



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE  
SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TÍTULO**

**Desarrollo de un prototipo automatizado en TÍA portal para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el análisis de variaciones de presión diferencial y la integración de una interfaz HMI con PLC s7-1200**

**AUTOR**

**Gracia Angulo, Anthony Alexander**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Previo a la obtención del grado académico en  
MAGÍSTER EN ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN**

**TUTOR**

**Gamboa Benítez, Silvana del Pilar**

**Santa Elena, Ecuador**

**Año 2026**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**Ing Alicia Andrade Vera, Mgtr.  
COORDINADORA DEL  
PROGRAMA**

---

**Ing. Silvana Gamboa Benitez, Ph.D.  
TUTOR**

---

**Ing. Oscar Gómez Morales, Ph.D  
DOCENTE  
ESPECIALISTA**

---

**Ing. Junior Figueroa Olmedo,  
Mgtr.  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Abg. María Rivera González, Mgtr.  
SECRETARIA GENERAL  
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por GRACIA ANGULO ANTHONY ALEXANDER, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Electrónica y Automatización.

**TUTOR**

---

**Ing. Silvana Gamboa Benitez, Ph.D.**

Santa Elena, 4 de febrero de 2026



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE  
SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO  
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **GRACIA ANGULO ANTHONY ALEXANDER**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, Desarrollo de un prototipo automatizado en TIA portal para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el análisis de variaciones de presión diferencial y la integración de una interfaz HMI con PLC s7-1200, previo a la obtención del título en Magíster en Electrónica y Automatización, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, 4 de febrero de 2026

**EL AUTOR**

---

**Gracia Angulo Anthony Alexander**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO  
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado Desarrollo de un prototipo automatizado en TIA portal para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el análisis de variaciones de presión diferencial y la integración de una interfaz HMI con PLC s7-1200, presentado por el estudiante, Gracia Angulo Anthony Alexander fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 8%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Informe de análisis  
Compilatio Magister | UPSE-ECU

TESIS ANTHONY GRACIA  
ID: 199fd5b42c493d9ded94fe167261a7cd68af657d6

8%  
Textos sospechosos

Nombre del fichero: TESIS ANTHONY GRACIA.bit	Depositante: SILVANA DEL PILAR GAMBOA BENÍTEZ
Tamaño del archivo original: 1,59 MB	Fecha de depósito: 31 de marzo de 2026
Número de palabras: 18.276	Tipo de carga: interface
Número de caracteres: 139630	fecha de fin de análisis: 31 de marzo de 2026

**TUTOR**

---

**Ing. Silvana Del Pilar Gamboa Benítez, Ph.D.**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE  
SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
INSTITUTO DE POSTGRADO  
AUTORIZACIÓN**

**Yo, GRACIA ANGULO ANTHONY ALEXANDER**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de este proyecto de titulación con componentes de investigación aplicada y/o de desarrollo con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este proyecto de titulación con componentes de investigación aplicada y/o de desarrollo dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

Santa Elena, 4 de febrero de 2026

EL AUTOR

---

**Gracia Angulo Anthony Alexander**

# AGRADECIMIENTO

La culminación de este trabajo no habría sido posible sin el apoyo, la guía y el cariño de muchas personas que han acompañado mi camino.

A mis padres, por su amor incondicional, su esfuerzo incansable y por enseñarme con el ejemplo el valor de la perseverancia y la dedicación. A mi madre, por su paciencia y ternura que siempre me sostienen; a mi padre, por su fortaleza y sabiduría que me inspiran a seguir adelante. A la memoria de mi abuelo, cuya presencia y consejos continúan iluminando mi vida y cuyo legado me impulsa a alcanzar cada meta.

Extiendo también mi gratitud a mis docentes y compañeros, quienes con sus enseñanzas, críticas constructivas y compañía enriquecieron este proceso académico. Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que, de manera directa o indirecta, contribuyeron a que este logro se hiciera realidad.

*Anthony Alexander, Gracia Angulo*

## DEDICATORIA

A mis padres, cuyo amor, sacrificio y ejemplo han sido la base firme sobre la cual he construido este camino académico y personal. A mi madre, por su ternura y paciencia infinitas; a mi padre, por su fortaleza y sabiduría que siempre me inspiran. Y, con especial emoción, a la memoria de mi abuelo, cuya presencia, consejos y cariño siguen iluminando mi vida, aunque ya no esté físicamente conmigo. Este logro es también suyo, porque en cada página de esta tesis late la huella de su enseñanza y su amor eterno.

*Anthony Alexander, Gracia*

# ÍNDICE GENERAL

<b>TÍTULO .....</b>	<b>I</b>
<b>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....</b>	<b>II</b>
<b>CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>III</b>
<b>DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....</b>	<b>IV</b>
<b>DECLARO QUE .....</b>	<b>IV</b>
<b>CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....</b>	<b>V</b>
<b>AUTORIZACIÓN.....</b>	<b>VI</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>VII</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>VIII</b>
<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XIV</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XVI</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XVII</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>4</b>
<b>Objetivo General:.....</b>	<b>4</b>
<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>	<b>5</b>
1.1. Revisión de literatura.....	5
1.2. Desarrollo teórico y conceptual .....	6
1.2.1. Evolución de la industria petrolera en el Ecuador .....	6
1.2.2. Transporte del oleoducto transecuatoriano .....	7

1.2.3. Sistemas de detección de fugas.....	7
1.2.4. Tecnologías de detección de fugas en oleoductos .....	8
1.2.4.1. Sensores de emisión acústica.....	8
1.2.4.2. Acelerómetros.....	9
1.2.4.3. Método de fibra óptica.....	9
1.2.4.4. Método de muestreo de vapor .....	9
1.2.4.5. Termografía infrarroja .....	9
1.2.4.6. Radar de penetración terrestre (GPR).....	9
1.2.4.7. Por fluorescencia .....	10
1.2.4.8. Detección capacitiva.....	10
1.2.4.9. Métodos basados en impedancia electromecánica.....	10
1.2.4.10. Inspección visual/biológica.....	10
1.2.4.11. Métodos basados en visión.....	11
1.2.4.12. Balance de masa-volumen .....	11
1.2.4.13 Onda de presión negativa (NPW).....	11
1.2.4.14. Análisis de puntos de presión .....	11
1.2.4.15 Procesamiento de señales digitales .....	11
1.2.4.16. Modelado dinámico.....	12
1.2.4.17. Estimadores u observadores de estado .....	12
1.2.5. La Automatización industrial aplicada en oleoductos .....	12
1.2.5. Controlador Industrial PLC S7-1200.....	12
1.2.6. Industria 4.0.....	13
1.2.6.1. Características de la industria 4.0 .....	13
1.2.7. Protocolos de comunicación industrial .....	14
1.2.7.1. Protocolo TCP/IP .....	14
1.2.8. Tía Portal como plataforma de programación .....	14
<b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA .....</b>	<b>15</b>
2.1. Contexto de la investigación.....	15
2.1.1. Análisis del entorno del sistema .....	16
2.1.2. Condiciones de operación estable.....	18
2.1.3. Condiciones de operación al instante en que se produce la fuga.....	20

2.1.4 Propuesta del modelo de detección de fugas y diagnóstico, partiendo de valores reales.....	22
2.1.4.1. Método por diferencial de presión ( $\Delta P$ ) .....	23
2.1.4.2. Monitoreo de datos (condiciones de validez del diagnóstico) .....	24
2.1.4.3. Evaluación de presión en varios puntos .....	25
2.1.4.4. Detección de fuga (considerando sensores de presión) .....	25
2.1.4.5. Detección de fuga .....	25
2.2. Planificación e implementación del funcionamiento del prototipo .....	30
2.2.1. Factibilidad técnica.....	31
Protocolo de comunicación.....	32
PLC Siemens S7-1200.....	32
Interfaz Humano Máquina.....	33
2.2.2. Factibilidad Económica .....	33
2.3. METODOLOGÍA.....	35
2.4.1. Resultados esperados.....	36
2.5. Solución de la propuesta.....	36
2.5.2. Elementos físicos.....	37
Controlador Lógico Programable Siemens S7-1200 .....	37
Sensores.....	39
Sensores de presión .....	39
Caudalímetro .....	40
2.5.3 Elementos lógicos.....	41
Tía Portal .....	42
Lenguaje de Programación SCL.....	43
2.5.4. Diseño de la propuesta.....	44
2.5.4.1. Diagrama de procesos de la propuesta.....	45
2.5.4.2. Programación Ladder en PLC S7-1200 para cada estación .....	46
2.5.4.3 Interfaz de HMI.....	47
2.5.4.4. Estado de alarma.....	48
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>49</b>
3.1. Resultados esperados de la simulación en condiciones sin fuga .....	49

3.2. Resultados esperados de la simulación en condiciones sin fuga .....	50
3.3. Resultados de esperados de la simulación en condiciones “Fuga Súbita” .....	57
3.4. Análisis de los tres escenarios .....	61
<b>CONCLUSIONES</b> .....	62
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	64
<b>REFERENCIAS</b> .....	66
<b>ANEXOS</b> .....	69

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Tipos de fugas en oleoductos .....	22
<b>Tabla 2</b> Costos de equipos tecnológicos.....	36
<b>Tabla 3</b> Costos de elementos de software y librerías.....	36
<b>Tabla 4</b> Dispositivos del prototipo .....	39
<b>Tabla 5</b> Especificaciones técnicas del PLC .....	40
<b>Tabla 6</b> Valores de simulación por el método de presión diferencial “Sin fuga” .....	52
<b>Tabla 7</b> Simulaciones de “Fuga gradual” .....	56
<b>Tabla 8</b> Simulación de “Fuga súbita” .....	60

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Esquema de clasificación de tipos de fuga en oleoductos .....	9
<b>Figura 2</b> Estaciones de bombeo de oleoducto .....	19
<b>Figura 3</b> Sistema de detección de fugas .....	20
<b>Figura 4</b> Condiciones normales de operación de presión y flujo .....	21
<b>Figura 5</b> Proceso sistemático de detección de fugas .....	25
<b>Figura 6</b> Fuga gradual en estación 2. ....	28
<b>Figura 7</b> Fuga gradual estación 4.....	29
<b>Figura 8</b> Fuga crítica de estación 1 .....	30
<b>Figura 9</b> Fuga crítica en la estación 3 .....	30
<b>Figura 10</b> Comportamiento de la planta al detectar fugas.....	31
<b>Figura 11</b> Comunicación entre equipos .....	34
<b>Figura 12</b> PLC Siemens .....	35
<b>Figura 13</b> Estructura de comunicación del PLC .....	39
<b>Figura 14</b> Sensor de presión Rosemount .....	42
<b>Figura 15</b> Caudalímetro Rosemount.....	42
<b>Figura 16</b> TIA Portal.....	44
<b>Figura 17</b> Structured Control Language .....	45
<b>Figura 18</b> Diagrama de procesos para la detección de fugas .....	47
<b>Figura 19</b> Programación en lenguaje Ladder para supervisión de fugas por estación ...	48
<b>Figura 20</b> Interfaz Humano Máquina del prototipo HMI.....	49
<b>Figura 21</b> Precisión en simulación “Sin fuga” .....	54
<b>Figura 22</b> Presión nominal vs presión real en condiciones de “Fuga gradual” .....	58
<b>Figura 23</b> Análisis de precisión en condiciones de “Fuga súbita” .....	62

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1</b> Ecuación de carga hidráulica .....	21
<b>Ecuación 2</b> Ecuación de presión diferencial.....	25
<b>Ecuación 3</b> Ecuación de criterio de normalidad .....	26
<b>Ecuación 4</b> Ecuación básica de fuga .....	27
<b>Ecuación 5</b> Ecuación de detección de fuga basada en el error relativo .....	45

## RESUMEN

La tesis propuesta aborda el desarrollo de un prototipo automatizado para la detección temprana de fugas en oleoductos mediante el análisis de variaciones de presión diferencial, integrando tecnologías de automatización industrial modernas como TIA Portal, PLC Siemens S7-1200 y HMI, se identifican brechas en la capacidad de monitoreo tradicional, que limita la detección oportuna de fugas, proponiendo un sistema que utiliza sensores de presión y un sistema PLC para monitorear, controlar y automatizar el proceso en tiempo real, mejorando la precisión y eficiencia operativa; validando el prototipo a través de simulaciones controladas, comparando datos reales y simulados. Además, se integra con servicios en la nube para análisis remoto y se asegura un mantenimiento preventivo eficiente mejorando la seguridad industrial y la sostenibilidad, reduciendo riesgos económicos y ambientales, con especial énfasis en la optimización de recursos

**Palabras clave:** fugas, detección, presión.

## ABSTRACT

*This thesis addresses the development of an automated prototype for the early detection of leaks in oil pipelines through the analysis of differential pressure variations; integrating modern industrial automation technologies such as TIA Portal, Siemens S7-1200 PLC, and HMI, it identifies gaps in traditional monitoring capabilities that limit the timely detection of leaks; this work investigation proposes a system that uses pressure sensors and a PLC to monitor, control, and automate the process in real time, improving accuracy and operational efficiency; the prototype is validated through controlled simulations, comparing real and simulated data, furthermore, it integrates with cloud services for remote analysis and ensures efficient preventive maintenance, improving industrial safety and sustainability, and reducing economic and environmental risks, with a special emphasis on resource optimization.*

**Keywords:** *leaks, detection, pressure.*

# INTRODUCCIÓN

El transporte de fluidos a través de ductos constituye uno de los métodos más utilizados en la industria para la distribución de hidrocarburos, agua y otros productos energético, sin embargo, la ocurrencia de fugas en estos sistemas representa un problema crítico debido a los riesgos asociados a pérdidas económicas, impactos ambientales y posibles incidentes de seguridad industrial, en este contexto, la implementación de tecnologías de monitoreo y control automatizado se ha convertido en una necesidad fundamental para mejorar la detección temprana de anomalías en los sistemas de transporte de fluidos.

En los últimos años, el avance de la automatización industrial y de los sistemas de supervisión ha permitido integrar sensores, controladores programables y plataformas de visualización para mejorar la gestión de procesos industriales; tanto su uso como interfaces HMI y redes de comunicación industrial basadas en TCP/IP han facilitado el desarrollo de sistemas inteligentes capaces de procesar información en tiempo real y generar alertas ante condiciones operativas anómalas, dentro de este escenario, los métodos de detección de fugas basados en el análisis de variaciones de presión diferencial y comportamiento hidráulico de los ductos han demostrado ser una alternativa viable para identificar eventos de fuga de forma oportuna.

A partir de esta problemática, la presente investigación propone el desarrollo de un prototipo automatizado para la detección temprana de fugas en ductos mediante el análisis de variaciones de presión diferencial, integrando tecnologías de automatización industrial basadas en PLC Siemens, programación en TIA Portal y sistemas de visualización HMI, teniendo como objetivo principal de este estudio diseñar e implementar un sistema de monitoreo capaz de procesar variables del proceso, analizar desviaciones respecto a valores nominales y generar alarmas que permitan identificar condiciones asociadas a posibles fugas en el sistema.

El alcance del trabajo se centra en el diseño, modelado y validación de un prototipo en un entorno controlado de simulación, permitiendo evaluar el comportamiento del algoritmo de detección y la interacción entre los distintos componentes del sistema de automatización posibilitando el análisis del desempeño del

sistema sin intervenir directamente en una infraestructura industrial real, garantizando la repetibilidad de los experimentos y la seguridad de las pruebas realizadas.

La hipótesis que sustenta esta investigación plantea que la implementación de un sistema automatizado basado en el análisis de presión diferencial, integrado con tecnologías de control industrial y comunicación digital, permite mejorar la detección temprana de fugas en sistemas de transporte de fluidos, contribuyendo a una gestión más eficiente de la seguridad operativa y del mantenimiento de infraestructuras industriales.

Desde el punto de vista social, este trabajo contribuye a la reducción de riesgos ambientales derivados de derrames de fluidos, así como a la mejora de la seguridad en instalaciones industriales, en el ámbito profesional, aporta una propuesta tecnológica basada en herramientas ampliamente utilizadas en la industria de la automatización, lo que facilita su posible implementación en sistemas reales y finalmente, desde una perspectiva científica, la investigación aporta un enfoque aplicado que integra conceptos de instrumentación, control industrial, procesamiento de señales y monitoreo de procesos.

