:</b>	1	Ft/Sec	0.30	M/Sec
<b>Date:</b> 17/09/2014	<b>Test Pressure:</b>	40	PSIG	2.76	Bar
	<b>Test Temperature:</b>	35	Deg F	1.67	Deg C
	<b>Specific Gravity:</b>	0.61	S.G.		
	<b>Carbon Dioxide:</b>	0.32	Mole %		
	<b>Nitrogen:</b>	1.06	Mole %		

Velocity (FPS)	Flow Rate ACFM	Velocity (M/S)	Meter Flow Rates					
			ACFH	ACMH	MSCFH	MMSCFD	MSCMH	MSCMD
1.65	9	0.50	513	14.5	2.02	0.0	0.06	1.4
5.00	26	1.52	1,555	44.0	6.12	0.1	0.17	4.2
10.00	52	3.05	3,110	88.1	12.23	0.3	0.35	8.3
20.00	104	6.10	6,221	176.1	24.46	0.6	0.69	16.6
30.00	156	9.14	9,331	264.2	36.69	0.9	1.04	24.9
40.00	207	12.19	12,441	352.3	48.92	1.2	1.39	33.2
50.00	259	15.24	15,551	440.4	61.15	1.5	1.73	41.6
70.00	363	21.34	21,772	616.5	85.61	2.1	2.42	58.2
90.00	467	27.43	27,992	792.7	110.07	2.6	3.12	74.8
100.00	518	30.48	31,103	880.7	122.30	2.9	3.46	83.1

De acuerdo a los datos obtenidos en el cálculo vemos que se necesita un medidor con un caudal máximo de 880.7 m<sup>3</sup>/h y un mínimo de 14.5m<sup>3</sup>/h.

El medidor ultrasónico para este flujo sería el siguiente:

MEDIDOR ULTRASÓNICO ELSTER INSTROMET

MODELO Q.SONIC 3

Electrónica Serie 4

Diámetro 4"

Caudal Mínimo y Máximo: 30 – 800 m<sup>3</sup>/h

**Tabla N°9: Caudales y Diámetros en Medidores Ultrasónicos Modelo  
Q.SONIC Marca Elester Instromet**

Flow range							
Diameter		turn down	Q <sub>min</sub> m <sup>3</sup> /h	Q <sub>max</sub> m <sup>3</sup> /h	Q <sub>min</sub> cf/h	Q <sub>max</sub> cf/h	Meter body length
4"	100mm	1:30	30	800	1,100	28,300	5D
6"	150mm	1:40	45	1,000	1,600	83,000	4D
8"	200mm	1:50	60	3,000	2,200	106,000	4D
10"	250mm	1:65	75	5,000	2,700	176,600	4D
12"	300mm	1:90	90	8,000	3,200	282,600	3D
16"	400mm	1:120	100	12,000	3,600	423,800	3D
20"	500mm	1:130	150	19,000	5,300	671,000	3D
24"	600mm	1:140	200	28,000	7,100	988,900	3D
30"	750mm	1:150	300	45,000	10,600	1,589,300	3D
36"	900mm	1:150	425	65,000	15,100	2,295,600	3D
42"	1,050mm	1:150	525	80,000	18,600	2,825,300	3D
48"	1,200mm	1:150	700	100,000	24,800	3,531,600	3D

*Fuente: Catálogo y Hoja de datos (Elster-Instromet, 2005)*

Este medidor cumple con las características necesarias para cumplir las exigencias que proponemos para el sistema de medición, por ejemplo:

- Aprobaciones: Aprobado para transferencia de custodia.
- Exactitud: Puede calibrarse con una incertidumbre inferior al 0.3%, con poca o ninguna deriva.
- No-invasivo: No produce caídas de presión.
- Autodiagnóstico: El medidor puede determinar su desempeño basado en sus mediciones.
- Comunicaciones: Flexibilidad en formas y medios de comunicación. Puertos RS-232, RS-485, Ethernet y salida de pulsos en HF.

**Tabla N°10: Hoja de datos de Medidor ultrasónico**

GENERAL	All models described use A2-Rb5 transducers with built-in angle
Sistema de medición // Aprobaciones // Estándar	Medidor de Gas Ultrasónico // De acuerdo con CE // Estándar ISM y AGA 9
Numero de Paths	3
Diámetro de Tubería	100 mm / 4"
Fluido	Gas Natural (CH4) (Otro tipo de gas – Consultar)
Velocidad del Gas	-30 m/s to + 30 m/s

Flujo	75 – 800 m3/h
Factor del Medidor	3000 imp/m3
Temp. en Transductores	-20°C...+80°C
Pres. en Transductores	8-100 bar (man) (opcional 150 bar)
Temp. Ambiente	-20°C...+60°C
IP Class	IP66
Output	Flujo de Línea
Unidades	SI / Imperial
Protocolo de Comunicación	Estándar de Fábrica
Precisión	<= 0.5 % (Sin calibración de Flujo)
	<= 0.3 % (Con calibración de Flujo)
Power Supply	12 – 30 VDC (Típico 24 VDC)
Consumo	10 W
Digital I/O	Rs232 – rs485 , Uniform p2p , modbus Rtu
Material	8" ASME 300# RF ASTM A350 LF2 Cl.1

**Fuente: Hoja de datos de Sistemas de Medición Ultrasónico Q.Sonic & CheckSonic**

**Doc. # 000875-U8-01-01**

**c) Dimensionamiento del Computador de Flujo:**

Como ya hemos descrito en el capítulo anterior el sistema de medición se compone de 3 Instrumentos principales: Medidor de Flujo, Sensor de Presión y Sensor de Temperatura. Estos instrumentos envían señales al Computador de Flujo que se encarga de realizar los cálculos del volumen corregido, almacenamiento de datos, visualización de datos y comunicación con el sistema de supervisión.

Cada Computador de Flujo debe tener la posibilidad de corregir el volumen de dos líneas de medición. De esta manera podemos utilizarlo para la entrada de gas en una turbina junto a su respectiva caldera de recuperación de calor.

**Imagen N°22: Imagen de Computador de Flujo Elster Instromet 2000**



*Fuente: (Instromet, 2007)*

El computador de flujo Elster Instromet puede calcular el volumen de 2 líneas de medición ultrasónica de manera independiente. Esto quiere decir que también cuenta con entradas análogas para los sensores de presión y temperatura necesarios en cada línea de medición. (Instromet, 2007)

**Tabla N°11: Hoja de datos de Computador de Flujo**

GENERAL	Computador de Flujo para montaje en Panel
Marca y Modelo	<b>Elster Instromet FC 2000</b>
Dimensiones	<b>128 (h) x 213 (w) x 235 (d)</b>
Peso	<b>Aprox. 1.2 Kg</b>
Pantalla	<b>Liquid crystal with backlight viewing area 130x34 mm</b>
Teclado	<b>Teclado local en panel frontal</b>
Temperatura de Operación	<b>0 – 70 °C</b>
Voltaje de Alimentación	<b>21 – 28 VDC</b>
Procesador	<b>Motorola Coldfire Microprocessor 32 bit high speed MPU, 40 MHz.</b>

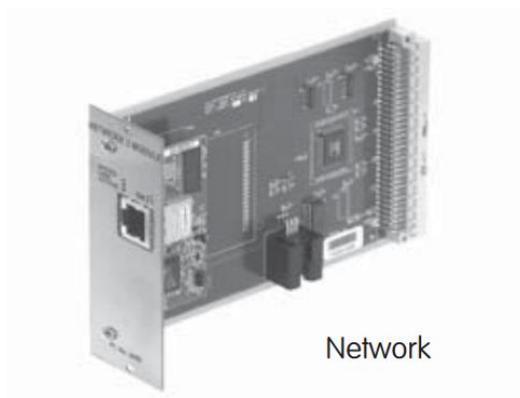
Módulo de Entrada:	<b>Input Module</b>
	<b>2 Entradas de Frecuencia, 2 HART, 4 Entradas análogas de 4-20mA, 1 entrada PRT, 3 entradas digitales.</b>
Módulo de Salida:	<b>Output Module</b>
	<b>4 salidas análogas 4-20mA, 12 salidas de pulsos digitales</b>
Puertos Seriales	<b>Serial Ports</b>
	<b>4 Puertos Seriales Aislados (RS232 y RS485)</b>
Ethernet	<b>Lan Ports</b>
	<b>1 Puerto Ethernet Independiente (10/100 Mbps)</b>
Cálculos	<b>Densidad / Comp de Gas: AGA8</b>
	<b>Cálculo de Energía: ISO 6976</b>
Unidades	<b>SI / Imperial</b>
Memoria Interna	<b>16 Mbit data memory (RAM + Battery backup) 16 Mbit Program memory (FLASH) 1M Preset memory (eeprom)</b>
Seguridad y Niveles de Acceso	<b>Modo de Display: Sin password Modo de programación con teclado: Password Modo de diagnóstico y calibración: Password Modo de Acceso Local en Campo: Password</b>

**Fuente: Hoja de datos de Computador de flujo** (Instromet, 2007)

También cuenta con un módulo Ethernet configurable para envío de datos en Modbus TCP. Esta característica es fundamental para el desarrollo de la aplicación.

Además de poder conectarse en Modbus TCP/IP con su tarjeta Fastethernet 10/100 Mbps el computador de flujo también soporta acceso remoto a través de cualquier web browser colocando la dirección IP del computador en la barra de direcciones.

### Imagen N°23: Modulo Ethernet – FC2000



*Fuente: (Instromet, 2007)*

El módulo de comunicación envía los datos configurados en el computador con el software de comunicación local del fabricante, Model 2000 Windows Software. Mediante este software se pueden configurar parámetros como:

- Parámetros de corrección de volumen: Presión base, temperatura base, composición del gas.
- Configuración de entradas y salidas análogas y discretas.
- Configuración de puertos de comunicaciones.
- Configuración de protocolos de comunicación: Modbus RTU, Modbus TCP/IP, Lenguaje Uniform Propietario.