El presente documento se estructura de la siguiente manera: en el Capítulo I se presenta el marco teórico que sustenta la investigación, abordando los fundamentos de la detección de fugas, los sistemas de automatización industrial y las tecnologías de comunicación utilizadas. El Capítulo II describe la metodología de investigación, el enfoque metodológico y el diseño del prototipo propuesto. En el Capítulo III se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones y pruebas realizadas, así como su análisis y discusión. Finalmente, en el Capítulo IV se exponen las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio

### **Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)**

En la actualidad existen brechas en cuanto capacidad para identificar problemas y mantenimiento preventivo de fugas, la formación del recurso humano en términos de tecnologías con la inclusión de nuevas plataformas operativas como por ejemplo TIA Portal, conocimiento sobre manejo de software de programación, integración y administración de equipos de campo como sensores, actuadores; el problema de tecnologías tradicionales ineficientes de monitoreo continuo en tramos reducidos que

restringen la detección de fugas tempranas requiere de monitoreo, control y automatización en tiempo real las fugas en tramos reducidos en oleoductos con una plataforma que integre equipos tecnológicos permitiendo corregir los eventos anómalos de fugas actualmente.

La iniciativa de esta propuesta se fundamenta en aprovechar herramientas de automatización industrial modernas orientadas al incremento de eficiencia operativa, precisión en el monitoreo mediante sensores de fuga en oleoducto y la capacidad ágil de tiempos de respuesta ante fallas con alarmas dando una solución enfocada en detección inteligente, integración de equipos lógicos programables, interfaces humanos – máquina y demás en una sola plataforma que mejora los procesos.

La solución planteada se justifica en la integración de sensores que detectan las fugas controladas desde un PLC supervisadas en plataformas centralizadas que mejoran la precisión y monitoreo dando rapidez en tiempos de respuesta con alertas oportunas, lo que ha demostrado mantenimiento preventivo con mayor eficiencia reduciendo inspecciones manuales optimizando recursos técnicos y humanos, fortaleciendo capacidades operativas que contribuyen a minimizar pérdidas y riesgos alineados a estándares modernos de seguridad y sostenibilidad en el medio ambiente

### **Formulación del problema de investigación**

¿Cómo el desarrollo de un prototipo automatizado en TIA Portal para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el análisis de variaciones de presión diferencial y la integración de una interfaz HMI con PLC S7-1200 puede mitigar las pérdidas de petróleo en tramos cortos mediante alertas tempranas y rapidez en tiempos de respuesta?

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General:**

Desarrollar un prototipo automatizado, para la detección temprana de fugas en oleoductos mediante el análisis de variaciones de presión diferencial en TIA Portal.

### **Objetivos Específicos:**

- Determinar los requisitos físicos y lógicos necesarios para la construcción del prototipo.
- Diseñar e integrar los algoritmos con los equipos y plataformas tecnológicas para monitoreo de fugas.
- Validar las pruebas del prototipo basado en las variaciones de presión.

## **HIPÓTESIS**

H1: La implementación de un prototipo automatizado en TIA Portal, basado en el análisis de variaciones de presión diferencial e integrado con un PLC S7-1200 y una interfaz HMI, mejora la detección temprana de fugas en oleoductos en tramos reducidos, en términos de precisión y tiempo de detección.

H2: La integración de sensores, PLC y HMI para el monitoreo y control en tiempo real reduce significativamente el tiempo de respuesta ante eventos de fuga, así como las pérdidas económicas y el impacto ambiental asociados.

# CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

## 1.1. Revisión de literatura

En el mundo existe diversidad de reservas petroleras con grandes yacimientos siendo Ecuador un país geoestratégico, Petroecuador (2015) expone al sistema del petróleo como un grupo de componentes geológicos y procesos de obtención que van desde la roca madre, migración, reserva de elementos hidrocarburíferos que forman parte de la extracción con el uso de maquinaria subterránea para la extracción, transporte y almacenamiento del crudo, los primeros yacimientos fueron descubiertos por los indígenas de las costa sur ecuatoriana en lo que hoy es la provincia de Santa Elena, en una estructura geológica arenisca de edad neogénica, se encontraban trampas petrolíferas de fallas estratigráficas y en la región de la Amazonía también se encontraron cuencas subandinas con mayor complejidad situadas entre las cordilleras de los Andes y los escudos guayanes brasileño (Petroecuador, 2015).

La explotación petrolera en el Ecuador se ejecuta en la península de Santa Elena y en la Amazonía ecuatoriana, los primeros indicios de petróleo se encuentran a mediados del siglo XIX en tal razón Larrea (2022) expone que por los años 1972 este país se convierte en territorio petrolero con explotaciones que ofrecieron un crecimiento económico rápido con beneficios sociales; se ejecuta desde sistemas de potencia, rotación, izado y levantamiento de cargas, circulación de fluidos, prevención de explosión reventamiento hasta la era actual que incluyen sistemas automatizados de robótica e inteligencia artificial que reflejen eficiencia en el trabajo de los equipos y que significativamente generen ahorros potenciales de tiempo por alrededor de 40 días de operación comparándose con otros sistemas (Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, 2020).

Dentro del proceso de explotación del petróleo se pueden presentar eventos anormales o hallazgos dentro de los oleoductos como derrames que pueden ocurrir en el mar, ríos, zonas terrestres; siendo de carácter accidental, por error humano, fallas en equipos o desastres naturales, de este modo Ordoñez et al., (2022) indican en su documento de investigación sobre derrame de petróleo que alrededor de 35mil millones de galones se transportan en barcos y que casi la tercera parte de este valor se derraman accidentalmente.

Grandes países de administración petrolera tienen una estructura por tuberías por donde se transporta el crudo con una longitud de 3350000 km, en esa distancia se pueden presentar diferentes fallas afectando la producción inicial del oleoducto, las operaciones estables y envejecimiento de los ductos aumentando significativamente el aumento de fugas, lo que afecta el funcionamiento normal del paso del producto y también a la economía (Hongfang et al., 2020); mencionando al Ecuador con el impacto económico que el petróleo ha tenido y las actividades que se ejecutan entorno a este recurso se ha visto afectado el medio ambiente con la presencia de derrames por fugas o extracciones ilícitas que pueden originarse en operaciones de exploración, extracción, producción, refinación, transporte y comercialización, por esta razón se aplican medidas de contención en los campos petroleros, medidas que minimizan las consecuencias de derrame del hidrocarburo; estas técnicas de contención no actúan sobre el elemento, sino que buscan el aislamiento con el suelo para prevenir su expansión entre estas se determinan barreras verticales, desviación de tierra, zanjas de intercepción, barreras absorbentes terrestres, sellado profundo, entre otras como las más convencionales (Guerrero E., 2023).

Trabajos de investigación como el de Jácome (2022) en donde manifiesta la implementación del control mediante lógica junto con “máquinas de estado” y Simulink de Matlab para monitorear el transporte del crudo y poder ejecutar una toma oportuna de decisiones ante la presencia de eventuales fugas y Suárez & Solorzano (2025) en referencia a pérdidas de petróleo por diferentes causas que afectan directamente la economía del país evalúan la detección de fugas en los ductos de transporte con el uso de la tecnología mediante el Atmos Wave como el más confiable para la zona determinada de investigación.

## **1.2. Desarrollo teórico y conceptual**

### **1.2.1. Evolución de la industria petrolera en el Ecuador**

En el Ecuador el primer pozo petrolero se descubrió en la provincia de Santa Elena en Ancón por la empresa petrolera Anglo concentrándose la explotación del crudo en los años 1928 y 1959 y a finales de la década de los 50 los campos petroleros instalados no obtuvieron los resultados propuestos y para 1967 esta empresa declara agotados los yacimientos por lo tanto el país dejó de exportar crudo alrededor de los años 1960 a

1971, más adelante el consorcio Texaco – Gulf encuentra los primero pozo en la región amazónica en Lago Agrio con una producción inicial de 2640 barriles diarios con las nuevas reservas el ex presidente de la república Velasco Ibarra inicia las normativas de revisión de concesiones petroleras en la Ley de Hidrocarburos el 27 de septiembre de 1971 en su administración declarando al país con riqueza petrolera como patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado (El Comercio, 2012).

El petróleo en nuestro país en los últimos 33 años se ha convertido en una de las principales fuentes de economía generando impacto positivo en la socioeconomía denominando la época del año de 1970 como el “Boom petrolero” dado que para este año el crudo representó el 18.4% hasta 62% en todas las exportaciones hasta 1974, para los años 2018 y 2020 el petróleo y su exportación representan el 28% del total de ingresos para el gobierno.

### **1.2.2. Transporte del oleoducto transecuatoriano**

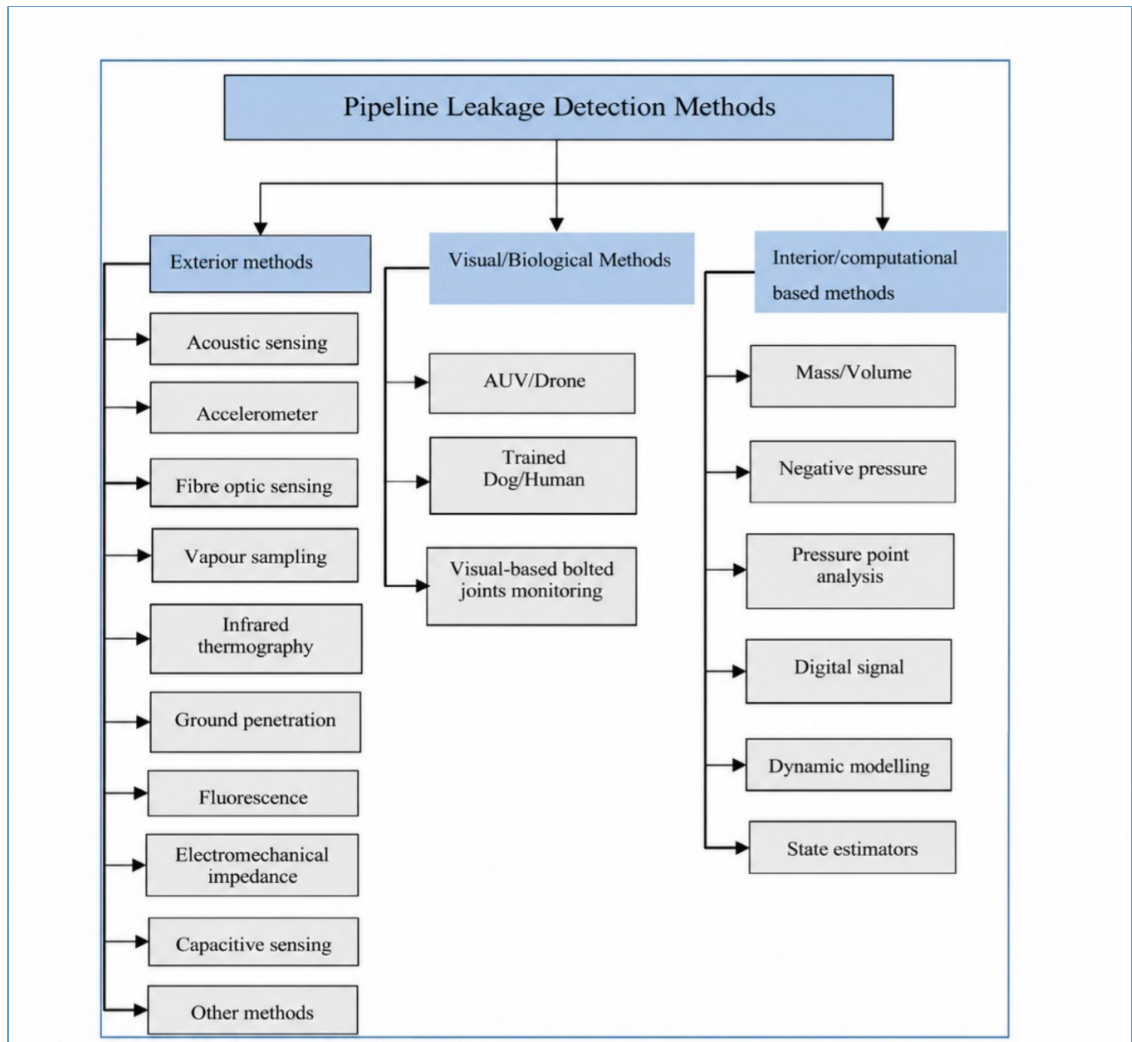
Inaugurado el 26 de junio de 1972, catalogado como el principal sistema de transporte de crudo de los campos petroleros de la Amazonía, tiene una longitud de 497.7 kilómetros, lleva el petróleo oriente de densidad liviana desde 11 bloques de EP Petroecuador y 15 de compañías privadas (Petroecuador, 2024).

### **1.2.3. Sistemas de detección de fugas**

Naga y otros (2022) explican que existen varios métodos de detección de fugas utilizados hasta la actualidad, algunos incluyen la monitorización del caudal, análisis de puntos de presión, por onda de presión negativa, detección distribuida por fibra óptica, detección acústica el modelado transitorio en tiempo real, la simulación de modelos, las cámaras infrarrojas y los sistemas lidar, estos métodos se pueden clasificar en métodos externos, métodos internos/computacionales y métodos visuales/de inspección.

**Figura 1**

Esquema de clasificación de tipos de fuga en oleoductos.



Nota: (Adegboye et al., 2019).

#### **1.2.4. Tecnologías de detección de fugas en oleoductos**

Adegboye et al., (2019) en su trabajo de investigación sobre avances recientes en tecnologías de monitoreo de ductos y detección de fugas de petróleo menciona las siguientes tecnologías para detección de fugas:

##### **1.2.4.1. Sensores de emisión acústica**

Detecta fugas a partir de las ondas elásticas o vibraciones generadas cuando el fluido escapa a presión desde la tubería, su principal fortaleza radica en la detección temprana y la posibilidad de localización mediante el análisis del desfase temporal entre señales

captadas por dos sensores. Sin embargo, su desempeño puede verse afectado por el ruido de fondo, lo que exige técnicas avanzadas de procesamiento de señales

#### **1.2.4.2. Acelerómetros**

Se emplean para medir vibraciones mecánicas de baja frecuencia en la superficie o carcasa de la tubería. Son útiles como complemento de los métodos acústicos, especialmente en la detección de eventos de fuga en válvulas y uniones.

Su ventaja principal es la sensibilidad a vibraciones estructurales, aunque su efectividad depende de una correcta ubicación y del tratamiento del ruido.

#### **1.2.4.3. Método de fibra óptica**

Se emplean para medir vibraciones mecánicas de baja frecuencia en la superficie o carcasa de la tubería, son útiles como complemento de los métodos acústicos, especialmente en la detección de eventos de fuga en válvulas y uniones, tiene como ventaja principal la sensibilidad a vibraciones estructurales, aunque su efectividad depende de una correcta ubicación y del tratamiento del ruido.

#### **1.2.4.4. Método de muestreo de vapor**

Identifica fugas mediante la medición de la concentración de vapores de hidrocarburos en el entorno de la tubería, presenta buena capacidad para detectar pequeñas fugas, incluso en sistemas multifásicos, pero su principal debilidad es el tiempo de respuesta, que puede ir de horas a días.

#### **1.2.4.5. Termografía infrarroja**

Se basa en la captación de imágenes térmicas para identificar anomalías de temperatura producidas por la descarga de hidrocarburos, es una técnica sin contacto, no invasiva y de respuesta rápida, muy útil para monitoreo en tiempo real; no obstante, el costo de las cámaras de alta resolución es elevado y la detección de fugas muy pequeñas sigue siendo un reto.

#### **1.2.4.6. Radar de penetración terrestre (GPR)**

El GPR utiliza ondas electromagnéticas para identificar cambios en las propiedades del subsuelo que podrían indicar la presencia de fugas o tuberías enterradas., es una herramienta no destructiva y de alta resolución, especialmente útil en ductos subterráneos. Su desempeño se reduce en suelos con alta conductividad, ruido ambiental

o coberturas complejas como concreto.

#### **1.2.4.7. Por fluorescencia**

Consiste en excitar moléculas del hidrocarburo mediante una fuente de luz específica para detectar la fluorescencia emitida, tiene alta capacidad de cobertura espacial y resulta útil en monitoreo submarino; sin embargo, su confiabilidad puede disminuir en aguas turbias o cuando la visibilidad del entorno es limitada.