El computador de flujo puede ser conectado a otros equipos como medidores ultrasónicos, cromatógrafos de gases, medidores de densidad, sistemas de adquisición de datos, entre otros a través de sus puertos de comunicación RS232/RS485.

Finalmente, para realimentar el sistema de control de flujo, el computador cuenta con una salida de corriente de 4-20 mA proporcional a la mayoría de variables que registra el computador de flujo. Para este caso en particular utilizaremos el flujo másico ya que es la variable que el sistema de control principal requiere.

**d) Selección del Transmisor de Temperatura:**

La selección del sensor y el transmisor de temperatura se realizan tomando en cuenta las lecturas en los registros almacenados por personal de operaciones en planta.

**Para las líneas principales de entrada a las turbinas tenemos:**

$T_{prom} = 18.33 \text{ } ^\circ\text{C}$

**Para las líneas de fuego adicional tenemos:**

$T_{prom} = 1.67 \text{ } ^\circ\text{C}$

Entonces es factible tener en cuenta un RTD que cubra todo el rango de esas lecturas.

Se ha considerado el siguiente transmisor:

**Transmisión de Temperatura marca Rosemount  
Modelo 3144PD1A2I7B4M5T1F5C2C4Q4**

Este modelo de transmisor tiene un rango de medición de  $-10$  a  $50 \text{ } ^\circ\text{C}$  lo cual hace que el transmisor sea el adecuado para esta aplicación. Además es un transmisor que ya se ha utilizado antes en planta, en algunos otros procesos.

Algunas de sus ventajas son:

- Calibración conjunta (Sensor + Transmisor)
- Resistencia a temperaturas ambiente extremas.
- Estabilidad en medición.
- Aprobaciones para transferencia de custodia.
- Comunicación HART.

**Tabla N°12: Hoja de datos de Transmisor de Temperatura**

GENERAL	Transmisor de Temperatura
<p>Marca y Modelo</p>	<p><b>3144P Smart Temperature Transmitter</b>  <b>Model: 3144PD1A2I7B4M5T1F5C2C4Q4D3</b></p> <p><b>Incluye: 0078 Wire-Wound Platinum RTD Sensor</b>  <b>Model: 0078D21C30AXXT32E7X8Q4AQ8</b></p>
<p>Características del Transmisor</p>	<p><b>D1</b> Transmitter Housing Type: Field Mount Housing Aluminum, 1/2-14 NPT</p> <p><b>A</b> Protocol: 4-20 mA w/ HART protocol</p> <p><b>2</b> Measurement Type: Dual Sensor Input</p> <p><b>I7</b> Product Certifications: IECEx Intrinsic Safety</p> <p><b>B4</b> Universal mounting bracket for 2-inch pipe and panel mounting - SST bracket and bolts</p> <p><b>M5</b> Meter: LCD display</p> <p><b>T1</b> Integral transient protector</p> <p><b>F5</b> 50HZ Line Voltage Filter Enabled: 50Hz line voltage filter</p> <p><b>C2</b> Transmitter-Sensor Matching - Trim to Specific Rosemount RTD calibration schedule</p> <p><b>C4</b> Five Point Calibration Data: 5-point calibration</p> <p><b>Q4</b> Calibration Certification</p> <p><b>D3</b> Special Configuration (hardware): Custody Transfer Approval (Canada)</p>
<p>Características del Sensor RTD</p>	<p><b>D</b> Sensor Termination: Aluminum Connection Head w/ 1/2" Entries</p> <p><b>21</b> Sensor Type: Single-Element Temperature Sensors Spring-Loaded Style -200 to 500 deg C (-328 to 932 deg F)</p> <p><b>C</b> Extension Type Material: Nipple Union SST</p> <p><b>30</b> Extension Length: 3.0 inches (std)</p> <p><b>A</b> Thermowell Material: Type 316 SST XXX</p> <p><b>040:</b> Sensor Immersion Length: 4.0 inches (4 units)</p> <p><b>035:</b> Sensor Immersion Length: 3.5 inches (4 units)</p> <p><b>025:</b> Sensor Immersion Length: 2.5 inches (7 units)</p>

**020:** Sensor Immersion Length: 2.0 inches (2 units)  
**T32** Themowell Style: Thread Mount 1/2-14 NPT  
Straight  
**E7** Product Certification: IECEx Flameproof approval  
**X8** Calibrate to Customer specified Temperature range  
**Q4** Temp Cert: Calibration Certification,  
CustomerSpecified Temperature  
**A** IEC 751 Class A Sensor: IEC 751 Class A Sensor  
**Q8** Material Certification: ASTM - Heat Trace Material  
Cert

***Fuente: Hoja de datos de Transmisor de Temperatura Rosemount***  
(Emerson Process Management, 2010)

**e) Selección del Transmisor de Presión:**

La selección del transmisor de presión se realiza tomando en cuenta las lecturas en los registros almacenados por personal de operaciones en planta.

**Para las líneas principales de entrada a las turbinas tenemos:**

P prom = 27 Bar (man)

**Para las líneas de fuego adicional tenemos:**

P prom = 2.5 Bar (man)

Entonces es factible tener en cuenta un sensor de presión que cubra todo el rango de esas lecturas.

Se ha considerado el siguiente transmisor:

**Transmisión de Presión marca Rosemount**  
**Modelo 3051TG3A2B21AB4K6M5T1P1P8QGQ8S5C5**

Este modelo de transmisor tiene un rango de medición de 0 a 50 Barg lo cual hace que el transmisor sea el adecuado para esta aplicación. Además es un transmisor que se utiliza en planta en algunos otros procesos.

Algunas de sus ventajas son:

- Alta precisión (Hasta  $\pm 0.04$  % del Full Spam).
- Resistencia a temperaturas ambiente extremas.
- Aprobaciones para transferencia de custodia.
- Comunicación HART.
- Incluye Manifold para conexión a proceso.

**Tabla N°13: Hoja de datos de Transmisor de Presión**

GENERAL	Transmisor de Presión
Marca y Modelo	<p style="text-align: center;"><b>3051TG Line Pressure Transmitter</b>  <b>Model: 3051TG3A2B21AB4K6M5T1P1P8QGQ8S5C5</b>  <b>Incluye: 0306 Pressure Manifold</b>  <b>Model: 0306RT22BA11</b></p>
Características del Transmisor	<p><b>G</b> Measurement Type: Gauge  <b>3</b> Pressure Upper Range Limit: 800 psi (55.2 bar)  <b>A</b> Transmitter Output: 4-20 mA w/ HART Protocol  <b>2B</b> Process Connection Style: 1/2-14 NPT Female  <b>2</b> Isolating Diaphragm: 316L SST  <b>1</b> Sensor Fill Fluid: Silicone  <b>A</b> Housing: Polyurethane-covered Aluminum 1/2-14 NPT  <b>B4</b> Mounting Bracket for 2-in. Pipe or Panel; All SST  <b>K6</b> Certifications: CSA and ATEX Explosion-proof, Intrinsically Safe, and Division 2  <b>M5</b> Display Type: LCD Meter  <b>T1</b> Transient Protection Terminal Block  <b>P1</b> Hydrostatic testing with certificate  <b>P8</b> High Accuracy: 0.04% Accuracy to 5:1 turndown  <b>QG</b> Calibration Certificate and GOST Verification Certificate  <b>Q8</b> Material Traceability per EN 10204 3.1B</p>

	<b>S5</b> Assemble to Rosemount 306 Integral Manifold <b>C5</b> Measurement Canada Accuracy Approval
Características de Válvula Manifold	<b>R</b> Manufacturer: Rosemount Inc. <b>T</b> Manifold Style: Threaded <b>2</b> Manifold Type: 2-Valve <b>2</b> Materials of Construction: 316 SST <b>BA</b> Process Connection: 1/2-14 female NPT <b>1</b> Packing Material: PTFE <b>1</b> Valve Seat: Integral

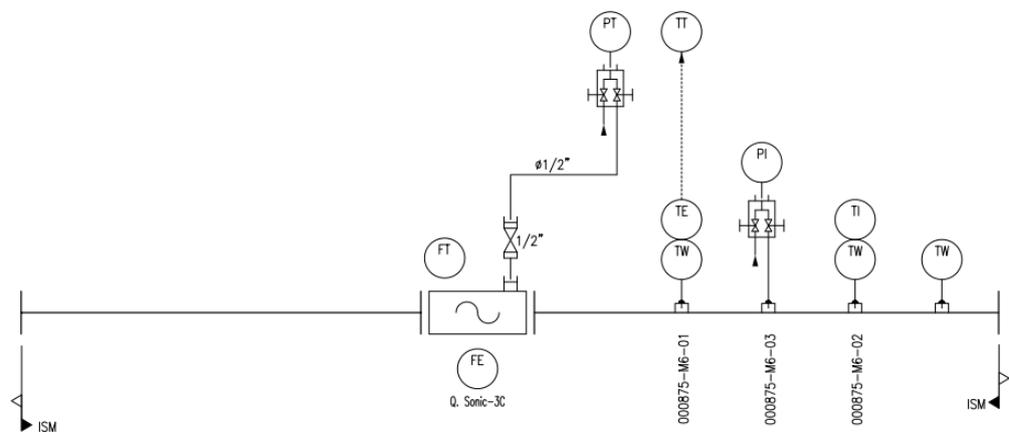
**Fuente:** Hoja de datos de Transmisor de Presión Rosemount (Emerson Process Management, Product Data Sheet, 2010)

**2.3. Diseño y determinación de las condiciones técnicas para el sistema de medición.**

**a) Diagrama de Instrumentación del Sistema de Medición en Turbinas y Calderas:**

A continuación se muestra un diagrama P&ID del sistema de medición, en donde se muestran todos los instrumentos involucrados: Medidor de Flujo, Transmisores de Presión y Temperatura, Indicadores de Presión y Temperatura, válvulas de corte.