#### **1.2.4.8. Detección capacitiva**

Mide cambios en la constante dieléctrica del medio alrededor del sensor, aprovechando la diferencia entre agua e hidrocarburos, es utilizado principalmente en tuberías submarinas y ambientes locales; su principal limitación es que requiere contacto directo con el fluido fugado, lo que puede generar falsas alarmas o pérdida de sensibilidad si el derrame se desplaza por flotabilidad.

#### **1.2.4.9. Métodos basados en impedancia electromecánica**

Utilizan transductores piezoeléctricos para detectar cambios en la impedancia mecánica estructural de la tubería causados por defectos o fugas, su ventaja es que un solo transductor puede actuar como sensor y actuador; no obstante, su aplicación en ambientes de alta temperatura es compleja debido a las limitaciones térmicas del material piezoeléctrico.

#### **1.2.4.10. Inspección visual/biológica**

Comprende la detección de fugas mediante personal entrenado, perros, helicópteros, drones, ROV, AUV o pigging inteligente; su ventaja es la observación directa del entorno y la posibilidad de detectar signos visibles o auditivos de fuga; sin embargo, depende de la frecuencia de inspección, la experiencia del operador y las condiciones del entorno, por lo que no siempre ofrece detección continua.

#### **1.2.4.11. Métodos basados en visión**

Se utilizan cámaras y algoritmos de procesamiento de imágenes para identificar anomalías visuales, como aflojamiento de pernos, fisuras o cambios en conexiones bridadas

Sn útiles para inspección estructural y monitoreo localizado, pero requieren buena calidad de imagen y, en muchos casos, entrenamiento previo del sistema de reconocimiento.

#### **1.2.4.12. Balance de masa-volumen**

Compara el caudal de entrada y salida de una sección de tubería bajo el principio de conservación de masa, si existe una diferencia significativa entre ambos, se infiere la presencia de una fuga; es una técnica simple y ampliamente utilizada, aunque su precisión puede verse afectada por la incertidumbre instrumental y no localiza fácilmente el punto de fuga.

##### **1.2.4.1.3 Onda de presión negativa (NPW)**

Se basa en la generación de una onda de presión negativa cuando ocurre una fuga repentina.

Midiendo el tiempo de llegada de la onda a diferentes sensores, es posible detectar y estimar la localización de la fuga, es un método rápido y de bajo requerimiento de hardware, aunque presenta dificultades frente a fugas pequeñas y puede generar falsas alarmas si no se filtra adecuadamente el ruido.

#### **1.2.4.14. Análisis de puntos de presión**

Este enfoque analiza estadísticamente las presiones medidas en diferentes puntos de la tubería y compara los nuevos valores con tendencias previas o umbrales definidos. Es una técnica rápida y de bajo costo, útil incluso para pequeñas fugas, pero es sensible a transitorios operativos, como apertura y cierre de válvulas.

#### **1.2.4.15 Procesamiento de señales digitales**

Consiste en adquirir señales de presión o caudal y procesarlas mediante herramientas como FFT, wavelets, correlación cruzada, filtros Kalman o análisis espectral; su fortaleza es la capacidad de extraer firmas de fuga incluso en señales

complejas. Sin embargo, requiere buena calidad de datos, preprocesamiento robusto y una red de sensores adecuada para cubrir el sistema.

#### **1.2.4.16. Modelado dinámico**

Este método formula un modelo matemático del comportamiento hidráulico de la tubería, basado en ecuaciones de conservación de masa, energía, momento y estado del fluido, la fuga se detecta al comparar los valores simulados con los valores medidos del proceso.

Es una técnica muy sensible y poderosa, pero también una de las más complejas en formulación, calibración y costo computacional.

#### **1.2.4.17. Estimadores u observadores de estado**

Son métodos basados en modelos dinámicos auxiliares que permiten estimar variables internas no medidas del proceso y detectar desviaciones asociadas a fugas. Incluyen observadores de Luenberger, filtros Kalman, observadores de modo deslizante y enfoques híbridos, la ventaja que presenta es la alta capacidad de diagnóstico, aunque su implementación exige modelos precisos y una mayor carga computacional.

### **1.2.5. La Automatización industrial aplicada en oleoductos**

Pallarés (2015) indica que existen muchas razones por las cuales la aplicación de la automatización integran un medio para suplantar de una u otra manera el recurso humano dado que muchas veces no se encuentra la mano de obra requerida, esto ha hecho que la tecnología avanzada lleve a niveles óptimos en conceptos de funciones y costos, por esta razón nuevos métodos de sistema de control frente a medios convencionales muestran ventajas sobre rapidez, precisión y con disponibilidad sin embargo existe una brecha en la capacidad de interactuar entre el humano y la máquina por condiciones de adaptabilidad en situaciones diversas (pág. 100).

#### **1.2.5. Controlador Industrial PLC S7-1200**

Este controlador compacto, potente y flexible, ideal para diversas aplicaciones de automatización. Incorpora en una sola unidad CPU, fuente de alimentación, entradas/salidas, y comunicación TCP/IP; permite ejecutar lógica compleja como conteos, temporizaciones, funciones matemáticas y control de movimiento, su puerto PROFINET integrado permite comunicación con otros dispositivos inteligentes y,

además, es compatible con módulos de comunicación adicionales como PROFIBUS, GPRS, LTE, MODBUS, entre otros.

En el contexto de esta investigación el PLC constituye una plataforma adecuada para pruebas de detección temprana de fugas en oleoductos mediante presión diferencial procesando datos industriales con señales que provienen de sensores de presión y caudal ejecutando algoritmos de detección en el entorno de TIA Portal mediante comunicación industrial TCP/IP que facilita la integración de HMI, SCADA y dispositivos de monitoreo remoto para transmitir datos y supervisión correcta (Martin et al., 2021)..

#### **1.2.6. Industria 4.0**

Tigre y Zumba, (2022) indican que la industria 4.0 se contextualiza como un paradigma de organización y gestión de los procesos productivos basado en la digitalización e interconexión de los sistemas que conforman la cadena de valor; un concepto ampliamente difundido en el contexto europeo, también se asocia con términos como “fábrica inteligente” (Smart Factory) o “internet industrial”, los cuales destacan la incorporación de tecnologías avanzadas de información y comunicación en los entornos industriales, este enfoque impulsa la transformación digital de los procesos productivos mediante el uso de sistemas inteligentes, plataformas de software y herramientas de gestión de datos que permiten optimizar la toma de decisiones y mejorar la eficiencia operativa

##### **1.2.6.1. Características de la industria 4.0**

La Industria 4.0 se define en tres características importantes:

- ✓ Permite la conexión entre los diferentes niveles de la planta industrial, desde los dispositivos de campo y sistemas de control hasta los sistemas de gestión empresarial, facilitando una respuesta rápida y eficiente ante cambios en la producción (Tigre y Zumba, 2022)
- ✓ Se basa en la interconexión de empresas, proveedores, distribuidores y clientes a través de redes digitales, permitiendo el intercambio de información y la coordinación de procesos a lo largo de toda la cadena de suministro (Tigre y Zumba, 2022).

### **1.2.7. Protocolos de comunicación industrial**

Se definen como el conjunto de normas y procedimientos que permiten el intercambio de información entre dos o más dispositivos dentro de un sistema de comunicación, utilizando señales físicas para la transmisión de datos; a lo largo del tiempo, la comunicación ha evolucionado desde formas primitivas utilizadas por los seres humanos hasta complejas redes tecnológicas como la telefonía y el internet (Logicbus, 2019).

En el ámbito industrial, el avance de la automatización ha impulsado el desarrollo de protocolos de comunicación que facilitan la interconexión entre sensores, actuadores y sistemas de control, permitiendo la transmisión de datos entre los instrumentos de campo y las plataformas de supervisión.

#### **1.2.7.1. Protocolo TCP/IP**

Para aprovechar los protocolos de comunicación en un entorno industrial se evalúan ventajas funcionales y de seguridad. Logicbus, (2019) indica que el protocolo EtherNet/IP es una tecnología de comunicación industrial basada en la arquitectura TCP/IP y Ethernet, diseñada para mejorar la transmisión de información en sistemas de automatización, este protocolo permite integrar dispositivos de control, sensores y actuadores dentro de una misma red industrial, utilizando infraestructuras y tecnologías estándar ampliamente utilizadas en redes informáticas; de esta manera, EtherNet/IP facilita la comunicación y el acceso a dispositivos de automatización desde el nivel de planta hasta las redes empresariales, proporcionando una arquitectura de comunicación eficiente, interoperable y escalable para los sistemas de control industrial.

### **1.2.8. Tía Portal como plataforma de programación**

Esta plataforma integra accesos sin restricciones a un amplio conjunto de servicios de automatización digitalizada para operaciones transparentes, entre ellas la simulación, esta tecnología permite realizar configuraciones, programación, la visualización de dispositivos como PLCs, HMI, etc. TIA Portal integra programas de Siemens y WinCC (Siemens, 2025).

## CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

### 2.1. Contexto de la investigación

La presente investigación se desarrolla bajo un entorno de simulación controlado, orientado al diseño, implementación y validación de un prototipo automatizado para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el análisis de variaciones de presión diferencial, empleando la plataforma TIA Portal y un PLC Siemens S7-1200 integrado con una interfaz HMI, permitiendo reproducir de manera segura y sistemática el comportamiento dinámico del sistema hidráulico, sin intervenir sobre una infraestructura física real.

El método parte de la premisa de que el fluido transportado corresponde a un líquido, y que el sistema simulado opera inicialmente en condiciones de régimen estable, caracterizadas por valores nominales de presión y caudal previamente definidos en el modelo; bajo estas condiciones, las variables del proceso permanecen dentro de rangos operativos normales hasta la ocurrencia de un evento simulado de fuga, el cual induce un estado transitorio reflejado en variaciones anómalas de presión diferencial a lo largo del oleoducto virtual.

Para la detección de dichas anomalías, se considera un modelo hidráulico simplificado del oleoducto, en el cual parámetros como el diámetro interno, la rugosidad del ducto, la viscosidad del fluido y la longitud del tramo monitoreado se asumen constantes dentro del entorno simulado, así estos parámetros permiten representar de forma controlada las pérdidas de carga y el comportamiento dinámico de la presión, facilitando el análisis del efecto que produce una fuga sobre el sistema.

Dado que los modelos analíticos tradicionales presentan una alta sensibilidad a variaciones paramétricas, el método planteado adopta un enfoque basado en el análisis estadístico y lógico de múltiples mediciones de presión diferencial, generadas por sensores virtuales distribuidos estratégicamente a lo largo del oleoducto simulado; aquellas señales obtenidas son adquiridas y procesadas en tiempo real por el PLC Siemens S7-1200, donde se ejecutan rutinas de filtrado y evaluación de umbrales, permitiendo identificar desviaciones significativas respecto al comportamiento normal del sistema.

La lógica de detección de fugas se implementa íntegramente en TIA Portal, integrando bloques de función que comparan las variaciones de presión diferencial en distintos puntos del sistema, con el objetivo de reconocer patrones característicos asociados a eventos de fuga, los resultados del análisis son presentados al operador a través de una interfaz HMI, diseñada para la visualización de variables críticas, estados operativos y alarmas, facilitando la supervisión del sistema y la toma de decisiones oportunas.

El empleo de un entorno de simulación controlado garantiza la repetitividad de los experimentos, la seguridad del proceso y el control sistemático de las variables involucradas, lo que permite realizar una evaluación objetiva, consistente y reproducible del comportamiento del prototipo automatizado bajo distintos escenarios operativos y condiciones de fuga simuladas, en este contexto, se ejecutan pruebas controladas de operación normal y de fugas de diferente magnitud y localización, evaluando el desempeño del sistema en términos de sensibilidad, tiempo de respuesta y confiabilidad; los resultados obtenidos en la fase de simulación constituyen la base para la validación del prototipo y el análisis posterior, demostrando la viabilidad técnica del enfoque propuesto como una herramienta efectiva para la detección temprana de fugas en oleoductos, mediante el uso de tecnologías de automatización industrial y supervisión HMI.

### **2.1.1. Análisis del entorno del sistema**

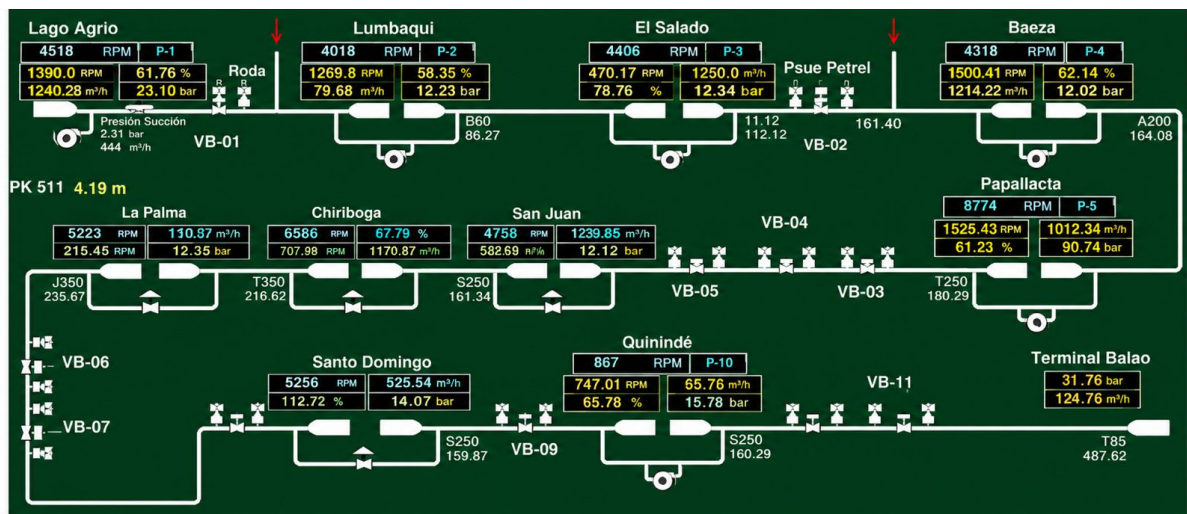
Un oleoducto es un sistema hidráulico diseñado para el transporte continuo de fluidos líquidos a lo largo de extensos tramos y a través de diferencias significativas de nivel, cuyo funcionamiento se sustenta en estaciones de bombeo capaces de generar las presiones necesarias para compensar las pérdidas de carga y las variaciones topográficas entre el punto de origen y el punto de destino, la operación del sistema se rige por parámetros operativos definidos por la estación de bombeo asociada, los cuales establecen los rangos de presión que garantizan la estabilidad hidráulica y la continuidad del proceso.

En el contexto de la presente investigación, se considera que el oleoducto opera inicialmente bajo condiciones de régimen estable, entendidas como el estado en el cual la presión de entrada y la presión de salida se mantienen dentro de los umbrales

operativos establecidos, dichos umbrales delimitan el rango normal de funcionamiento del sistema y constituyen la referencia base para la identificación de comportamientos anómalos potencialmente asociados a eventos de fuga, en el contexto real se evidencia cada una de las estaciones como demuestra en la **Figura 2**, en donde se reflejan cada uno de los valores de presión en las mismas.

**Figura 2**

Estaciones de bombeo de oleoducto.

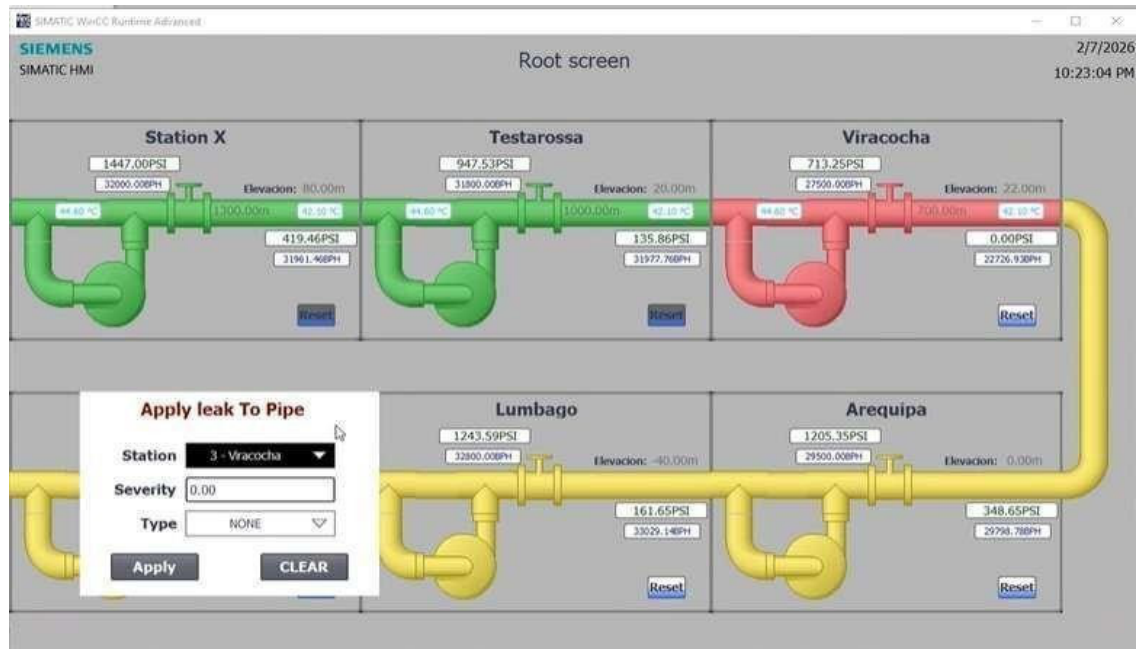


Nota: (Petroecuador, 2024).