**Imagen N°24: Diagrama P&ID del sistema de medición**



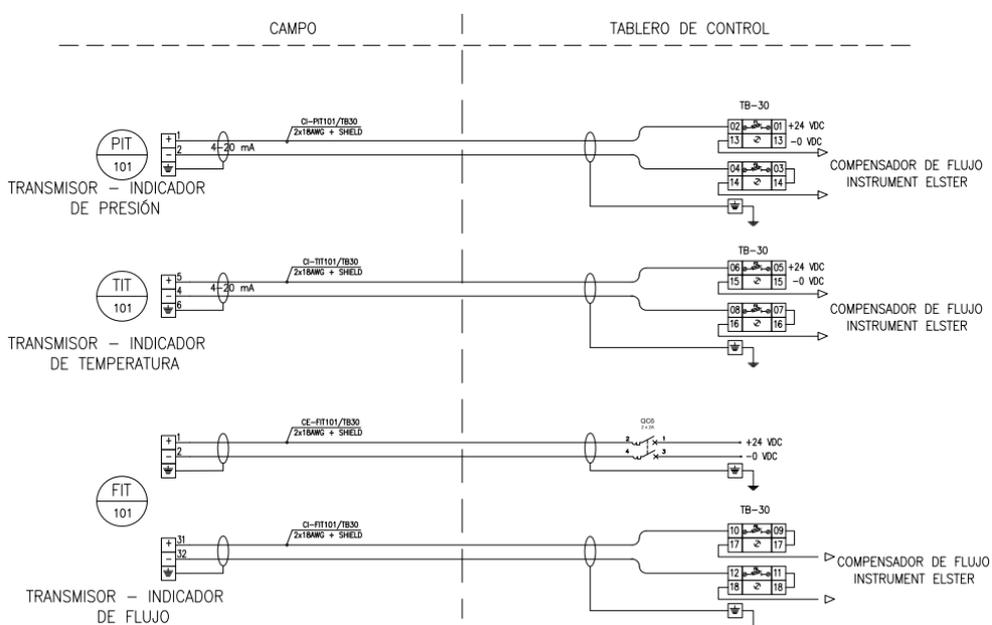
## b) Diagrama de conexionado para el Computador de Flujo:

El conexionado se realiza en dos áreas diferentes, en campo y dentro del tablero de control en donde estará ubicado el computador de flujo.

Los transmisores indicadores de presión y temperatura se conectarán al computador mediante una señal de 4-20 mA. Para esto se configura la conexión en un lazo de corriente como se muestra en el siguiente diagrama de conexionado. En caso se requiera se utilizará una barrera intrínseca de seguridad que cumplirá la misma función del lazo de corriente pero a la vez servirá de barrera para zonas clasificadas potencialmente explosivas.

El medidor de flujo o flujómetro también se conectará al computador a través de una señal de pulsos en alta frecuencia, aproximadamente 1800 imp/m<sup>3</sup>. La cual será obtenida del módulo emisor de pulsos del medidor ultrasónico.

Imagen N°25: Diagrama de Conexionado para el Sistema de Medición

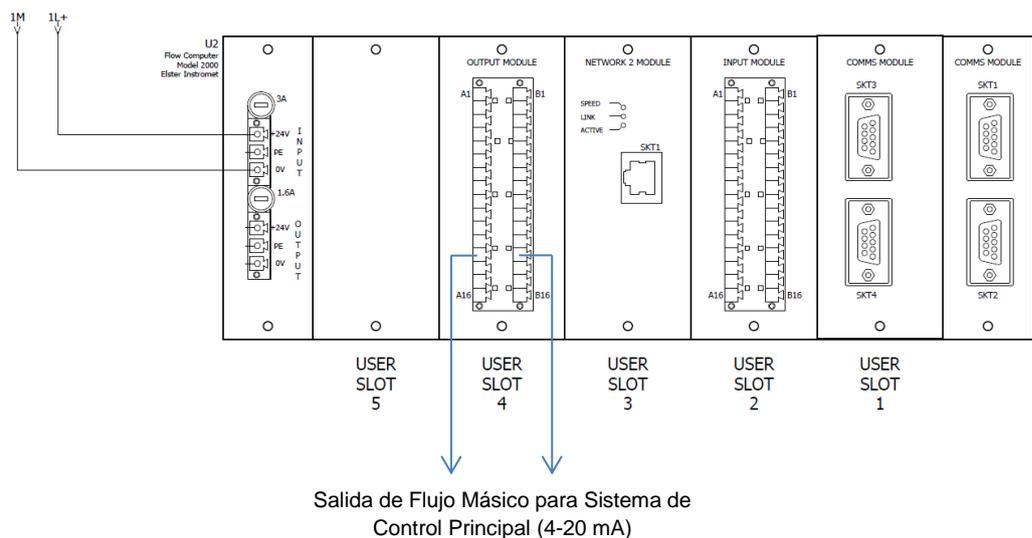


El sistema de control principal requiere de una señal para realimentar el control de flujo en las turbinas generadoras de energía y también en las calderas de

recuperación de calor. Esta señal, como ya se había mencionado en las características del computador, se puede obtener del módulo de salida análoga la cual tiene una salida en corriente de 4-20 mA proporcional a la variable deseada.

Para este caso el requerimiento del sistema de control principal es obtener una señal de flujo másico proporcional a una salida de 4-20 mA para ambas señales de medición, turbinas generadoras y calderas de recuperación de calor. Esta salida se conectará directamente a un PLC que el área de instrumentación y control disponga.

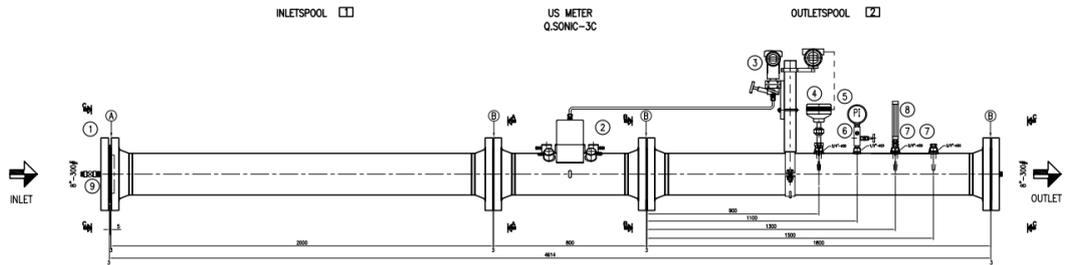
**Imagen N°26: Modulo de Salida Análoga de Computador de Flujo**



**c) Diagrama Mecánico de Instalación de Instrumentos:**

La instalación mecánica del sistema de medición se realizará de acuerdo a las recomendaciones del AGA9. El montaje mecánico de los transmisores de presión y temperatura tendrán la ubicación que se detalla en el siguiente diagrama.

Imagen N°27: Diseño de fabricación Mecánica



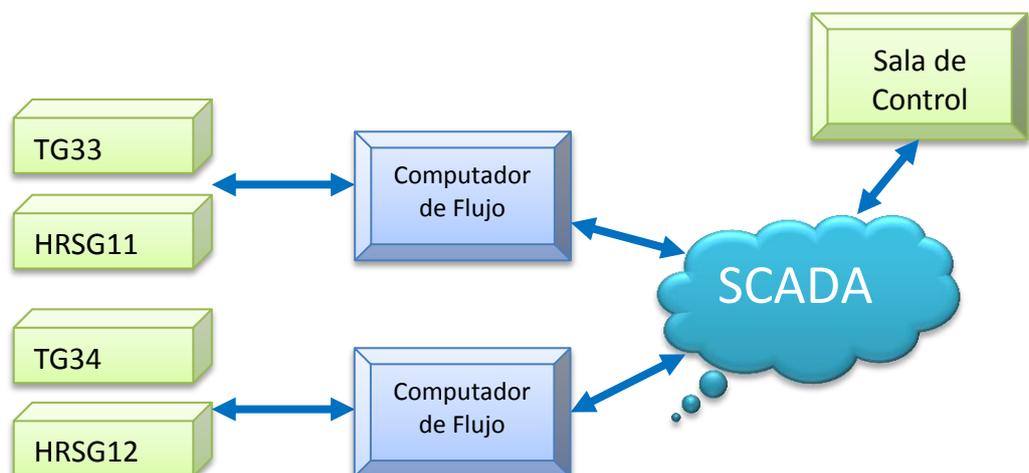
## 2.4. Diseño y determinación de las condiciones técnicas para la comunicación entre el sistema de medición y el SCADA.

### 2.4.1. Diseño del Sistema:

El propósito del sistema SCADA es proporcionar información de vital importancia al sistema de control principal y también al sistema de gestión comercial encargado de controlar el consumo de gas natural en toda la planta generadora de energía.

Para cumplir este propósito se debe interconectar las dos turbinas generadoras de energía, TG33 y TG34, y también las dos calderas de recuperación de calor HRSG11 y HRSG12, así como se muestra en el la siguiente imagen.

Imagen N°28: Diseño de Sistema SCADA



### 2.4.2. Niveles del Sistema:

El sistema SCADA se ha dividido en 3 niveles para poder realizar el diseño. Los niveles inician en campo con el medidor de flujo y terminan en sala de control con la visualización de registros de almacenamiento y visualización de las variables de campo de forma remota e instantánea (Flujo, temperatura, presión).