Bajo este régimen, las variables hidráulicas del sistema simulado presentan un comportamiento predecible y consistente en el tiempo, sin embargo ante la ocurrencia de una fuga, el sistema experimenta un estado transitorio, caracterizado por una alteración del equilibrio de presiones, manifestada principalmente mediante variaciones significativas de la presión diferencial entre distintos puntos del oleoducto como se observa en la **Figura 3**, siendo esta variación el indicador principal para la detección temprana de fugas en el método propuesto; las señales generadas son adquiridas y procesadas en tiempo real por un PLC Siemens S7-1200, utilizando la plataforma TIA Portal, en la cual se ejecutan los algoritmos de supervisión y análisis de presión diferencial a través de la interfaz HMI, facilitando la supervisión del sistema y apoyando la toma de decisiones oportuna por parte del operador.

**Figura 3**

Sistema de detección de fugas.



Nota: Alteración del equilibrio de presión ante fuga aplicado a una estación Viracocha diseñado en TIA Portal. Elaborado por el autor.

### 2.1.2. Condiciones de operación estable

Con el objetivo de garantizar el flujo continuo del tramo en las estaciones de bombeo relacionadas con el oleoducto se incrementa de manera controlada la presión desde el ingreso, esto es necesario para vencer inconvenientes originados por elevaciones topográficas del recorrido o pérdidas que se producen por fricción del fluido con las paredes de la tubería, lo que asegura la estabilidad hidráulica del sistema.

En las prácticas hidrocarburíferos en Ecuador la operación mencionada en el párrafo anterior se regula por el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferos y disposiciones técnicas emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), las cuales establecen que las presiones de operación deben mantenerse dentro de los límites de diseño y seguridad del sistema, en concordancia con normas técnicas internacionales como ANSI/ASME B31.4, aplicables al transporte de líquidos, de esta manera las presiones de bombeo suelen ubicarse en rangos comprendidos entre aproximadamente 600 psi y 1350 psi, pudiendo superar los 1000 psi dependiendo del

tipo de crudo, su grado API, la viscosidad y el tramo específico del oleoducto, estos valores se mantienen siempre por debajo de la Máxima Presión de Operación Permitida (MAOP), con el fin de evitar condiciones de sobrepresión que comprometan la integridad estructural del sistema.

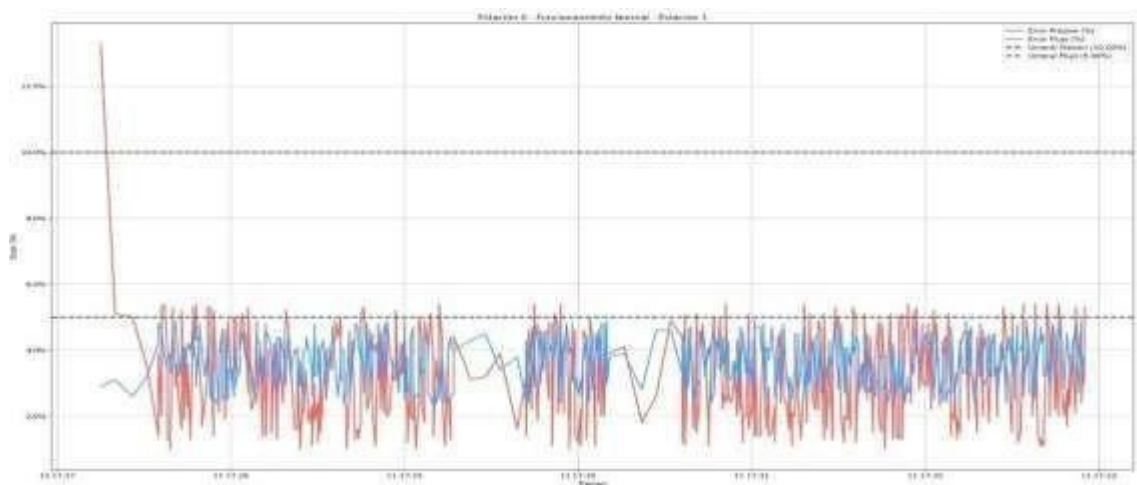
Para evaluar si el sistema presenta estabilidad en su comportamiento se aplica el análisis de la carga hidráulica total que comprende la suma de la carga de presión y la carga de elevación en cada punto del oleoducto representándole aritméticamente mediante la ecuación 1 de carga hidráulica total:

$$H_i = h_i + \frac{P_i}{\gamma} = h_i + \frac{P_i}{\rho g} \quad (1)$$

Esos valores representan  $H_i$  la carga hidráulica total en el punto  $i$ ,  $h_i$  la elevación geométrica,  $P_i$  la presión estática,  $\gamma$  el peso específico del fluido,  $\rho$  su densidad y  $g$  la aceleración de la gravedad, esta expresión permite determinar gráficamente la carga hidráulica a lo largo del eje longitudinal del ducto para obtener la línea del gradiente hidráulico bajo condiciones de operación estable demostrado en un comportamiento lineal.

#### Figura 4

Condiciones normales de operación de presión y flujo.



Nota: Ruido normal del sistema en condiciones de operación estable. Elaborado por el autor.

En la **Figura 4** se muestra el comportamiento temporal del error relativo de presión y flujo durante condiciones normales de operación, al estabilizarse, ambas variables se mantienen dentro de los rangos esperados y por debajo de los umbrales de alarma definidos, evidenciando un régimen estacionario estable, este comportamiento confirma que las fluctuaciones observadas corresponden a variaciones normales del sistema y no a eventos anómalos, estableciendo así la línea base necesaria para la calibración y validación del algoritmo de detección temprana de fugas.

### **2.1.3. Condiciones de operación al instante en que se produce la fuga**

La ocurrencia de una fuga en un oleoducto, ya sea producto de una falla estructural, corrosión, fisura o intervención externa no autorizada, provoca una alteración inmediata del equilibrio hidráulico del sistema, modificando las condiciones normales de presión y caudal a lo largo del ducto, desde el punto de vista físico, este evento genera un estado transitorio, en el cual las variables hidráulicas dejan de cumplir el comportamiento estable previamente caracterizado.

Es necesario considerar diversos tipos de fuga que se clasifican de acuerdo con su duración y magnitud como se detalla en la **Tabla 1**; para poder analizar el impacto sobre las señales de presión diferencial que se emplean en detecciones tempranas:

**Tabla 1**

Tipos de fugas en oleoductos.

<b>Tipos de fugas</b>	<b>Características</b>
<b>Permanentes</b>	Estructurales del ducto, en las cuales el flujo de escape se mantiene aproximadamente constante en el tiempo.
<b>Transitorias</b>	Vinculadas a extracciones ilegales de combustible, donde el flujo de escape ocurre en intervalos limitados y posteriormente se interrumpe.

<b>De baja magnitud</b>	Su influencia sobre el sistema gradual y puede resultar difícil de distinguir de perturbaciones operativas normales.
<b>De alta magnitud</b>	Generan cambios abruptos e identificables en las variables hidráulicas.

Nota: Tipos de fugas clasificadas por duración y magnitud. Elaborado por el autor.

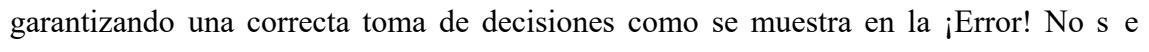
Cuando se produce una fuga, el caudal aguas arriba del punto de fuga tiende a incrementarse, mientras que el caudal aguas abajo disminuye, como consecuencia directa de la pérdida de fluido en el sistema, este fenómeno se manifiesta inicialmente en la ubicación de la fuga y se propaga progresivamente a lo largo del ducto, alcanzando los diferentes puntos de medición con un retardo temporal  $\Delta t$ , el cual depende de la velocidad del flujo y de la distancia entre el punto de fuga y los extremos del tramo considerado.

Un comportamiento análogo se observa en las señales de presión ya que en el punto de fuga, la presión del fluido tiende a igualarse con la presión externa, generalmente atmosférica, provocando una caída abrupta de presión, esta perturbación se propaga en ambas direcciones a lo largo del ducto en forma de una onda de presión negativa, fenómeno ampliamente documentado en la literatura sobre transitorios hidráulicos en tuberías presurizadas, la velocidad de propagación de esta onda de presión es del mismo orden de magnitud que la velocidad del sonido en el medio y se encuentra relacionada con la compresibilidad del fluido y las características mecánicas del ducto; en consecuencia, la variación de presión registrada en otros puntos del sistema se presenta con un retardo temporal  $\Delta t$ , cuya medición resulta fundamental para el análisis del evento y potencialmente, para la estimación de la ubicación de la fuga.

En el caso de fugas permanentes, el sistema alcanza un nuevo estado de equilibrio hidráulico, caracterizado por presiones y caudales distintos a los valores nominales de operación, por el contrario, en fugas de corta duración, como las asociadas a perforaciones clandestinas, el flujo de escape se interrumpe antes de que el sistema logre estabilizarse completamente, en estos escenarios, las presiones pueden no alcanzar un nuevo régimen estacionario, retornando posteriormente a los valores originales de

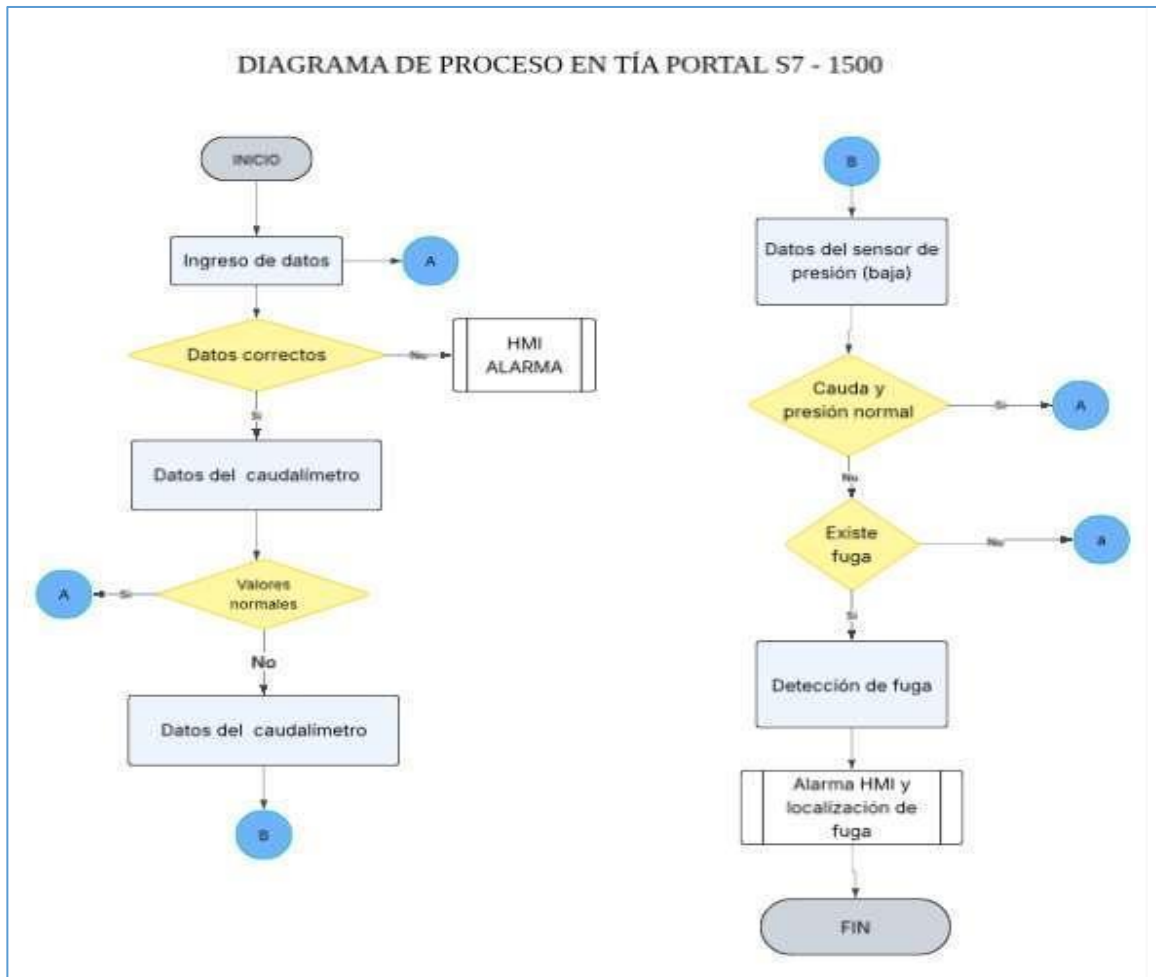
operación, sin embargo, incluso en estos casos, la perturbación de presión se origina de forma inmediata en el punto de fuga y se propaga a lo largo del ducto, generando una fuga transitoria detectable.

#### **2.1.4 Propuesta del modelo de detección de fugas y diagnóstico, partiendo de valores reales.**

El proceso requerido para la detección y diagnóstico de fugas en el oleoducto requiere de validación y modelado sistemático gestione la información de manera integral garantizando una correcta toma de decisiones como se muestra en la . casi la propuesta se contextualiza en el análisis de datos de presión diferencial obtenidos en tiempo real siendo parte principal de la variable de identificación de eventos que se asocian a fugas.

**Figura 5**

Proceso sistemático de detección de fugas



Nota: Diagrama de procesos para la detección de fugas por caudal y presión. Elaborado por el autor.

#### 2.1.4.1. Método por diferencial de presión ( $\Delta P$ )

Este prototipo no considera exclusivamente el caudal, sino la diferencia hidráulica expresada como presión diferencial entre puntos de los oleoductos en un entorno simulado de entrada y salida o en tramos intermedios:

$$\Delta P(t) = P_{\text{entrada}}(t - \tau) - P_{\text{salida}}(t) \quad (2)$$

En la ecuación 2  $\tau$  representa el retardo del sistema (asociado a dinámica hidráulica y adquisición).

**Criterio de normalidad:** en operación estable,  $\Delta P$  se mantiene dentro de una banda admisible definida por la estación de bombeo (umbrales de operación) y por la variabilidad esperable del proceso (ruido de sensor, cambios térmicos y variaciones hidráulicas simuladas).

La ecuación 3 indica que no se declara evento si:

$$|\Delta P(t) - \bar{\Delta P}| \leq \Delta P_{umbral} \quad (3)$$

**Condición de alarma temprana:** Si la desviación supera un umbral durante un tiempo mínimo (ventana temporal o N muestras consecutivas), el PLC genera prealarma y activa la lógica de confirmación (bloques siguientes), esto reduce falsas alarmas debidas a transitorios de bombeo.

#### 2.1.4.2. Monitoreo de datos (condiciones de validez del diagnóstico)

El monitoreo representa datos en condiciones operativas que determinan si el sistema está en un estado correcto para evaluar las fugas de confiabilidad, considerando:

- **Propósito:** evitar diagnosticar fugas cuando el sistema está en un transitorio permitido (arranque/paro de bomba, cambio de setpoint, cambios simulados de propiedades del fluido).
- **Variables empleadas:** estado de estación de bombeo (ON/OFF), setpoint de presión, indicador de cambio de régimen  $\frac{dP}{dt}$  y condición de estabilidad.
- **Regla operativa:** solo se habilita la detección por  $\Delta P$  cuando:
  - ✓ El sistema está en **modo estable** por  $\frac{dP}{dt}$  bajo y variación pequeña por determinado de número de muestras), o
  - ✓ El transitorio está identificado y etiquetado como “normal” (evento operativo, no fuga).