**Imagen N°29: Niveles del Sistema de Supervisión**



#### a) Nivel 1: Elementos e Instrumentos de Campo

En el primer nivel encontramos al medidor de gas ultrasónico el cual mide directamente el flujo de gas consumido utilizando la técnica de medición por ultrasonido. Este medidor tiene la opción de comunicarse a través del protocolo digital MODBUS sobre un enlace serial RS485 o a través de pulsos de alta frecuencia.

Luego tenemos al cromatógrafo en línea que toma una muestra del gas natural que está fluyendo en la tubería y calcula periódicamente su composición en porcentajes molares y el poder calórico de la mezcla.

En este nivel también se encuentran los transmisores de presión y temperatura, los primeros utilizan un elemento sensor piezoeléctrico que

detecta la presión con la que está fluyendo el gas dentro de la tubería y el segundo utiliza un sensor RTD que detecta la temperatura del fluido. Ambos utilizan una señal analógica estandarizada de 4 a 20 mA para transmitir las lecturas.

#### **b) Nivel 2: RTU's, PLC's y Computadores de Flujo**

En este nivel encontramos a los RTU que son básicamente PLC's que cuentan con módulos de comunicación digital con protocolo MODBUS sobre un enlace TCP/IP y un módulo procesador que realiza los cálculos de estandarización de flujo de gas y almacena los totalizados del consumo. Estos equipos toman las señales analógicas de los medidores ultrasónicos a través de una señal de pulsos utilizando un módulo contador rápido, para las señales de presión y temperatura utilizan módulos de entrada analógicos que admiten señales escaladas en 4-20mA. Las señales del cromatógrafo son recibidas a través de un puerto serial RS485.

También tenemos al computador de flujo el cual realiza los cálculos de estandarización de flujo y registra los consumos de gas. Estos se enlazan a los medidores ultrasónicos y al cromatógrafo de gases través de un puerto serial RS485 utilizando el protocolo digital MODBUS.

Al igual que en el caso anterior estos computadores cuentan con tarjetas con entradas analógicas que toman las señales de los transmisores de presión y temperatura. Los computadores de flujo tiene la opción de integrarse al sistema SCADA a través de su puerto de comunicación digital con protocolo MODBUS sobre un enlace TCP/IP.

#### **c) Tercer Nivel: Estación de Monitoreo**

En este nivel tenemos a las estaciones de operador las cuales consisten en PC's con sistema operativo Windows que tienen instaladas las aplicaciones de supervisión, drivers de comunicación y bases de datos.

Estas estaciones se enlazan a los elementos del segundo nivel a través de un enlace TCP/IP.

La aplicación de supervisión utiliza un software el cual permite crear las pantallas que simulan los elementos del primer y segundo nivel de manera gráfica y de fácil comprensión para el operador. Luego de creadas las pantallas la aplicación permite visualizar las lecturas transmitidas por los RTU's y los computadores de flujo. Los drivers de comunicación son aplicaciones de software que se encarga de establecer y mantener la comunicación entre la aplicación de supervisión y los elementos de nivel dos a través del protocolo MODBUS TCP. La aplicación de manejo de base de datos interactúa con la aplicación de supervisión para almacenar las lecturas de consumo de gas en el disco duro de la estación de supervisión.

### 2.4.3. Condiciones Técnicas y Equipos de Comunicación:

#### a) Integración de la señal del Computador de Flujo a la Red Industrial:

El computador de flujo cuenta con un módulo de comunicación Ethernet que se comunica vía Modbus TCP/IP, estos datos serán ingresados a la red principal por medio de un Switch Scalance X108.

Este dispositivo se eligió debido a sus características y ventajas para esta aplicación pero además también por la familiaridad que el personal del área de control tiene con estos equipos. Todo el sistema de control principal se implementó con equipos Siemens y esa es la razón principal de elegir un dispositivo de la misma marca, además ya utilizan algunos de estos equipos en diferentes procesos en planta.

**Imagen N°30: Switch Scalance - Siemens**



*Fuente: Datasheet de Producto (SIEMENS, 2011)*

El sistema de supervisión tendrá acceso al computador de flujo y a todas sus variables por este medio. Incluso se podrá configurar remotamente sin necesidad de ir a campo con una computadora portátil. A continuación algunas de sus características principales.

**Tabla N°14: Hoja de datos de Switch Scalance**

GENERAL	SCALANCE X108
Taza de Transferencia	<b>10/100MBIT/S</b>
Numero de Puertos	<b>8</b>
Diseño del Puerto	<b>Puerto RJ45</b>
Entrada de Energía	<b>24 VDC / 0.14 A / 3.36 W</b>
Temp. De Trabajo	<b>-20 a 70 C</b>
Protección IP	<b>IP30</b>

*Fuente: Datasheet de Producto (SIEMENS, 2011)*

**b) Módulo conversor Modbus RTU / Modbus TCP**

Además de recibir las señales del medidor de gas natural y también las señales de los transmisores de presión y temperatura, el computador de flujo también recibirá la señal proveniente del cromatógrafo de gas. Este dispositivo envía una tabla Modbus con todas las variables de composición de gas para que el computador pueda leerlas y realizar el cálculo de compresibilidad para incluirlo en el cálculo final del volumen corregido y demás variables.

**Imagen N°31: MGate™ MB3180/3280/3480**



*Fuente: Datasheet de Producto (MOXA, 2014)*

Para este fin se instalará un convevrsor RS-232 a Ethernet marca MOXA, modelo Mgate 1 Port Standard Modbus Gateway 3180. Algunas de las ventajas de este dispositivo es que tiene la posibilidad de configurarse vía web browser, es decir, que se puede acceder a la configuración directamente desde sala de control, esto es muy útil en caso se requiera configurar algún parámetro del sistema. Aquí algunas características.

**Tabla N°15: Hoja de datos de Conversor Modbus**

GENERAL	MGate™ MB3180
<b>Ethernet Interface</b>	
Protocolo	<b>Modbus TCP</b>
Numero de Puertos	<b>1</b>
Velocidad	<b>10/100 Mbps, Auto MDI/MDIX</b>
<b>Interface Serial</b>	
Protocolo	<b>Modbus RTU/ASCII , Slave/Master</b>
Numero de Puertos	<b>MB3180 / 1</b>
Estándar Serial	<b>RS-232/422/485 Seleccionable por Software</b>
Opciones de	<b>Web Console, Serial Console, Telnet,</b>

configuración	Console, Windows Utility
Condiciones de Operación	-40 to 85 °C (-40 to 185°F)
Entrada de Energía	12 a 48 VDC

*Fuente: Datasheet de Producto (MOXA, 2014)*

## 2.5. Características de la Aplicación de Supervisión SCADA:

La aplicación utiliza un servidor OPC para interactuar con los computadores de flujo instalados en las turbinas generadoras de energía TG33 y TG34. La aplicación consiste en varias pantallas creadas utilizando el software Intouch, las cuales tienen la finalidad de mostrar al operador las distintas mediciones realizadas por el sistema de medición de gas natural.

De manera general la aplicación cuenta con las siguientes funcionalidades:

- Pantalla 1: Pantalla de Inicio.- Permite el acceso a las lecturas de los sistemas TG33, TG34, HRSG11 y HRSG12 .
- Pantalla 2: Medidas por sistema - Muestra las mediciones de presión temperatura y flujo de gas correspondientes al sistema seleccionado
- Pantalla 3: Detalles de medición.- Por cada grupo se muestran los detalles de la medición incluyendo las medidas de volumen de gas acumulado, masa y energía.
- Pantalla 4: Datos Históricos - Muestra en forma gráfica el histórico de las mediciones.
- Pantalla 5: Cromatografía - Muestra el detalle de la composición del gas para los sistemas TG33 y TG34.
- Pantalla 6: Generación de Reportes - Permite la creación de reportes haciendo consultas a la base de datos para El sistema seleccionado.

## 2.6. Diseño de la Aplicación del Sistema de Supervisión SCADA:

Pantallas del sistema de supervisión:

Imagen N°32: Pantalla 1 - Inicio

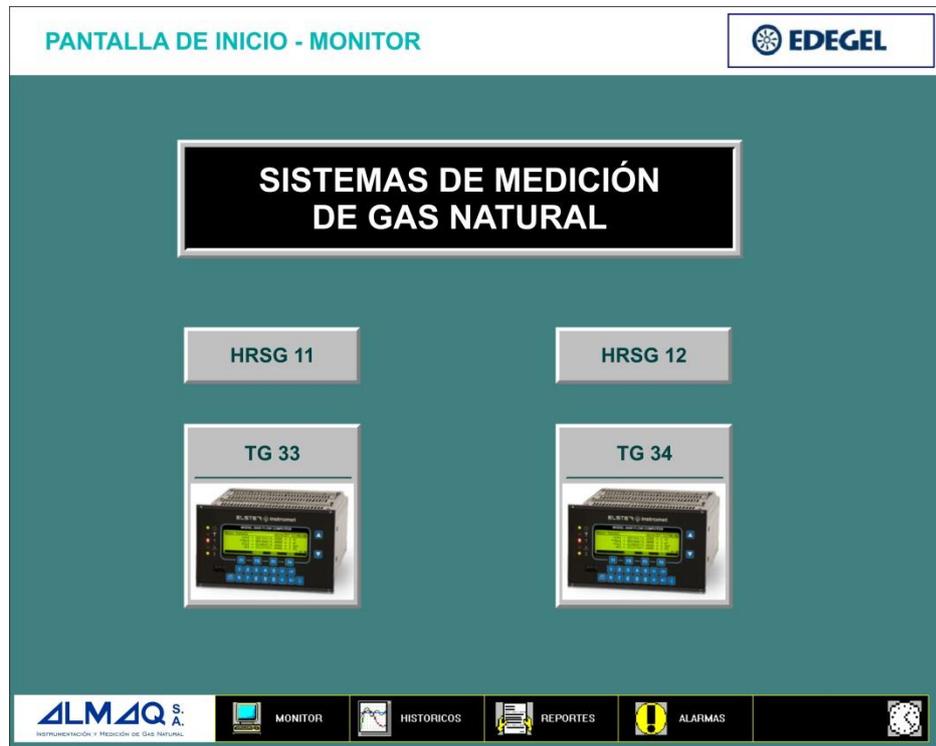


Imagen N°33: Pantalla 2 - Medidas por Sistema

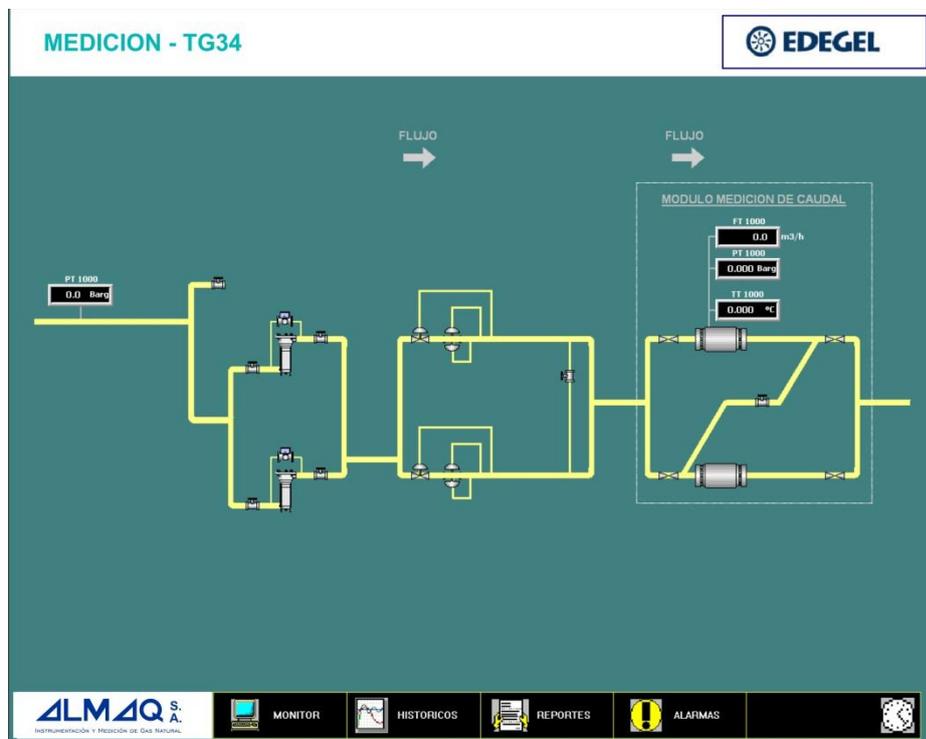


Imagen N°34: Pantalla 3 - Detalles de Medición

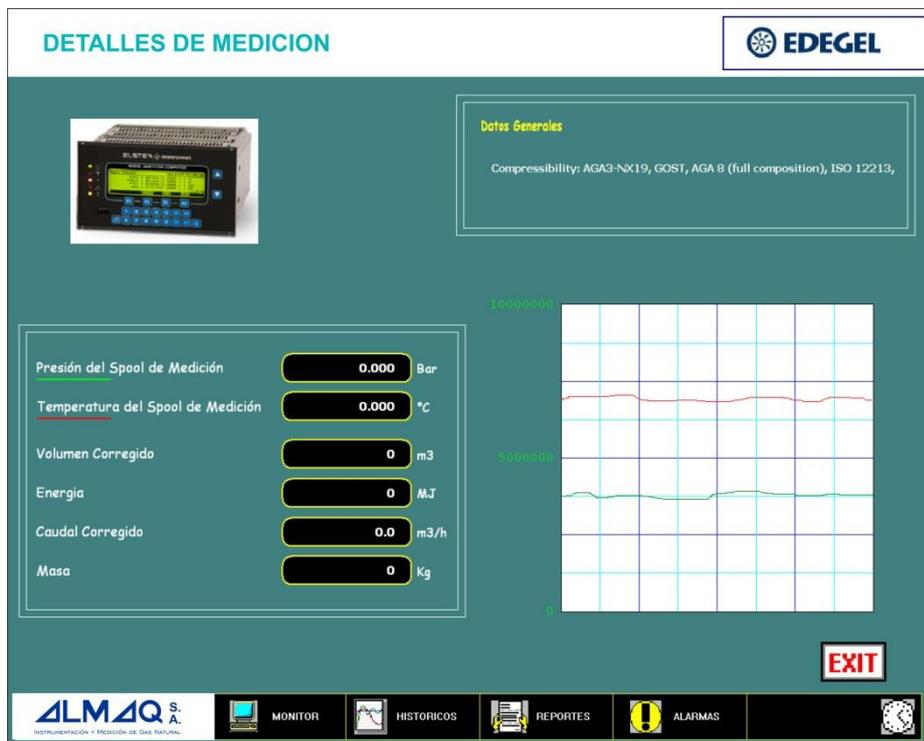


Imagen N°35: Pantalla 4 - Datos Históricos



Imagen N°36: Pantalla 5 - Composición de Gas - Cromatografía

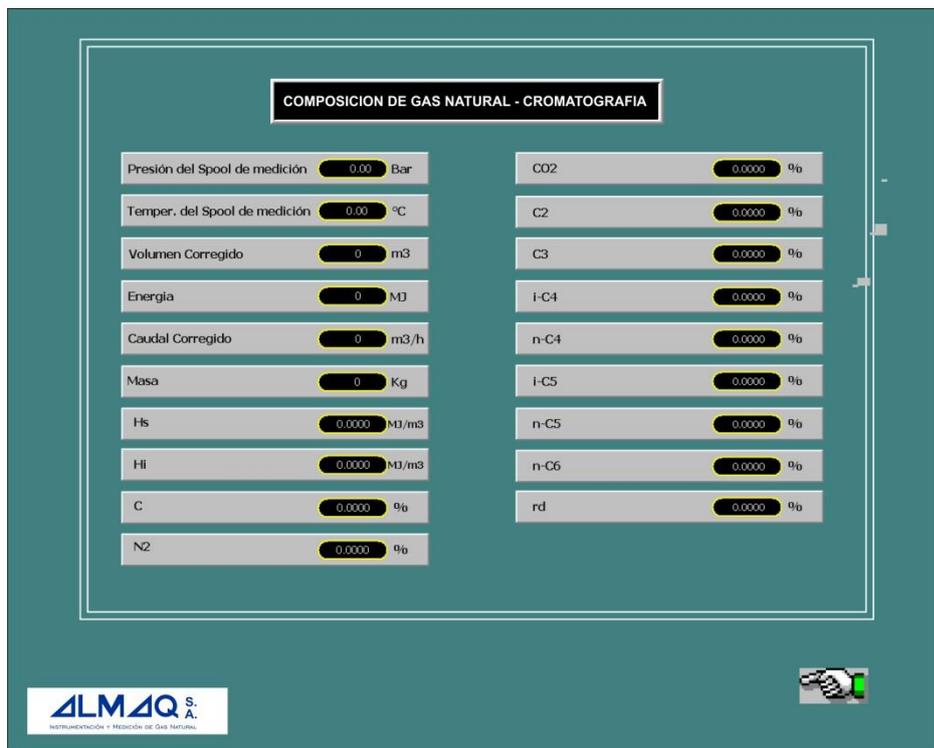


Imagen N°37: Pantalla 6 - Generación de Reportes



#### IV. PROPUESTA ECONÓMICA

Consiste en realizar una estimación del costo del proyecto a efectos de establecer la factibilidad económica.

Los costos considerados son los de Hardware y Software del proyecto; pendiente el costo de implementación mecánica. También se ha considerado los costos de la dirección técnica y de la mano de obra calificada para el montaje electromecánico.

Para la obtención del costo total del proyecto se ha afectado a los costos netos el impuesto general a las ventas (I.G.V.)

##### 1. Costos del Hardware del Proyecto

La siguiente tabla muestra los costos aproximados de los dispositivos a utilizar en el proyecto.

**Tabla N°16: Tabla de Costos del Hardware del Proyecto**

Ítem	Descripción	Cant.	Precio Unit. (USD\$)	Sub Total (USD\$)
1	Medidor Ultrasónico para Gas Natural Qsonic 3 Electrónica Serie 4, Diámetro 8"	2	65,500.00	131,000.00
2	Medidor Ultrasónico para Gas Natural Qsonic 3 Electrónica Serie 4, Diámetro 4"	2	26,000.00	52,000.00
3	Computador de Flujo Modelo 2000 marca Elster Instromet	2	12,300.00	24,600.00
4	Transmisor de presión manométrica marca Rosemount, Modelo 3051TG, Incl Manifold.	4	3,600.00	14,400.00
5	Transmisión de Temperatura marca Rosemount, Modelo 3144P, Incl. Termopozo.	4	3,130.00	12,520.00
6	Barreras de Seguridad Intrínsecas	8	580.00	4,640.00
7	Scalance x108; Switch Unmanaged 8 Puertos RJ45, 10/100 Mbit/s	1	1,580.00	1,580.00
8	MGATE 1 Port Standard Modbus Gateway, Marca MOXA, Código:MB3180	2	1,055	2,110.00
	<b>TOTAL</b>			<b>242,850.00</b>

## 2. Costos del Software y Servicios del Proyecto

La siguiente tabla muestra los costos aproximados Software y los Servicios a utilizar en el proyecto.