Como los parámetros expuestos el diagrama de **Figura 5** (para estado correcto) corresponde a la evaluación caudal y presión para la detección de fugas.

#### 2.1.4.3. Evaluación de presión en varios puntos

Ha sido necesario incluir el análisis o evaluación por presiones absolutas considerando al menos dos puntos entrada/salida integrando:

- **Criterio:** en donde se compara la presión actual en base a la operación de estable:  $P_i(t) < P_{i, \min}$ ; y la tendencia decreciente persistente
- **Persistencia temporal:** en donde la condición debe de mantenerse por lo menos en cinco intervalos de muestreo.
- **Confirmación multipunto:** exigiendo que la caída aparezca en dos o más puntos, lo cual es consistente en la propagación de la fuga transitoria.

#### 2.1.4.4. Detección de fuga (considerando sensores de presión)

Al encontrar una fuga el sistema la localiza aplicando el método de onda de presión negativa, aplicando:

- **Principio:** la fuga genera una perturbación que incide en la velocidad  $a$  que equivale a la celeridad de la onda.
- **Estimación básica:** se disponen de dos sensores a una distancia determinada, y la diferencia de tiempos de llegada  $\Delta t$  permite estimar la posición aproximada  $x$  respecto a un extremo aplicando, lo que se muestra en la ecuación 4:

$$x = \frac{L + a\Delta t}{2} \quad (4)$$

- **Implementación:** al instante de la detección de cambio (timestamp) cuando la presión cruza el umbral en cada sensor: se ejecuta el cálculo en el PLC, se visualiza en HMI como la zona estimada y se genera la alarma en el lugar que se da la fuga.

#### 2.1.4.5. Detección de fuga

Es necesario identificar la realidad del evento integrando la evidencia de  $\Delta P$ , presiones y su dinámica temporal incorporando tipos de fuga:

✓ **Fugas graduales:** se presentan en una tasa de cambio lenta y progresiva en la magnitud del error, se representan en la **Figura 6** y **Figura 7** en donde el análisis de sus curvas demuestra:

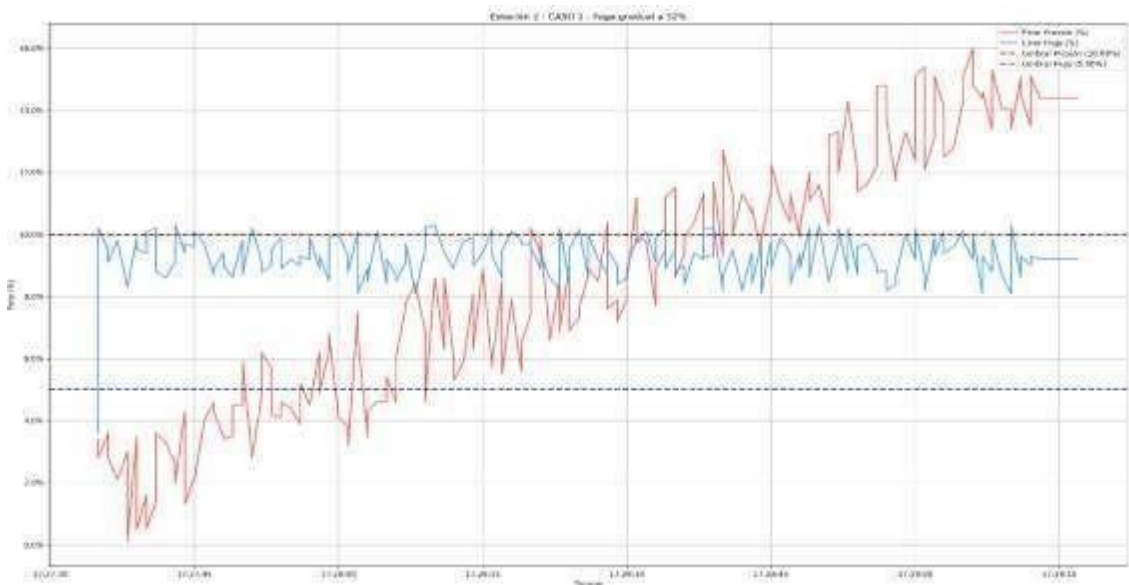
- Curvas con pendiente moderada.
- El crecimiento del desbalance ocurre de manera sostenida.
- El error aumenta progresivamente hasta superar el umbral.

Estos eventos proporcionan un comportamiento coherente con mediante aperturas parciales, deterioros progresivos o pérdidas pequeñas que se incrementan con el tiempo, físicamente se evidencia que:

- La presión puede ajustarse con mayor lentitud debido a la compresibilidad del fluido.
- El flujo tiende a evidenciar primero el desbalance acumulado.
- El estado estacionario posterior no se alcanza simultáneamente en ambas variables.

**Figura 6**

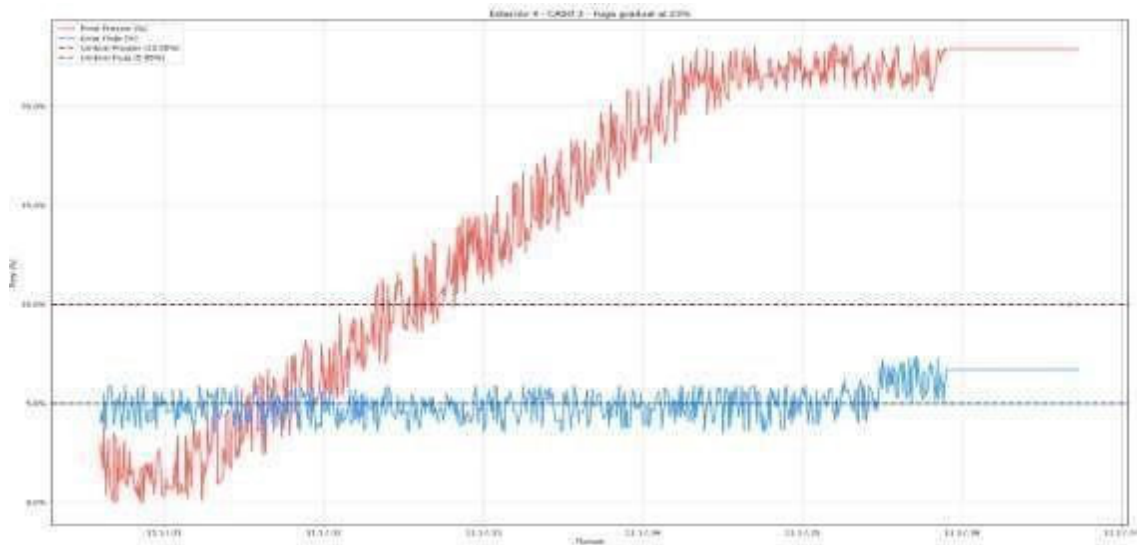
Fuga gradual en estación 2.



Nota: Fuga gradual con severidad al 32% . Elaborado por el autor.

## Figura 7

Fuga gradual estación 4



Nota: Fuga gradual del 23%. Elaborado por el autor.

✓ **Fugas súbitas o críticas:** se caracterizan por un cambio abrupto en la magnitud del error tanto en presión como en flujo, de esta manera en las **Figura 8** y **Figura 9** en el análisis de las curvas se observa que:

- El incremento del error ocurre en un intervalo aproximado de 3 segundos.
- La pendiente de la señal (derivada temporal) es elevada.
- El sistema supera rápidamente los umbrales configurados.

El comportamiento es consistente con eventos de ruptura súbita o apertura abrupta, donde el desbalance hidráulico se genera de manera casi instantánea.

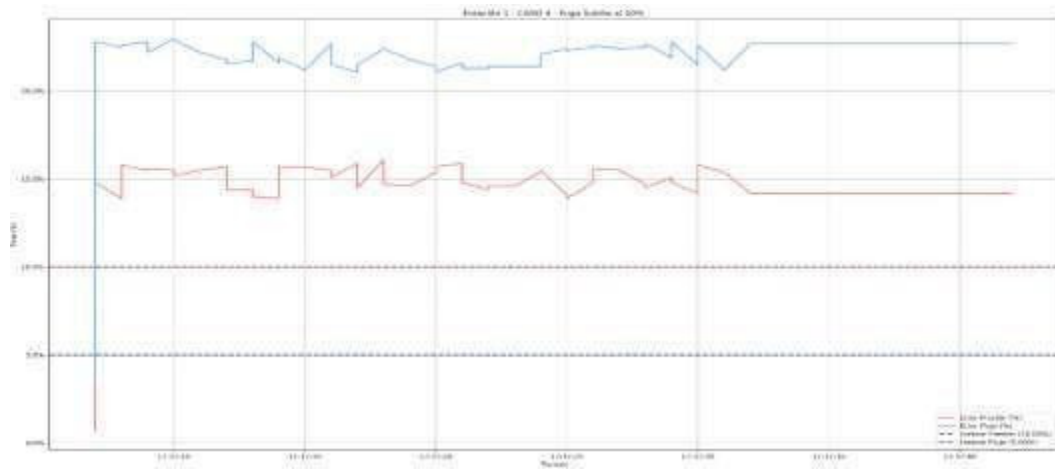
Posterior a la detección, el sistema entra en condición de protección, estabilizando las señales en valores constantes cuando se produce el paro manual, este periodo corresponde al tiempo muerto operativo, durante el cual el sistema permanece fuera de servicio hasta su reinicio, en términos dinámicos:

- La tasa de cambio es alta.
- La magnitud del error aumenta bruscamente.

- La detección ocurre de forma casi inmediata.

### Figura 8

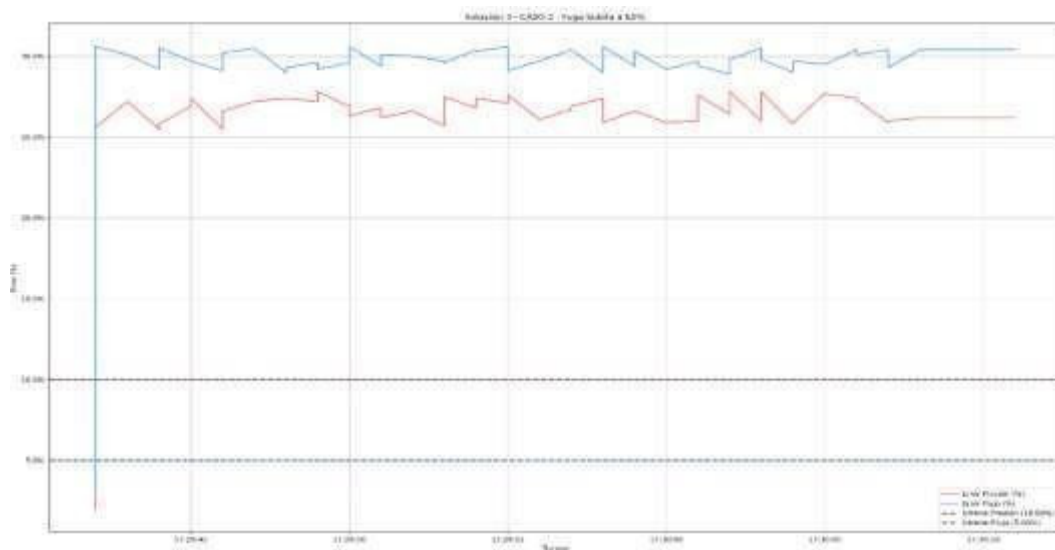
Fuga crítica de estación 1



Nota: Fuga crítica en la estación 4 con severidad del 50%. Elaborado por el autor.

### Figura 9

Fuga crítica en la estación 3

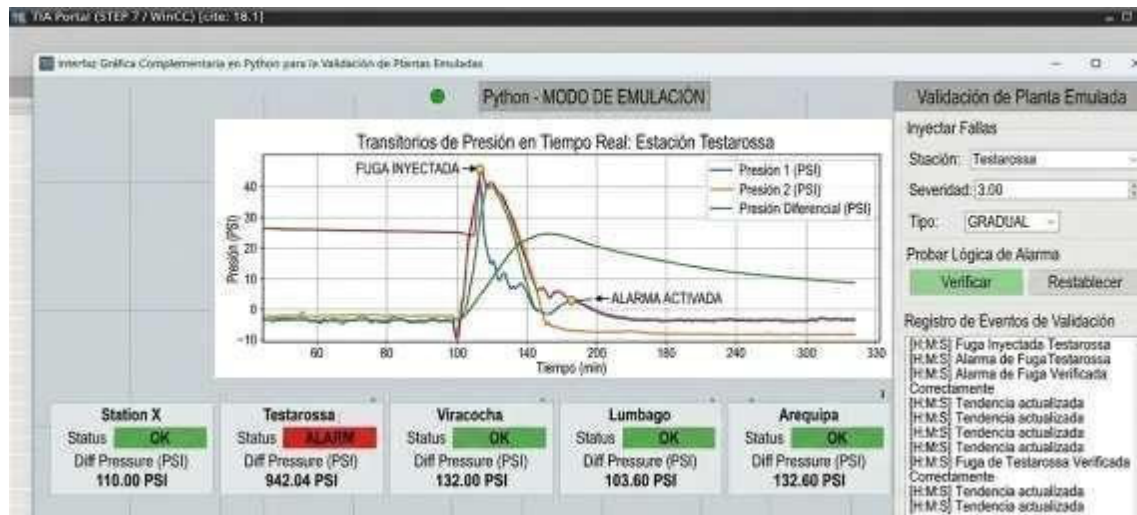


Nota: Fuga crítica en la estación 4 con severidad del 65%. Elaborado por el autor.

## 2.1.4.6. Supervisión de la planta emulada en Python para la validación de detección de fugas

Figura 10

Comportamiento de la planta al detectar fugas.



Nota: Comportamiento de la planta durante la detección de fugas en la estación Testarossa emulada en Python. Elaborada por el autor.

La visualización del comportamiento de la planta emulada en Python, se desarrolló una interfaz gráfica de usuario orientada a la supervisión en tiempo real del sistema de detección de fugas observada en la **Figura 10**, diseñada para representar de manera integrada el comportamiento hidráulico de las estaciones simuladas facilitando la interpretación de eventos anómalos asociados a fugas en el oleoducto emulado.

La interfaz presenta como elemento central una gráfica de transitorios de presión en tiempo real, correspondiente a la estación Testarossa, donde se observan las señales de presión1, Presión 2 y diferencial de presión; en esta representación se identifica claramente el instante de inyección de la fuga “Leak Injected” y, posteriormente, el momento en que el sistema confirma la condición anómala generando la alarma de detección “Alarm Triggered”, esta visualización permite verificar que el algoritmo implementado responde a la alteración de la presión diferencial provocada por la fuga simulada.

De manera complementaria, la interfaz incluye un panel inferior de monitoreo por estación: Estación X, Testarossa, Viracocha, Lumbago y Arequipa, en el cual se presenta el estado operativo de cada una y el valor de presión diferencial asociado; para el caso mostrado, la estación Testarossa aparece en condición de “ALARM”, mientras las demás estaciones permanecen en estado normal, lo cual confirma la capacidad del sistema para localizar y discriminar el punto donde se produce el evento de fuga.

En el panel lateral derecho se dispone de un módulo de inyección de fallas, donde se seleccionan parámetros como estación, severidad y tipo de fuga.

## **2.2. Planificación e implementación del funcionamiento del prototipo**

El desarrollo e implementación del prototipo de detección temprana y localización de fugas en oleoductos se estructura a partir del diseño, simulación e integración de un sistema de monitoreo en tiempo real, basado en el análisis de variaciones de presión diferencial, utilizando la plataforma TIA Portal, un PLC Siemens S7-1200 y una interfaz HMI, proceso que implica la adquisición continua de datos provenientes de sensores de presión virtuales, su validación, procesamiento y visualización, con el objetivo de identificar de manera oportuna condiciones anómalas asociadas a eventos de fuga.