**Tabla N°17: Tabla de Costos de Software y Servicios del Proyecto**

Ítem	Descripción	Cant.	Precio Unit. (USD\$)	Sub Total (USD\$)
1	<p>Implementación del Sistema Scada para Computadores de Flujo – Protocolo de Comunicación Modbus</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Establecimiento de enlace entre los equipos actuales de comunicación.</li> <li>- Verificación de los equipos desde la red de control principal y administrativa.</li> <li>- Desarrollo del OPC Keepserver.</li> <li>- Conexión de los equipos en el OPC por medio de Modbus TCP vía VPN.</li> <li>- Configuración de los enlaces para mostrar las variables en el SCADA Intouch.</li> <li>- Desarrollo de pantallas y reportes.</li> </ul>	1	3,600.00	3,600.00
2	Set de Licencias de Software	1	10,355.00	10,355.00
3	Servicio de Ingeniería	1	3,700.00	3,700.00
4	Servicio de puesta en marcha	1	1,700.00	1,700.00
	<b>TOTAL</b>			<b>19,355.00</b>

## 3. Costo Total del Proyecto

La siguiente tabla muestra el costo total aproximado del proyecto, sin considerar los costos involucrados en las obras civiles y mecánicas como armado de tubería conduit, tendido de cable, montaje de línea de medición, etc.

**Tabla N°18: Tabla de Costo Total del Proyecto**

Ítem	Descripción	Cant.	Sub Total (USD\$)
1	Costos de Hardware	1	<b>242,850.00</b>
2	Costos de Software	1	<b>19,355.00</b>
	<b>TOTAL</b>		<b>262,205.00</b>

**Observaciones:**

- La propuesta total es un precio aproximado.
- La propuesta total no incluye mano de obra civil y mecánica.
- La propuesta no incluye IGV.

**V. RESULTADOS**

Con el sistema de supervisión tendremos los siguientes resultados:

**1. Automatización del proceso de toma de datos:**

Los resultados en el proceso de toma de datos serán evidentes. No solo tendremos un sistema automático de almacenamiento de registros sino también un sistema de supervisión de variables de proceso en tiempo real.

También se mejorará el tiempo de trabajo que se planificaba para que un operador en campo tome los datos en los puntos de medición. Con el nuevo sistema la toma de datos es automática y segura.

**2. Mejora en la Precisión del Sistema de Medición:**

El sistema de medición ultrasónico permite una precisión del 0.5 % sin calibración en un laboratorio externo al de fábrica; si se realiza una calibración externa la precisión puede mejorar hasta un valor menor a 0.3%. Esto quiere decir que la precisión mejora considerablemente teniendo en cuenta que en los puntos de medición en turbinas TG33 y TG34 no se contaba con sistema de medición.

## **VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Claramente se mejora en gran manera el proceso de toma de datos y la precisión del sistema de medición. Estas mejoras a su vez se encuentran ligadas directamente a la necesidad de tener un sistema autónomo de toma de datos y registros con la finalidad de acercar los datos reales de medición a las áreas competentes en el proceso. Tanto el área de control e instrumentación como también el área comercial tendrán acceso a los diferentes puntos de medición.

Si bien es cierto el nuevo sistema de medición contempla una serie de mejoras significativas también se tiene que planificar un programa de mantenimientos preventivos para garantizar el correcto funcionamiento del mismo.

El proceso de corrección de volumen implica medición de volumen, presión, temperatura y composición de gas. Esto quiere decir que se necesita realizar un mantenimiento preventivo a cada uno de los componentes del sistema comenzando por el medidor ultrasónico, el cual necesita un análisis de perfil de flujo, turbulencias, remolinos y algunos otros factores que pudieran estar afectando la medición. Estos análisis deben desarrollarse en periodos de tiempo constantes, bimestrales o trimestrales, para determinar acciones preventivas en la línea de medición y si es necesario acciones correctivas.

Los transmisores de presión y temperatura también se encuentran dentro de los procesos de mantenimiento debido a que están expuestos a sufrir daños por vibración en la línea, humedad, calor y demás condiciones que pueden afectar su desempeño. De acuerdo al manual de Rosemount tomado como referencia los transmisores de presión tiene una precisión de 0.04 % y los de temperatura +/- 0.10 °C, y una estabilidad de 2 a 3 años; esto quiere decir que inicialmente los transmisores tendrán una alta precisión pero luego de exponerse a condiciones extremas de funcionamiento el sistema tiende a sufrir daños como cualquier otro sistema mecánico.

## **VII. CONCLUSIONES**

- Se diseñó un sistema de medición y supervisión (SCADA) de consumo de gas natural en la entrada de dos turbinas y dos calderas para fuego adicional; el cual permite una supervisión instantánea de las variables de proceso, el control de flujo desde el sistema principal, y también la creación y almacenamiento de registros que posteriormente servirán para brindar información suficiente al sistema para cálculos de eficiencia y relación de consumo-generación.

- Se realizó un estudio de las variables que intervienen en el proceso de medición de volumen de gas natural (Temperatura, Presión y Flujo).
- Se seleccionaron los instrumentos necesarios y apropiados para la medición de las variables del proceso en campo.
- Se seleccionó el dispositivo necesario para el cálculo del volumen y el flujo estándar. Así también para la creación de registros, almacenamiento periódico de datos y la posibilidad del envío de estos a un sistema de supervisión.
- Se seleccionaron los dispositivos necesarios para integrar las señales de medición a la red de control principal y de esta manera realimentar el control de flujo de gas natural en cada turbina generadora de energía y sus respectivas calderas.
- Se diseñó un sistema de supervisión (SCADA) con pantallas que muestren las variables de medición en cada línea de flujo de gas.
- Se configuró un sistema de registros y reportes automáticos los cuales se almacenarán en una base de datos.
- Se estimaron los costos involucrados en la implementación del proyecto.

## **VIII. RECOMENDACIONES**

- La implementación del Sistema de Medición y Supervisión de Gas Natural para Cuantificar, Controlar y Registrar el Consumo de una Planta Generadora de Ciclo Combinado debe contar, en paralelo, con un sistema de Mantenimiento Preventivo que asegura el funcionamiento óptimo de todos los instrumentos.
- Se debe contar con un laboratorio especializado en calibración y contraste de instrumentos para los casos que ameriten este tipo de trabajos.
- Se debe definir un periodo de tiempo de prueba en el cual se contraste la medición total obtenida por los nuevos sistemas de medición instalados y el total de medición facturado por la empresa que suministra el Gas Natural.
- Se debe actualizar los diagramas de instrumentación y tuberías (P&ID) en planta con los diagramas proporcionados en el proyecto a fin de contar con un plano general que sirva de guía para futuros proyectos.

- A pesar de que ninguno de los fabricantes de los equipos utilizados en el presente proyecto recomienda adquirir accesorios de repuesto es preferible contar con un stock para casos de falla de alguno de estos. Los fabricantes aseguran un tiempo de duración indeterminado pero muchas veces las condiciones en planta, que no son adecuadas para un correcto funcionamiento, hacen que los equipos puedan sufrir daños irreparables.

## IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGA3. (2000). Manual of Petroleum Measurement Standards. Report N° 3. AGA 3. United States of America: American Gas Association.

Allied Telesis. (2011). Hoja de Datos. *Hoja de Datos*. USA: Allied Telesis.

EDEGEL. (2005). *Centros de Produccion*. Obtenido de [www.edegel.com](http://www.edegel.com): [http://www.edegel.com/m\\_mapa.htm](http://www.edegel.com/m_mapa.htm)

EDEGEL. (2005). *Reseña Histórica*. Obtenido de [www.edegel.com](http://www.edegel.com): [http://www.edegel.com/m\\_resena.htm](http://www.edegel.com/m_resena.htm)

EDEGEL. (2013). *Memoria EDEGEL*. Obtenido de [www.edegel.com](http://www.edegel.com): [http://www.edegel.com/m\\_memorias.htm](http://www.edegel.com/m_memorias.htm)

Elster-Instromet. (2005). Hoja de Datos. *Medidores Ultrasónicos para Transferencia de Custodia*. Holanda: Elster Instromet.

Emerson Process Management. (Noviembre de 2010). Product Data Sheet. *Rosemount 3144P Temperature Transmitter*. USA: Emerson Process Management.

Emerson Process Management. (Noviembre de 2010). Product Data Sheet. *Rosemount 3051 Pressure Transmitter*. USA.

ENDESA. (2012). *Centrales de Ciclo Combinado*. Obtenido de [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado)

ENDESA. (9 de Junio de 2014). *Conoce ENDESA*. Obtenido de [www.endesa.com](http://www.endesa.com): <http://www.endesa.com/es/conoceendesa/nuestraestrategia/Presentaciones>

Ernest, E. (2004). *Sistemas de Medición e Instrumentación*. Mexico.

Gomez Rivas, P. (2005). *Medicion de Gas Natural*. Piura.

Google. (25 de Diciembre de 2013). Google Maps. Distrito de Ventanilla, Lima, Lima: Google Maps.

Instromet, E. (06 de Septiembre de 2007). Hoja Técnica. *Computador de Flujo Modelo 2000*. Alemania: Elster Instromet.