Dado que el sistema propuesto se desarrolla en un entorno de simulación controlado, la planificación contempla la reproducción de condiciones representativas de operación real de oleoductos, permitiendo evaluar el desempeño del prototipo bajo escenarios de régimen estable, transitorios operativos y distintos tipos de fuga, la arquitectura del sistema se fundamentó en principios de automatización industrial y en prácticas reconocidas para la detección computacional de fugas, garantizando la coherencia técnica y la validez metodológica del modelo, lo que se expone a continuación:

- Monitoreo computacional de tuberías para líquidos API RP 1130 como referente técnico para el diseño, implementación, prueba y operación de sistemas de detección de fugas (Leak Detection Systems, LDS) basados en métodos algorítmicos, esta práctica clasifica los LDS en sistemas internos y sistemas externos, esta propuesta se incluye dentro de sistemas internos empleando variables como presión y presión diferencia para detectar fugas sin la necesidad de aumentar sensores.

- La norma ISA-101 que norma el diseño de interfaces HMI centradas en el operador presentando la información con claridad, jerarquía visual, reducción de carga cognitiva en TIA Portal garantizando que las alarmas, variables críticas y estados operativos del sistema sean presentados de forma clara, coherente y consistente con el nivel de criticidad de cada evento de forma temprana.
- La norma ISO 9241-210:2019 que rige con principios de diseño centrado en el usuario, promoviendo el desarrollo de sistemas interactivos eficaces, seguros y fáciles de usar.
- La norma IEC 62682 para gestión de alarmas en sistemas industriales aplicando directrices para el diseño e implementación de sistemas de alarmas seguros y efectivos que para el caso del prototipo se asocian con el evento “fugas”.

### **2.2.1. Factibilidad técnica**

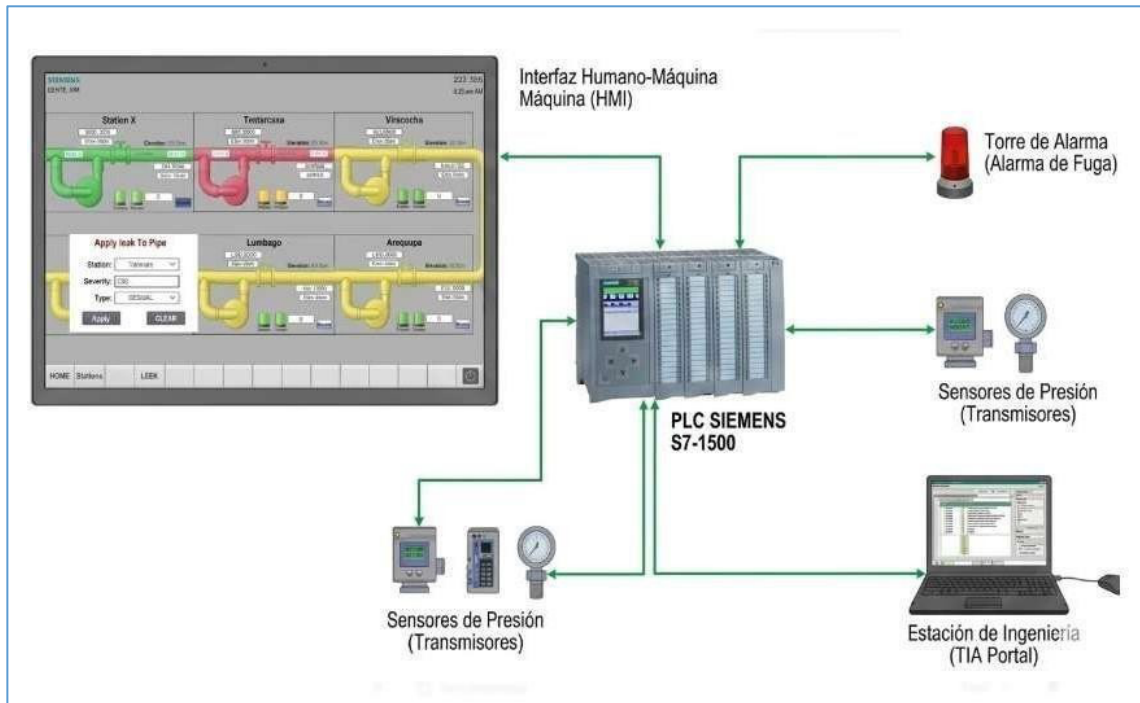
Con el propósito de evaluar la viabilidad técnica del desarrollo del prototipo se considera la disponibilidad y compatibilidad de las tecnologías seleccionadas, así como también el cumplimiento de las directrices dadas por las normas técnicas y de seguridad industrial, garantizando la operación confiable del sistema en tiempo real dentro de un entorno de simulación controlado.

#### **Protocolo de comunicación**

La arquitectura de comunicación del prototipo se fundamenta en PROFINET, protocolo industrial basado en Ethernet, ampliamente utilizado en entornos de automatización para la interconexión de PLC, HMI y dispositivos de campo, permitiendo una transmisión de datos confiable y de baja latencia, característica esencial para la detección de transitorios de presión asociados a eventos de fuga como se muestra en la **Figura 11**

**Figura 11**

Comunicación entre equipos.



Nota: Sistema de detección de fugas. (Gemini, 2026).

### **PLC Siemens S7-1200**

Este PLC ofrece capacidades avanzadas de procesamiento, diagnóstico y comunicación, adecuadas para la ejecución de algoritmos de análisis de presión diferencial y para la gestión de alarmas en aplicaciones críticas, su programación y configuración se realiza mediante TIA Portal, entorno integrado que permite desarrollar de forma coherente la lógica de control, la adquisición de datos, la comunicación industrial y la interfaz HMI.

**Figura 12**

PLC Siemens



Nota: Controlador lógico programable. Fuente (Ingel-Pro, 2025).

### **Interfaz Humano Máquina**

El diseño integra dentro de TIA Portal, cumpliendo criterios de usabilidad, claridad y jerarquización de información, en concordancia con normas como ISA-101, ISO 9241-210 e IEC 62682, la interfaz permite visualizar en tiempo real las presiones medidas, la presión diferencial calculada, los estados operativos del sistema y las alarmas generadas ante la detección de fugas, facilitando la supervisión y la toma de decisiones.

### **Seguridad en el contexto del entorno simulado**

En este aspecto la factibilidad técnica se contextualiza en la validación lógica de control, los algoritmos de detección y la interfaz HMI sin comprometer la parte real permitiendo verificar el cumplimiento de las normativas de seguridad aplicables a sistemas automáticos industriales y evaluando su desempeño en diferentes entornos simulados.

#### **2.2.2. Factibilidad Económica**

Se detalla a continuación el análisis de viabilidad económica mediante la valoración de costos relacionados a los dispositivos utilizados en un proyecto real

**Tabla 2**

Costos de equipos tecnológicos

<b>DISPOSITIVO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANTI DAD</b>	<b>PRECIO USD</b>	<b>TOTAL USD</b>
<b>PLC Siemens S7-1200 CPU 1511</b>	Controlador lógico principal	1	1.850	1.850
<b>Módulo entradas analógicas SM 531</b>	Lectura señales presión simuladas	1	620	620
<b>Fuente alimentación SITOP</b>	Alimentación sistema	1	210	210
<b>Licencia TIA Portal Professional</b>	Software programación PLC + HMI	1	2.300	2.300
<b>WinCC Runtime Advanced</b>	Visualización HMI	1	950	950
<b>PC Industrial / Estación Ingeniería</b>	Simulación + monitoreo	1	1.400	1.400
<b>Cableado y accesorios</b>	Conectividad	1	150	150
<b>Total</b>				7.480

Nota: Elaborado por el autor.

En este proyecto al ser un prototipo en entorno simulado no se consideran elementos físicos, sin embargo, es propio considerar la equivalencia de los costos del software y librerías:

**Tabla 3**

Costos de elementos de software y librerías.

<b>COMPONENTE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO USD</b>
<b>Modelos virtuales de sensores</b>	Bloques simulación presión	200
<b>Desarrollo de algoritmos</b>	Programación lógica detección	500
<b>Configuración HMI</b>	Diseño pantallas	300
<b>Total</b>		1000

Nota: Elaboración propia.

## **2.3. METODOLOGÍA**

La investigación se desarrolló bajo un enfoque experimental aplicado, mediante la implementación de un prototipo automatizado que permitió manipular de forma controlada las variables de presión diferencial para analizar su efecto en la detección temprana de fugas, el alcance es explicativo, ya que no solo identifica eventos de fuga, sino que analiza la relación causa - efecto entre variaciones hidráulicas y la activación de alarmas del sistema, validando la eficiencia funcional de la integración entre el PLC y HMI.

Se adoptó un enfoque metodológico mixto, desde la perspectiva cuantitativa se evaluaron variables técnicas medibles como presión diferencial, tiempo de detección y respuesta del sistema bajo distintos escenarios simulados y desde el enfoque cualitativo se analizó la funcionalidad del prototipo y su aplicabilidad industrial empleando los métodos hipotético deductivo para validar hipótesis, analítico para estudiar cada componente del sistema, sintético para evaluar su integración e inductivo para generalizar conclusiones a partir de los resultados experimentales.

El procesamiento de la información se realizó a partir de la simulación de tramos de oleoducto instrumentados virtualmente con sensores de presión, constituyendo una muestra de tipo intencional técnico, conformada por diversos escenarios que corresponden a diversas estaciones evaluadas bajo condiciones operativas controladas: fuga gradual y fuga crítica, cada escenario fue ejecutado de manera repetitiva para generar un conjunto de datos suficiente que permitiera analizar el comportamiento dinámico del sistema ante variaciones de presión diferencial.

En el procesamiento se infiere principalmente la relación entre la magnitud de la perturbación hidráulica y la respuesta temporal del sistema automatizado, evaluando variables como: desviación de presión diferencial, tiempo de activación de alarmas y estabilidad posterior al evento.

### **2.4.1. Resultados esperados**

El desarrollo de la presente investigación y la implementación del prototipo automatizado permitirán evidenciar la adecuada integración de tecnologías de automatización industrial, específicamente mediante el uso del PLC Siemens S7-1200, la plataforma TIA Portal y una interfaz HMI, orientadas al análisis de variaciones de presión diferencial para la detección temprana de fugas en oleoductos, se espera que el sistema diseñado y validado en un entorno de simulación controlado sea capaz de identificar de manera oportuna anomalías hidráulicas asociadas a fugas graduales y críticas, diferenciándolas de transitorios operativos normales.

Asimismo, se prevé que el prototipo proporcione información en tiempo real simulada sobre el comportamiento de los sensores virtuales ubicados estratégicamente a lo largo del tramo evaluado, permitiendo la generación automática de alarmas, la clasificación del tipo de evento, como resultado, se espera demostrar una mejora significativa en los tiempos de respuesta del sistema y en la confiabilidad del diagnóstico, evidenciando la pertinencia técnica del modelo propuesto como herramienta de apoyo para la supervisión y control temprano de fugas en sistemas de transporte de hidrocarburos.

### **2.5. Solución de la propuesta**

La construcción del prototipo bajo un entorno de simulación controlado se plantea con la instrumentación virtual de tramos de oleoducto mediante sensores de presión ubicados en puntos estratégicos, permitiendo simular condiciones de operación normal, fugas graduales y fugas críticas, a través de la aplicación de algoritmos basados en el análisis dinámico de la presión diferencial, así el sistema es capaz de identificar anomalías hidráulicas asociadas a pérdidas de fluido, clasificar el tipo de evento y estimar de manera aproximada su localización dentro del tramo evaluado.

El diseño contempla una arquitectura de control centralizada en el PLC, donde se ejecutan las rutinas de validación de datos, filtrado de señales, cálculo de presión diferencial y lógica de alarmas, los resultados se visualizan en una interfaz HMI desarrollada en TIA Portal, la cual presenta de manera clara y jerarquizada las variables críticas del sistema, el estado operativo, la activación de alarmas y la ubicación estimada de la fuga.

En la **Tabla 4** se describen los sensores y actuadores utilizados

**Tabla 4**

Dispositivos del prototipo

<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tipo / Comunicación</b>
<b>12</b>	Sensor de presión (entrada y salida)	TCP/IP
<b>12</b>	Caudalímetro	TCP/IP
<b>1</b>	PLC Siemens S7-1200 (CPU 1511 o superior)	PLC Siemens S7-1200 (CPU 1511 o superior)
<b>1</b>	Interfaz HMI (WinCC Runtime)	TCP/IP

Nota: Dispositivos sensores y actuadores. Elaborado por el autor.

### **2.5.2. Elementos físicos.**

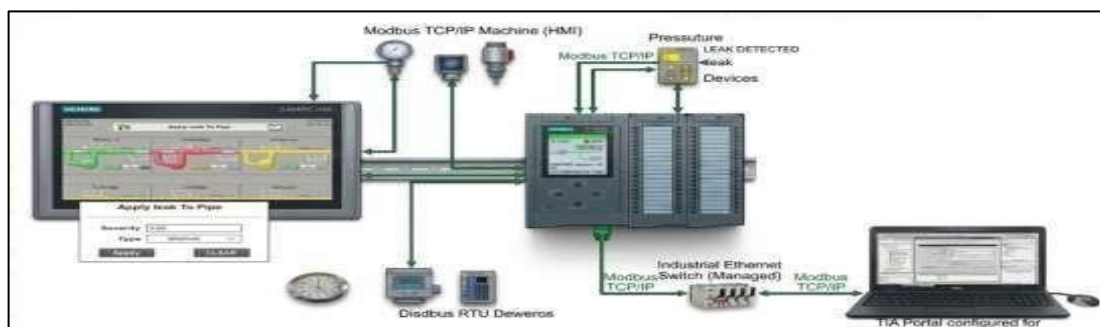
#### **Controlador Lógico Programable Siemens S7-1200**

El PLC Siemens S7-1200 proporciona capacidades avanzadas de control determinista y diagnóstico integrado en entornos industriales, siendo compatible con comunicación PROFINET y programación vía TIA Portal (Siemens AG., 2022).

Park y otros, (2024) mencionan que los estudios sobre detección de fugas basadas en variaciones de presión respaldan el uso de análisis de ondas de presión para identificar y localizar fallas en ductos.

**Figura 13**

Estructura de comunicación del PLC



Nota: Imagen generada con IA mediante Gemini, (2026) a partir del prompt: “Diagrama técnico profesional que representa la estructura de comunicación del PLC y su arquitectura industrial SCADA sobre detección de fugas por presión diferencial con HMI y comunicación TCP/IP”.

**Tabla 5**

Especificaciones técnicas del PLC.

Parámetro	Especificación
<b>Tipo de producto</b>	SIMATIC S7-1200 (CPU 1511-1 PN o superior)
<b>Versión de firmware</b>	V2.8 o superior (según actualización TIA Portal)
<b>Voltaje de alimentación</b>	24 VDC
<b>Capacidad de procesamiento</b>	Tiempo de ciclo determinista < 1 ms (según programa)
<b>Memoria de trabajo</b>	150 KB – 1 MB (según modelo de CPU)
<b>Comunicación integrada</b>	PROFINET (Ethernet Industrial)
<b>Protocolos soportados</b>	PROFINET, TCP/IP, OPC UA (según configuración)
<b>Módulo de entradas analógicas</b>	SM 531 AI 8x 4–20 mA / 0–10 V
<b>Resolución analógica</b>	16 bits
<b>Diagnóstico integrado</b>	Display frontal con diagnóstico en tiempo real

Nota: (Siemens AG., 2022).

## Sensores

### Sensores de presión

El transmisor de presión diferencial Rosemount 3051CF que se observa en la **Figura 14** opera bajo el principio de medición capacitiva, en su diseño, la presión del proceso se aplica sobre diafragmas aislantes metálicos, los cuales transmiten la presión a través de un fluido de relleno de aceite de silicona hacia un sensor capacitivo interno, la deformación del diafragma central modifica la capacitancia del sensor en proporción a la presión aplicada.

La señal capacitiva generada es convertida mediante un convertidor analógico - digital en una señal digital procesable, luego un microprocesador interno realiza compensaciones térmicas utilizando la información proveniente de un sensor de temperatura integrado que garantizando precisión y estabilidad en diferentes condiciones operativas.

Cuando se procesa la señal el sistema emplea el convertidor digital analógico para generar una salida estándar de 4–20 mA, sobre la cual se superpone el protocolo de comunicación TCP/IP, permitiendo transmisión simultánea de señal analógica y datos digitales para configuración y diagnóstico remoto, en este caso el caudalímetro Rosemount de la **Figura 14** se encarga de verificar el estado y línea base sobre la cual se ejecutan y detectan desviaciones anormales.

## Figura 14

Sensor de presión Rosemount.



Nota: (Emerson, 2023).

## Caudalímetro

En operaciones referentes a la propuesta de investigación como transporte de hidrocarburos, el caudalímetro se encarga de medir el volumen o masa de fluido que pasa por la sección transversal del ducto por unidad de tiempo, relacionado directamente con la presión, velocidad de fluido, pérdidas de carga a lo largo del oleoducto

## Figura 15

Caudalímetro Rosemount



Nota: (Bricebarclay, 2019).

### **2.5.3 Elementos lógicos**

#### **Tía Portal**

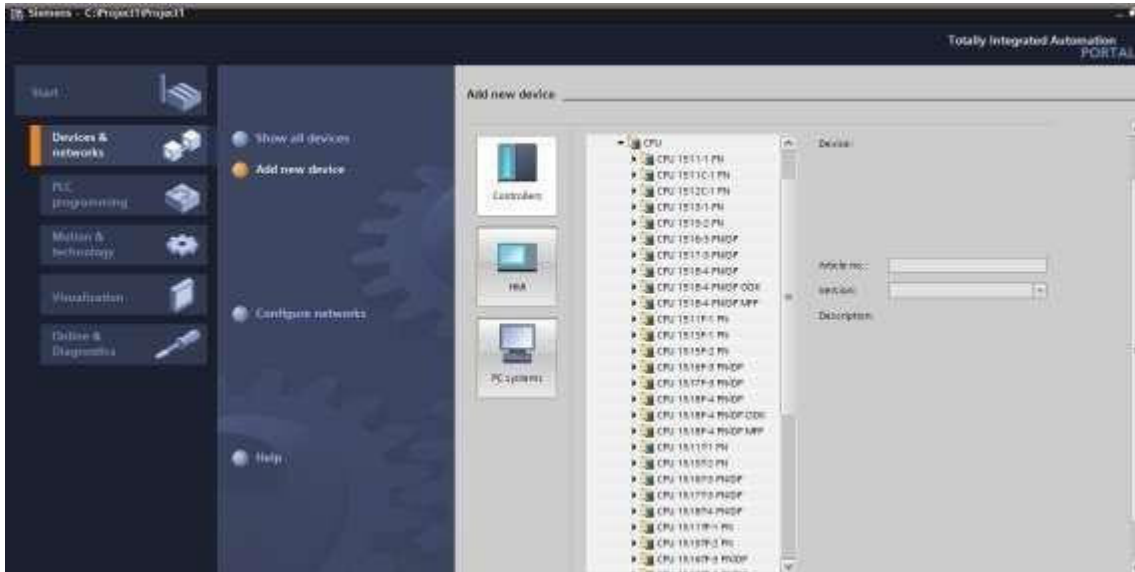
En el marco de la presente investigación, el desarrollo del prototipo automatizado para la detección temprana de fugas en oleoductos se fundamenta en la utilización de la plataforma TIA Portal como entorno integral de ingeniería, herramienta que permite la configuración, programación y supervisión del PLC Siemens S7-1200, facilitando la implementación de algoritmos de análisis de presión diferencial y detección de transitorios hidráulicos en tiempo real.

La arquitectura integrada que ofrece TIA Portal posibilita la sincronización entre módulos de adquisición analógica, bloques de procesamiento y sistemas HMI bajo un entorno unificado y determinista (Siemens AG., 2022).

Tía Portal permite desarrollar la lógica de control mediante estructuras de programación basadas en bloques funcionales, los cuales facilitan la implementación de algoritmos de cálculo de presión diferencial, validación de señales y filtrado de datos provenientes de sensores industriales, esta capacidad resulta fundamental para discriminar entre fluctuaciones operativas normales del sistema hidráulico y eventos anómalos compatibles con fugas en oleoductos; de esta manera diversos estudios han demostrado que los sistemas de monitoreo industrial implementados sobre controladores lógicos programables de arquitectura avanzada mejoran la estabilidad del procesamiento de datos, incrementan la confiabilidad del sistema y reducen los tiempos de respuesta frente a eventos críticos en entornos automatizados (Korlapati et al., 2022).

**Figura 16**

TIA Portal



Nota: Captura de pantalla de TIA Portal (Siemens, 2025). Tomado por el autor.

### **Lenguaje de Programación SCL**

Este lenguaje de control estructurado forma parte de una herramienta importante dentro del entorno de ingeniería TIA Portal, basado en el estándar IEC 61131-3, permite implementar algoritmos complejos de procesamiento de datos mediante la sintaxis estructurada similar a la de lenguajes como Pascal, facilitando las operaciones de programación que integran cálculos aritméticos, lógicos y procesamiento de señales que tienen origen en sensores industriales, como se demuestra en la **Figura 17**.

Este tipo de códigos de programación basados en estándar mencionado, ofrecen claridad en las líneas de programación, robustecen los sistemas de control industrial para aplicaciones de monitoreo y diagnósticos de procesos (Tiegelkamp y John, 2020).

Figura 17 Structured Control Language.

```

1 #dp_nom := #Station_Leak.DP_nom_PSI;
2 #flow_nom := #Station_Leak.DF_nom_BPH;
3
4 #dp_error_pct := ABS((#Station.DP_real_PSI - #dp_nom) / #dp_nom);
5 #df_error_pct := ABS((#Station.flow_BPH - #flow_nom) / #flow_nom);
6
7 #dp_fault := #dp_error_pct > #Station_Leak.DP_threshold_pct;
8 #df_fault := #df_error_pct > #Station_Leak.DF_threshold_pct;
9
10 #I_Confirm(IN := (#dp_fault AND #df_fault), FT := #Station_Leak.TimeConform);
11
12 #Alert.T_Confirm := #I_Confirm.ET/1000;
13 #Alert.FlowDown := #df_fault;
14 #Alert.PressureDown := #dp_fault;
15 #Alert.dp_error_pct := #dp_error_pct;
16 #Alert.df_error_pct := #df_error_pct;
17
18 IF #I_Confirm.Q THEN
19     #Station.State_HMI.Pipe_State := 2;
20     #Station.State_HMI.Valve_State := 2;
21     #Station.State_HMI.Pump_State := 2;
22 END_IF;
23

```

Nota: Imagen adaptada por el autor.

El algoritmo implementado materializa de forma directa la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de detección de fuga basada en el error relativo de presión diferencial y caudal calculando valores nominales de referencia  $\Delta P_{nom}$  y  $DF_{nom}$  y luego obtiene errores relativos  $\Delta P_{error\_pct}$  y  $DF_{error\_pct}$  mediante la diferencia absoluta entre el valor real y el valor nominal, normalizada respecto al valor esperado convirtiéndose a la expresión matemática:

$$\begin{aligned}
 Leak = & \left( \left| \frac{\Delta P_{real} - \Delta P_{nom}}{\Delta P_{nom}} \right| > \theta_{DP} \right) \\
 & \wedge \left( \left| \frac{\Delta F_{real} - \Delta F_{nom}}{\Delta F_{nom}} \right| > \theta_{DF} \right) \text{ durante } T
 \end{aligned} \tag{5}$$

La ecuación 5 corresponde al algoritmo de detección de fuga se basa en el cálculo del error relativo entre los valores medidos y los valores nominales tanto de presión como de caudal., matemáticamente, se obtiene el valor absoluto de la diferencia entre la variable real y la nominal, dividido por el valor nominal.

Si el error relativo de presión supera su umbral permitido y simultáneamente el error relativo de caudal supera su respectivo umbral durante un tiempo mínimo de confirmación, el sistema genera una condición de fuga.

El resultado final es una variable booleana, donde el valor TRUE (1) indica que la fuga ha sido confirmada (ambas desviaciones persistieron el tiempo requerido), y FALSE (0) indica que no se cumplen las condiciones necesarias para declarar una fuga cambia el estado visual de la tubería, válvula y bomba en la HMI, confirmando la fuga.

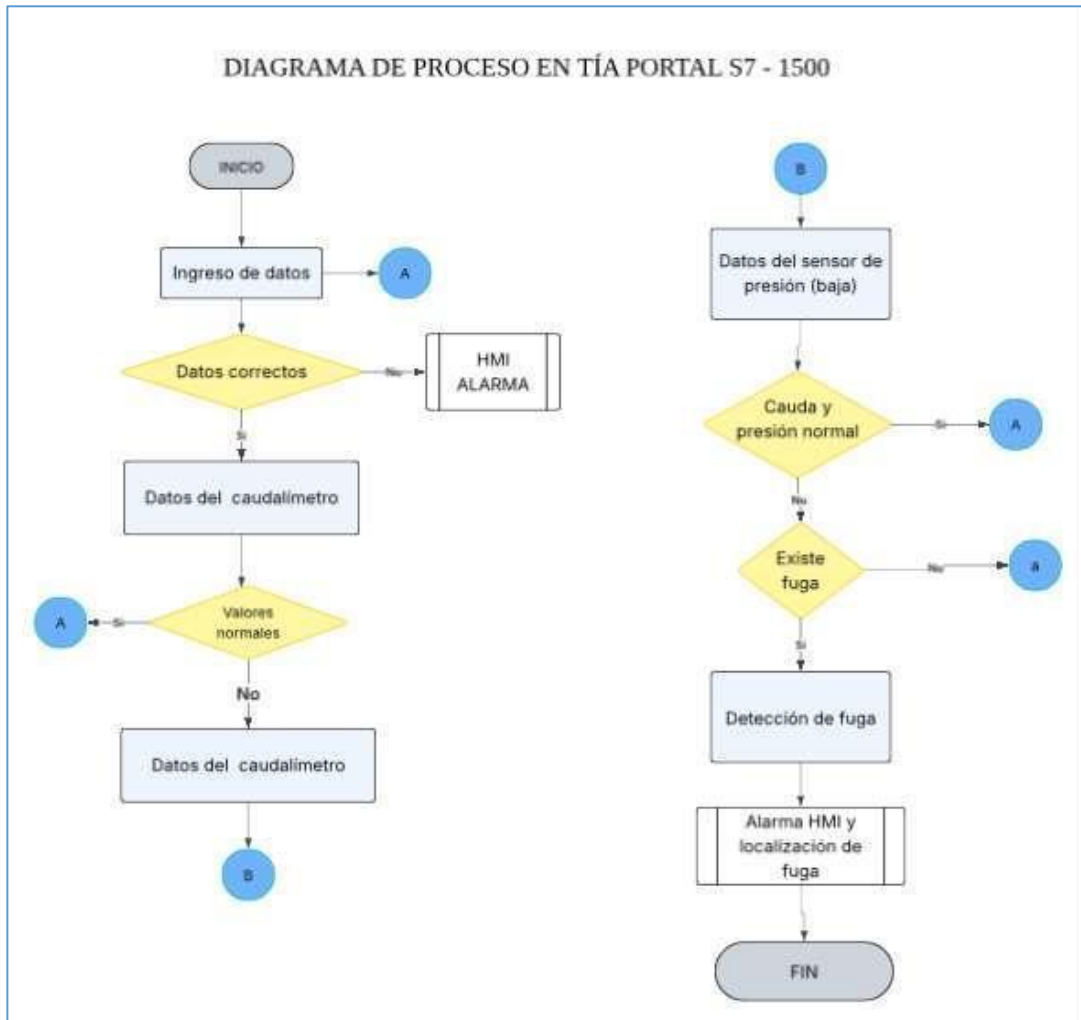
#### **2.5.4. Diseño de la propuesta**

##### **2.5.4.1. Diagrama de procesos de la propuesta**

Cada etapa del proceso de la propuesta reflejado en la **Figura 18** con el orden en que ocurren los eventos utiliza un esquema estructurado de operaciones que cumplen con lógica clara sobre el orden de los eventos que se dan para detectar fugas por presión diferencial.

**Figura 18**

Diagrama de procesos para la detección de fugas



Nota: Elaborado por el autor.

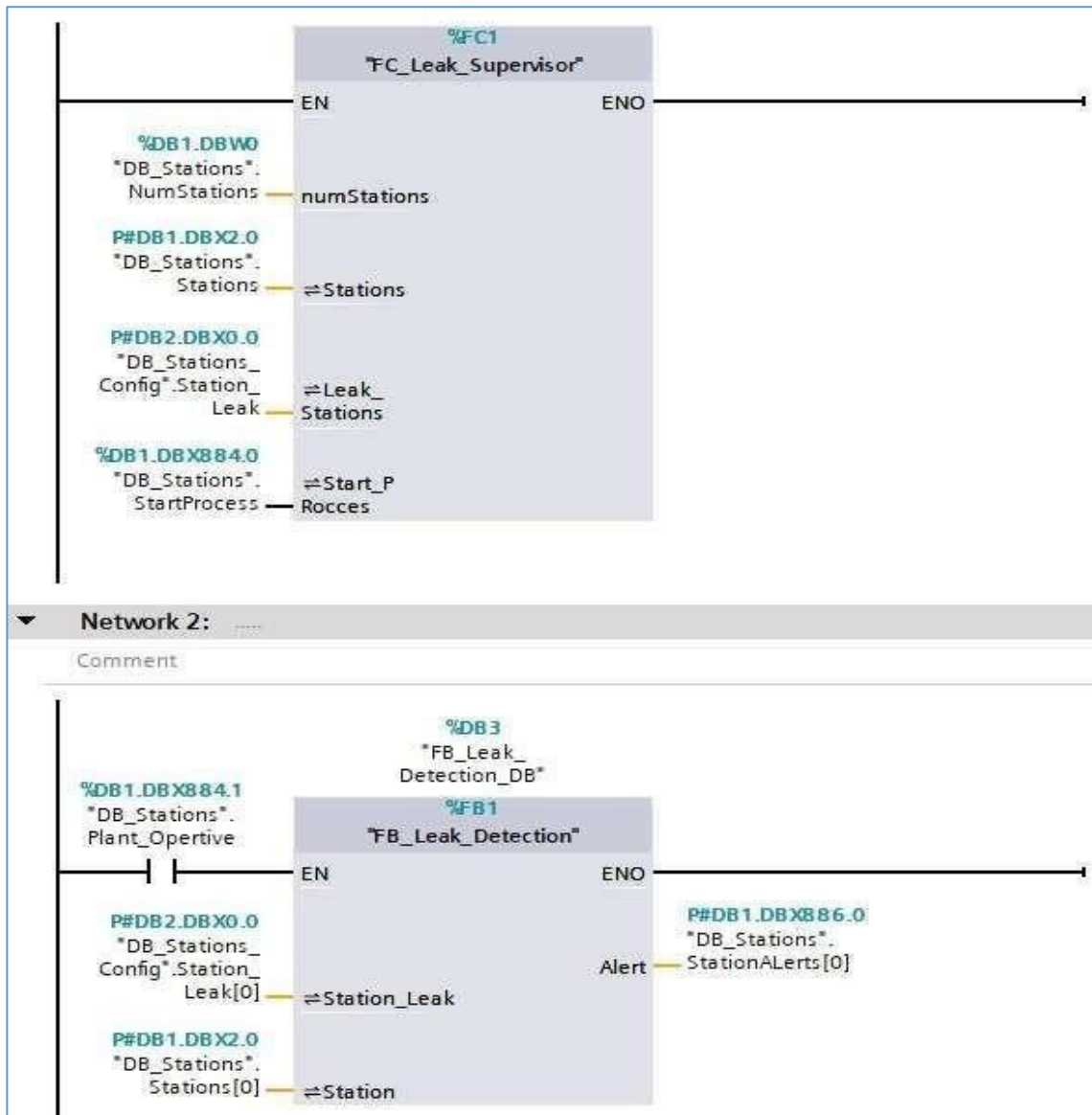
#### 2.5.4.2. Programación Ladder en PLC S7-1200 para cada estación

Para la detección de fugas en el oleoducto por presión diferencial se utiliza la lógica del prototipo bajo lenguaje Ladder en TIA Portal representado en la **Figura 19**, por la claridad gráfica y su aplicación pertinente en sistema de automatización industrial con ejecución cíclica se hace uso del bloque “FC\_Leak\_Supervisor” que administra la supervisión general del sistema a partir de la configuración de estaciones y condiciones de proceso, también se utiliza el bloque funcional “FB\_Leak\_Detection” que se configura en forma independiente por cada estación existente para realizar un propio

análisis de detección de fugas en función de las variables y del estado operativo del proceso mejorando la escalabilidad, manteniendo la funcionalidad de la lógica de control y entregando resultados con precisión de diagnóstico en el entorno simulado.