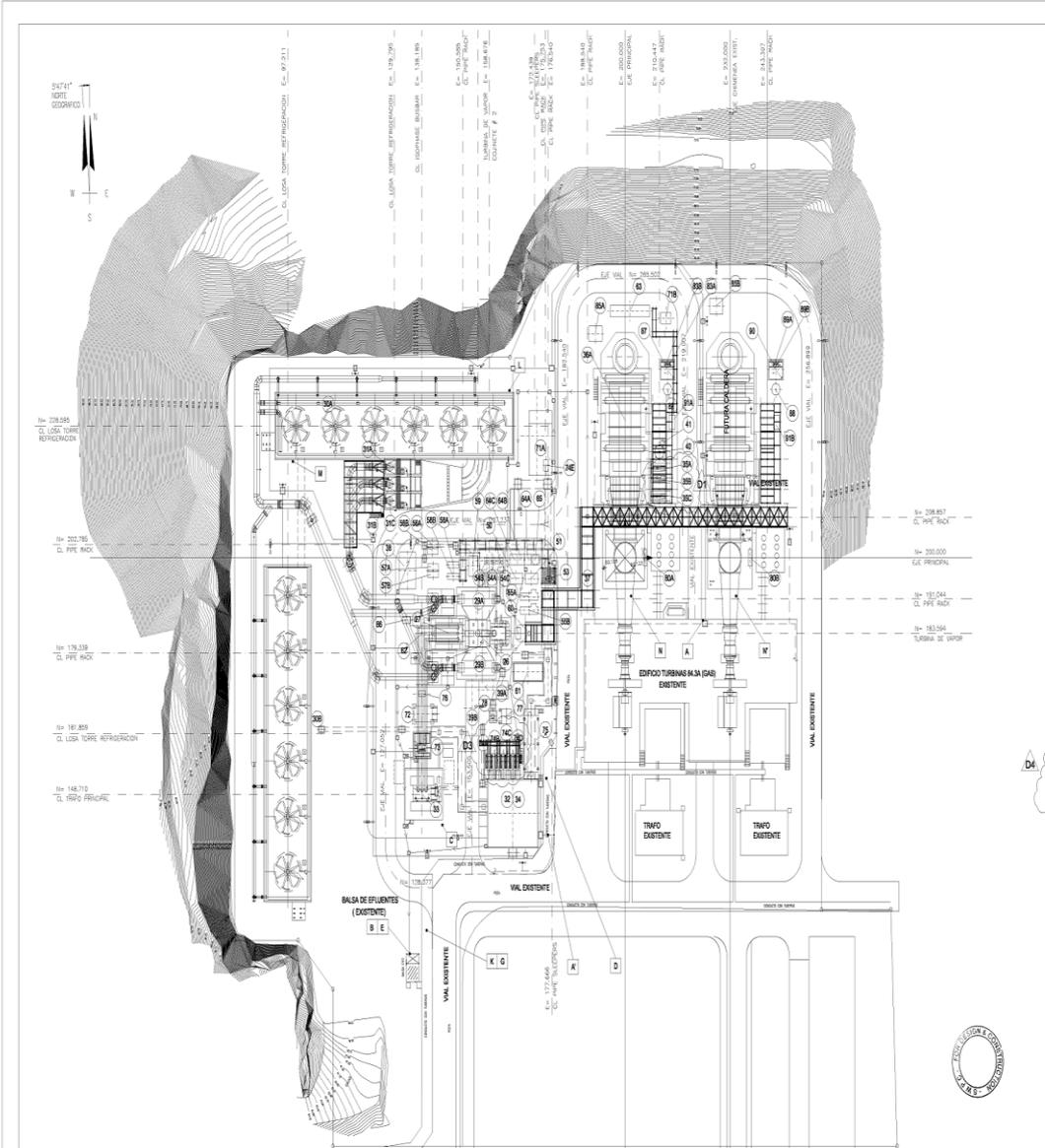
MOXA. (2014). Product Data Sheet. *MGate MB3180/3280/3480*. MOXA.

Siemens. (2009). *Turbines Brouchure*. Obtenido de [http://www.ingenieros.es/files/catalogos/Gas\\_Turbines\\_Broschuere.pdf](http://www.ingenieros.es/files/catalogos/Gas_Turbines_Broschuere.pdf)

SIEMENS. (Agosto de 2011). Product Data Sheet. *Product Data Sheet*. United States of America: Siemens.

## **X. ANEXOS**

# ANEXO 1: Plano General de Implantación de Equipos



Nº	DESIGNACION EQUIPO	COORDENADAS	REFERENCIA
21	TUBERIA DE VAPOR STEAM TURBINE	183.594 158.879	10A/010001
22	CONDENSADOR TUBERIA A VAPOR STEAM TURBINE GENERADOR	183.594 158.901	10A/010001
28A	CONDENSADOR	193.044 154.711	10A/010001
28B	SERVIDOR CONDENSER	175.044 154.711	10A/010001
29A	TORRE DE REFRIGERACION	228.595 129.735	10A/010001
29B	COOLING TOWER	193.859 97.211	10A/010001
29C	BOMBA DE CIRCULACION REFRIGERACION PRINCIPAL	218.871 129.382	10A/010001
30A	CUARTO ELECTRICO BOP	212.375 129.382	10A/010001
30B	BOP ELECTRICAL ROOM	144.494 155.795	-
31	TRANSFORMADOR PRINCIPAL	148.710 138.195	10A/010001
32	AREA DE MANTENIMIENTO DEL GENERADOR	144.494 155.795	10A/010001
33	EDIFICIO DE CONTROL	144.494 155.795	10A/010001
34	BOMBA PASADIZO A CALDERA RECUP.	219.405 208.011	10A/010001
35	WATER FEED WATER PUMPS	217.323 208.011	10A/010001
36	REC.	212.364 208.011	10A/010001
37A	CALDERA REFRIGERACION DE CALOR	243.831 200.000	10A/010001
37B	HRSG	243.831 200.000	10A/010001
37C	AREA DE MANTENIMIENTO DEL GENERADOR	-	SEGUIA PLANO
38A	AREA DE MANTENIMIENTO DEL GENERADOR	197.236 133.733	-
38B	AREA DE MANTENIMIENTO DE TUBERIA DE VAPOR	171.303 153.905	-
39	SI MANTIENE AREA	197.236 133.733	-
40A	GENERADOR	222.347 219.405	10A/010001
40B	GENERATOR	222.347 219.405	10A/010001
41	TUBERIA DE REFRIGERACION DEGENERATOR PUMP	224.932 211.445	10A/010001
42	UNIDAD DE FUGA DE VAPOR LEAK OFF STEAM UNIT	195.528 166.677	10A/010001
43	LEAKING VALVE DE VAPOR	195.433 171.527	10A/010001
44	T 1 EXPANSION CRUCIO CONDENS/REFRIGERACION	195.393 178.854	10A/010001
45A	CONDENSATION/COOLING WATER CIRCULATE	195.294 158.827	10A/010001
45B	BOMBA DE CONDENSADO	195.294 158.827	10A/010001
46	CONDENSATE PUMPS	195.294 158.827	10A/010001
47A	BOMBA DE VACIO	191.543 170.804	10A/010001
47B	VACUUM PUMPS	191.543 170.804	10A/010001
48A	BOMBA AUXILIAR CIRCUITO CONDENS/REFRIGERACION	202.212 141.314	10A/010001
48B	AUXILIARY COOLED CONDENSING WATER PUMPS	202.212 141.314	10A/010001
49	PUMPA DE AGUA DE SERVICIO	197.200 141.485	10A/010001
49B	SERVICE WATER PUMPS (BOILER PUMPS)	197.200 141.485	10A/010001
50	EMPURONADOR CIRCULO CONDENS/REFRIGERACION	198.470 140.815	10A/010001
51	COOLED CONDENSING WATER CIRCULATE	198.470 140.815	10A/010001
52	PARTE DEL SISTEMA DE CONDENSADOR DE VAPOR	198.177 153.028	10A/010001
53	CONDENSER	198.177 153.028	10A/010001
54	PARTE DE SERVIDOR HERMETICO	195.493 167.453	10A/010001
55	HERMETIC SERVER	195.493 167.453	10A/010001
56	PARTE DE AGENTE DE LUBRICACION	175.214 170.823	10A/010001
57	LUBRICATION AGENT	175.214 170.823	10A/010001
58	PARTE DE TUBERIA DE AGUA	193.054 138.195	10A/010001
59	WATER TUBERY PART	193.054 138.195	10A/010001
60	SISTEMA DE SERVIDOR	201.500 201.500	10A/010001
61	SERVER SYSTEM	198.452 219.405	10A/010001
62	COMPRESORES DE AIRE FRIGIFEROS DE COMPRESION	198.590 199.412	10A/010001
63	REFRIGERACION	198.590 199.412	10A/010001
64	REFRIGERATION	198.590 199.412	10A/010001
65	COMPRESOR DE AIRE RECIBIDOR	198.590 199.412	10A/010001
66	RECEIVING AIR COMPRESSOR	198.590 199.412	10A/010001
67	CUARTO DE SERVIDOR Y DISTRIBUCION ELECTRICA A TORRE	217.800 177.700	10A/010001
68	SERVER ROOM AND ELECTRICAL DISTRIBUTION TO TOWER	212.300 212.300	10A/010001
69	PARTE DE SERVIDOR	212.300 212.300	10A/010001
70	SERVER PART	198.138 138.195	10A/010001
71	TRANSFORMADOR AUXILIAR	198.879 138.195	10A/010001
72	AUXILIARY TRANSFORMER	198.879 138.195	10A/010001
73	TRANSFORMADOR SERVIDOR	195.816 159.599	10A/010001
74	SERVER TRANSFORMER	195.816 159.599	10A/010001
75	TRANSFORMADOR SERVIDOR	195.816 159.599	10A/010001
76	SERVER TRANSFORMER	195.816 159.599	10A/010001
77	TRANSFORMADOR SERVIDOR	195.816 159.599	10A/010001
78	SERVER TRANSFORMER	195.816 159.599	10A/010001
79	TRANSFORMADOR SERVIDOR	195.816 159.599	10A/010001
80	SERVER TRANSFORMER	195.816 159.599	10A/010001
81	TRANSFORMADOR SERVIDOR	195.816 159.599	10A/010001
82	SERVER TRANSFORMER	195.816 159.599	10A/010001
83	REOLDO ELECTRICO DE TUBERIA	199.290 171.427	10A/010001
84	ELECTRICAL REWINDING	170.480 138.195	10A/010001
85	TRANSFORMADOR DE EXITACION	195.801 159.798	10A/010001
86	EXCITATION TRANSFORMER	195.801 159.798	10A/010001
87	CUARTO DEL SISTEMA DE EXITACION	195.801 159.798	10A/010001
88	EXCITATION SYSTEM ROOM	200.000 208.142	10A/010001
89	UNIDAD REGULACION DE GAS	200.000 208.142	10A/010001
90	GAS REGULATOR UNIT	200.000 208.142	10A/010001
91	TINDEO PURGAS	238.532 210.307	10A/010001
92	PURGE BLOWDOWN TANK	242.000 242.000	10A/010001
93	BOMBA DE EXTRACCION DE PURGAS	242.000 242.000	10A/010001
94	PURGE EXTRACTION PUMP	242.000 242.000	10A/010001

**NOTAS**

1.- LOS PUNTOS DE REFERENCIA "P-R" IRAN REFERIDOS A LOS EJES DE ORIENTACION Y DE EDIFICIOS EN OBRAS CIVILES IRAN INDICADOS EN COORDENADAS "N" DE NORTE A SUR Y EN COORDENADAS "E" DE ESTE A OESTE.

2.- TUBERIA ENTERRADA MOSTRADA CON PROPOSITO DE INDICAR DE MANERA GENERAL EL ESPACIO REQUERIDO, DEBERA UTILIZARSE LOS PLANOS DE DETALLE CORRESPONDIENTE.

**NOTES**

1.- ALL DISTANCES ARE MEASURED FROM THE REFERENCE AXES 200.200, USING "N" FOR NORTH AND "E" FOR EAST.

2.- UNDERGROUND PIPE IS SHOWN ONLY FOR INFORMATION. DETAILS ARE PROVIDED IN CORRESPONDING DRAWINGS.

**INTERCONEXIONES / TERMINAL POINTS**

LETTER	DESCRIPTION
A	FIRE FIGHTING WATER MAIN (FF)
B	WASTE WATER EFFLUENT BUILDINGS (PLUMBING IN EDIFICIOS)
C	ST TRANSFORMER (TUBERIA A TORRE)
D	DEAN WATER (AGUA TIERNA)
E	WATER EFFLUENT (ACESTOSAS)
F	RAW WATER (AGUA BRUTA)
G	POTABLE WATER (AGUA POTABLE)
H	COOLING TOWER ROUNDWIND (PURGA TORRE)
I	COOLING TOWER MAKE UP (REFRIGERACION TORRE)
J	GAS FUEL (GAS)

Nº	DESIGNACION EQUIPO	COORDENADAS	REFERENCIA
54	SISTEMA DE CONTROL DE EMISIONES (PMSO) CSMS	248.800 191.000	-
60	SISTEMA DE CONTROL DE EMISIONES (PMSO) CSMS (NO INCLUIDO, OUT OF SCOPE)	254.609 227.629	-
61	SISTEMA DE EMISIONES CONDENSADOR CONDENSER LEAKING SYSTEM	198.500 133.437	01PA/00
62	BALSA DE CONDENSADO	240.782 213.007	-
63	TINDEO PURGAS	238.532 245.996	10A/010001
64	BOMBA DE EXTRACCION DE PURGAS	242.010 245.996	10A/010001
65	PURGE EXTRACTION PUMP	242.010 245.996	10A/010001
66	BALSA DE CONDENSADO	240.782 245.996	-
67	CABINA REFRIGERACION CALDERA 11	223.377 214.382	-
68	REFRIGERATION CABINETS	223.377 246.158	-

**idom**

**etevensa endesa**

**duro felguerosa**

**SIEMENS Westinghouse**

PROYECTO: VENTANILLA PLANT EXPANSION 2 x 1 KN STG

PLANO Nº: VEZ-30-DF-AAJB-A-0000

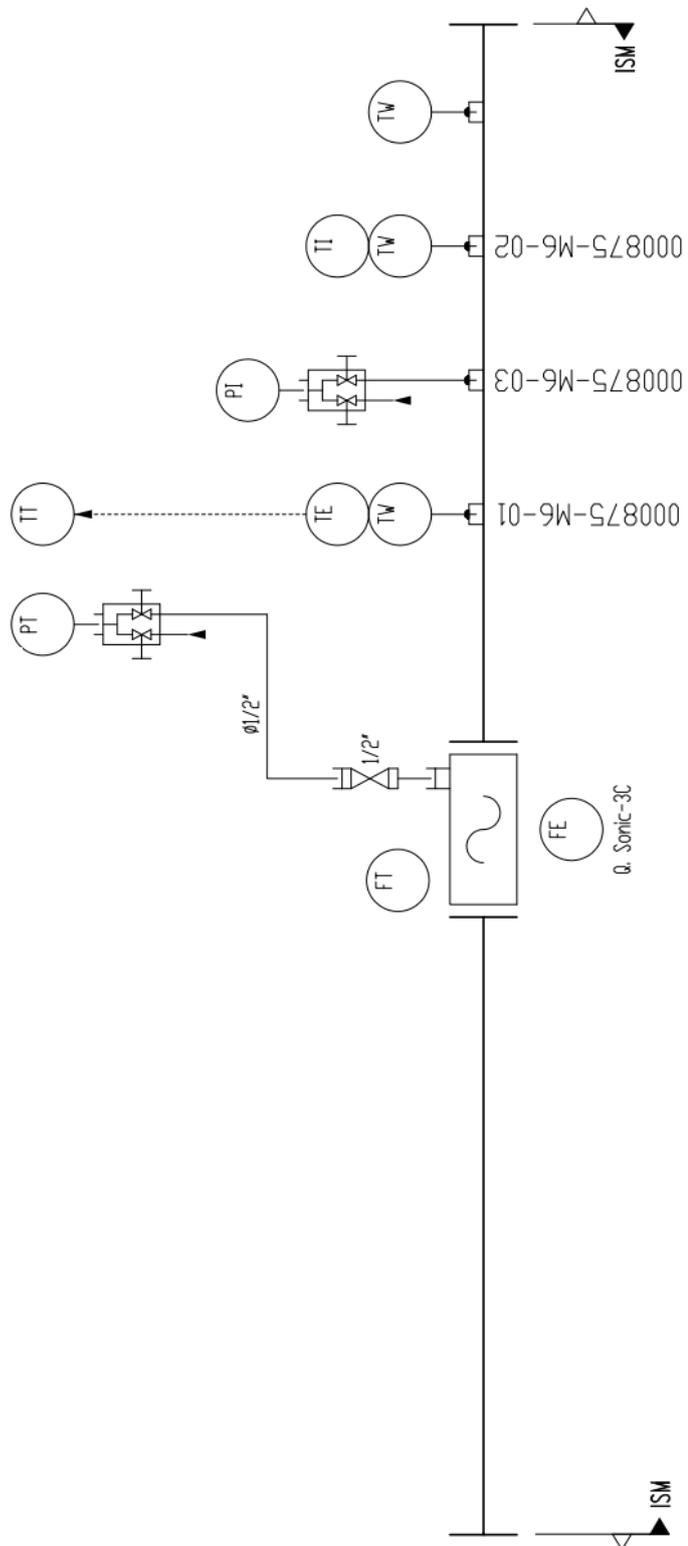
HOGA: DESGANCOR

GENERAL LAYOUT

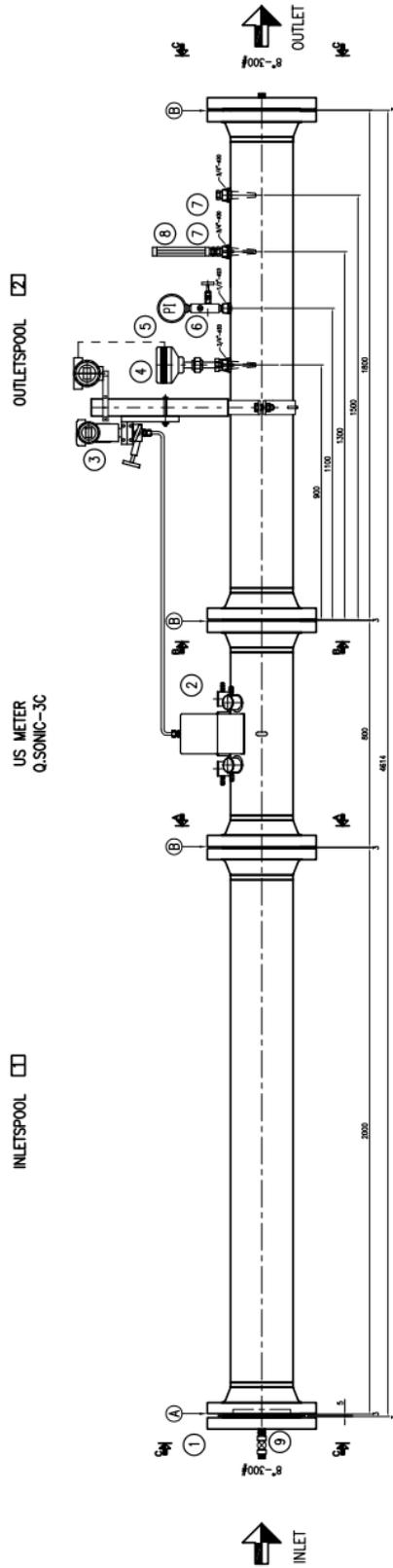
ISSUE: IMPLANTACION EQUIPOS

Scale: A1 1/500

## ANEXO 2: Diagrama P&ID de Sistema de Medición



### ANEXO 3: Diseño de Fabricación Mecánica



## ANEXO 4: Diagrama de Conexionado para el Sistema de Medición