**Figura 19**

Programación en lenguaje Ladder para supervisión de fugas por estación.

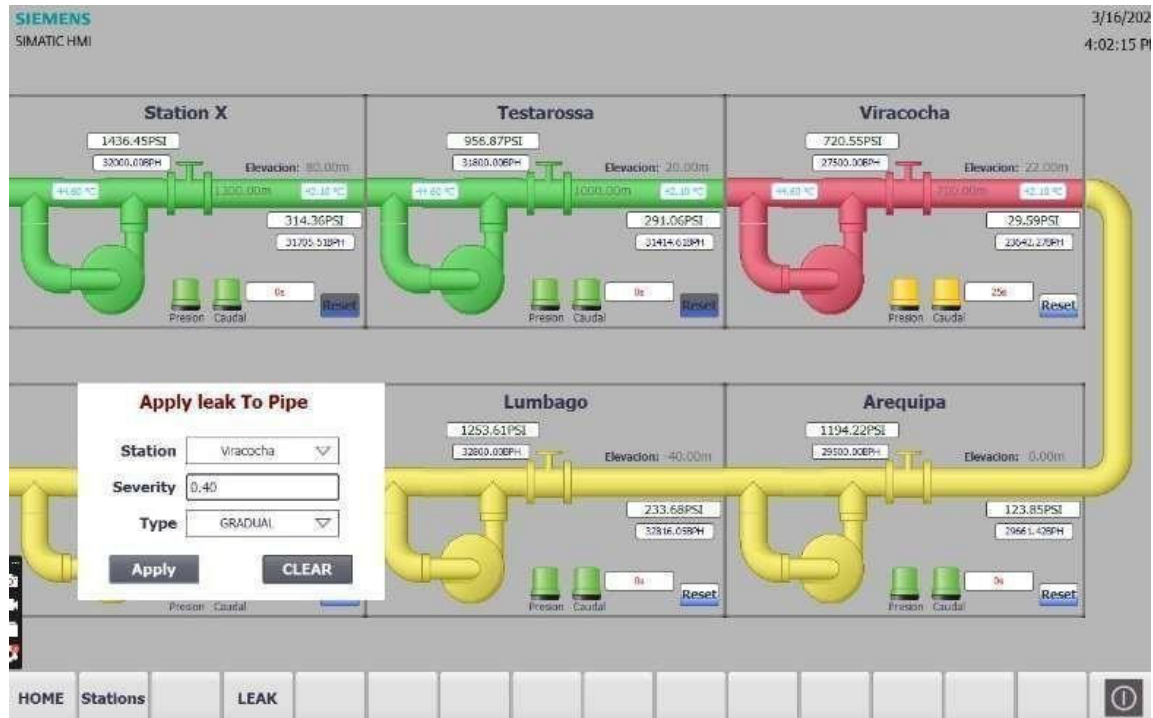


Nota: Implementación de rutina de supervisión de fugas en Tia Portal, lenguaje Ladder.  
Elaborado por el autor.

### 2.5.4.3 Interfaz de HMI

Figura 20

Interfaz Humano Máquina del prototipo HMI



Nota: Elaborado por el autor.

En la **Figura 20** se muestra la interfaz principal del sistema de supervisión desarrollado en SIMATIC WinCC Runtime Advanced dentro de la plataforma de TIA Portal, se representan gráficamente las diferentes estaciones en el prototipo integrando las variables operativas de presión, caudal, temperatura y elevación en tiempo real en el PLC Siemens S7-1200.

En este entorno se ejecutan lineamientos definidos en normas internacionales de diseño de interfaces industriales como ANSI/ISA-101.01-2015, ISO 9241 y 29241, promoviendo representaciones visuales con claridad y colores que permiten fácil interpretación para el operador.

La estructura permite identificar las condiciones normales de operación y eventos anómalos asociados a posibles fugas mediante señales visuales; también, se incorpora

un módulo de simulación controlada de fugas que permite generar un escenario experimental en diversas estaciones del oleoducto en el entorno de simulación, esto permite la repetitividad de pruebas, controlando las variables y la seguridad del proceso para evaluaciones objetivas del algoritmo de presión diferencial.

#### **2.5.4.4. Estado de alarma**

En este prototipo las alarmas representan mecanismos de notificación que se activan cuando la presión diferencial o el caudal difieran de los umbrales operativos definidos para el prototipo, en la interfaz HMI las alarmas permiten alertar al operador las posibles condiciones anormales asociadas a las fugas mediante cambios visuales en el estado del ducto activando acciones de control como cierre de válvulas.

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 3.1. Resultados de esperados de la simulación en condiciones sin fuga

En las pruebas experimentales del prototipo en condiciones normales en las seis estaciones del sistema simulado: Station X, Testarossa, Viracocha, Arequipa, Lumbago y Marina, las variables analizadas corresponden a los valores nominales y reales de presión diferencial DP y caudal DF, los umbrales de detección definidos para cada variable, el error relativo calculado y el tiempo requerido para confirmar la condición de fuga.

En los primeros escenarios “Simulaciones 1 a 4”, correspondientes a condiciones sin presencia de fuga, los errores relativos de presión diferencial se mantienen entre 1% y 4%, mientras que los errores de caudal permanecen cercanos a valores prácticamente nulos, del orden de 0.003 a 0.01, estos resultados se encuentran por debajo de los umbrales de detección establecidos en el sistema, 10% para presión y 5% para caudal, lo que confirma que el algoritmo implementado no genera falsas alarmas bajo condiciones normales de operación.

Este comportamiento evidencia en la **Tabla 6** estabilidad del sistema y la correcta calibración de los parámetros nominales utilizados en el modelo hidráulico del prototipo.

**Tabla 6**

Valores de simulación por el método de presión diferencial “Sin fuga”.

N° Sim	Estación	Tipo de fuga	Severidad	DP_nom	DP_real_PSI	Threshold	dp_error_pct	DF_nom	flow_real_BPH	Threshold	df_error_pct	Tiempo
						DP				DF		
<b>1</b>	Station X	None	0	750	742,5	10%	1,00%	30880	30787,36	5%	0,003	0
	Testarossa	None	0	525	519,75	10%	1,00%	30800	30707,6	5%	0,003	0
	Viracocha	None	0	325	321,75	10%	1,00%	26820	26739,54	5%	0,003	0
	Arquipa	None	0	750	742,5	10%	1,00%	28610	28524,17	5%	0,003	0
	Lumbago	None	0	525	519,75	10%	1,00%	31600	31505,2	5%	0,003	0
	Marina	None	0	325	321,75	10%	1,00%	28820	28733,54	5%	0,003	0
<b>2</b>	Station X	None	0	750	735	10%	2,00%	30880	30694,72	5%	0,006	0
	Testarossa	None	0	525	514,5	10%	2,00%	30800	30615,2	5%	0,006	0
	Viracocha	None	0	325	318,5	10%	2,00%	26820	26659,08	5%	0,006	0
	Arquipa	None	0	750	735	10%	2,00%	28610	28438,34	5%	0,006	0
	Lumbago	None	0	525	514,5	10%	2,00%	31600	31410,4	5%	0,006	0
	Marina	None	0	325	318,5	10%	2,00%	28820	28647,08	5%	0,006	0
<b>3</b>	Station X	None	0	750	727,5	10%	3,00%	30880	30602,08	5%	0,009	0
	Testarossa	None	0	525	509,25	10%	3,00%	30800	30522,8	5%	0,009	0
	Viracocha	None	0	325	315,25	10%	3,00%	26820	26578,62	5%	0,009	0
	Arquipa	None	0	750	727,5	10%	3,00%	28610	28352,51	5%	0,009	0
	Lumbago	None	0	525	509,25	10%	3,00%	31600	31315,6	5%	0,009	0
	Marina	None	0	325	315,25	10%	3,00%	28820	28560,62	5%	0,009	0
<b>4</b>	Station X	None	0	750	720	10%	4,00%	30880	30509,44	5%	0,012	0
	Testarossa	None	0	525	504	10%	4,00%	30800	30430,4	5%	0,012	0
	Viracocha	None	0	325	312	10%	4,00%	26820	26498,16	5%	0,012	0
	Arquipa	None	0	750	720	10%	4,00%	28610	28266,68	5%	0,012	0
	Lumbago	None	0	525	504	10%	4,00%	31600	31220,8	5%	0,012	0

---

Marina	None	0	325	312	10%	4,00%	28820	28474,16	5%	0,012	0
--------	------	---	-----	-----	-----	-------	-------	----------	----	-------	---

---

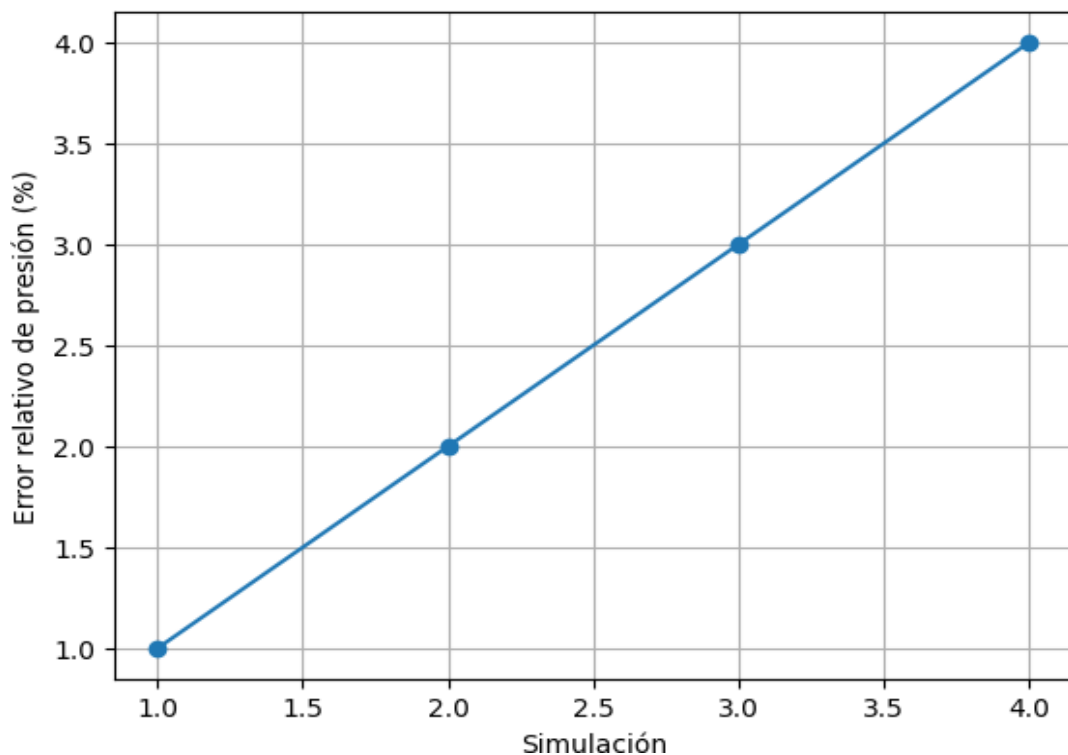
Nota: Elaborado por el autor.

En la **Tabla 6** las primeras cuatro simulaciones corresponden a escenarios de operación normal del oleoducto simulado, donde no se introduce ninguna condición de fuga, en estos casos, los valores reales de presión diferencial y caudal se mantienen cercanos a sus valores nominales, evidenciando un comportamiento estable del sistema, e margen de error relativo de presión diferencial oscila entre 1% y 4%, mientras que el error relativo de caudal se mantiene en valores muy bajos entre 0.003 y 0.012, así se observan valores muy por debajo de los umbrales establecidos para la detección de fugas, definidos en 10% para presión diferencial y 5% para caudal.

Como resultado, el sistema no activa condiciones de alarma ni genera falsas detecciones durante estas simulaciones, al calcular el promedio de error en estas pruebas iniciales, se obtiene una desviación aproximada de  $\pm 2.5\%$  en presión diferencial; en el caso del caudal, el error promedio se mantiene cercano a  $\pm 0.75\%$ .

**Figura 21**

Precisión en simulación “Sin fuga”



Nota: Elaborado por el autor.

La **Figura 21** muestra el comportamiento del error relativo de presión para las primeras cuatro simulaciones realizadas bajo condiciones normales de operación del oleoducto simulado, se observa que el error del modelo se mantiene entre 1% y 4%, valores significativamente inferiores al umbral de detección establecido de 10%, esto evidencia que el algoritmo implementado en el PLC mantiene una alta precisión en la estimación de la presión diferencial, permitiendo distinguir adecuadamente entre fluctuaciones operativas normales y posibles eventos de fuga.

### **3.2. Resultados de esperados de la simulación en condiciones sin fuga**

En las pruebas experimentales del prototipo en de fuga gradual con niveles de severidad comprendidos entre 0,1 y 0,6, evaluados en seis estaciones del sistema (Station X, Testarossa, Viracocha, Arquipa, Lumbago y Marina), los resultados muestran un comportamiento consistente del modelo de detección implementado en el PLC, evidenciando que el error relativo de presión ( $dp\_error\_pct$ ) aumenta progresivamente desde 10% hasta 35%, superando claramente el umbral de detección establecido del 10 %; de forma paralela, el error relativo de caudal ( $df\_error\_pct$ ) también incrementa gradualmente desde 0,08 hasta 0,33, superando el umbral permitido del 5%, lo que confirma la coherencia del modelo hidráulico utilizado para identificar eventos de fuga.

Se observa además una relación inversa entre la severidad de la fuga y el tiempo de detección del sistema; para una fuga leve con severidad 0,1, el sistema requiere aproximadamente 20 s para confirmar la condición de fuga; mientras que para severidades mayores, como 0,6, el tiempo de confirmación se reduce hasta 10s; Este comportamiento demuestra que el algoritmo implementado en el entorno TIA Portal responde de manera más rápida a medida que las desviaciones de presión y caudal se vuelven más pronunciadas.

**Tabla 7**

Simulaciones de “Fuga gradual”

N° Sim	Estacion	Tipo de fuga	Severidad	DP_nom	DP_real_PSI	Threshold DP	dp_error_pct	DF_nom	flow_real_BPH	Threshold DF	df_error_pct	Tiempo
<b>5</b>	Station X	Gradual	0,1	750	675	10%	10,00%	30880	28409,6	5%	0,08	20
	Testarossa	Gradual	0,1	525	472,5	10%	10,00%	30800	28336	5%	0,08	20
	Viracocha	Gradual	0,1	325	292,5	10%	10,00%	26820	24674,4	5%	0,08	20
	Arquipa	Gradual	0,1	750	675	10%	10,00%	28610	26321,2	5%	0,08	20
	Lumbago	Gradual	0,1	525	472,5	10%	10,00%	31600	29072	5%	0,08	20
	Marina	Gradual	0,1	325	292,5	10%	10,00%	28820	26514,4	5%	0,08	20
<b>6</b>	Station X	Gradual	0,2	750	637,5	10%	15,00%	30880	26865,6	5%	0,13	18
	Testarossa	Gradual	0,2	525	446,25	10%	15,00%	30800	26796	5%	0,13	18
	Viracocha	Gradual	0,2	325	276,25	10%	15,00%	26820	23333,4	5%	0,13	18
	Arquipa	Gradual	0,2	750	637,5	10%	15,00%	28610	24890,7	5%	0,13	18
	Lumbago	Gradual	0,2	525	446,25	10%	15,00%	31600	27492	5%	0,13	18
	Marina	Gradual	0,2	325	276,25	10%	15,00%	28820	25073,4	5%	0,13	18
<b>7</b>	Station X	Gradual	0,3	750	600	10%	20,00%	30880	25321,6	5%	0,18	16
	Testarossa	Gradual	0,3	525	420	10%	20,00%	30800	25256	5%	0,18	16
	Viracocha	Gradual	0,3	325	260	10%	20,00%	26820	21992,4	5%	0,18	16
	Arquipa	Gradual	0,3	750	600	10%	20,00%	28610	23460,2	5%	0,18	16
	Lumbago	Gradual	0,3	525	420	10%	20,00%	31600	25912	5%	0,18	16
	Marina	Gradual	0,3	325	260	10%	20,00%	28820	23632,4	5%	0,18	16
<b>8</b>	Station X	Gradual	0,4	750	562,5	10%	25,00%	30880	23777,6	5%	0,23	14

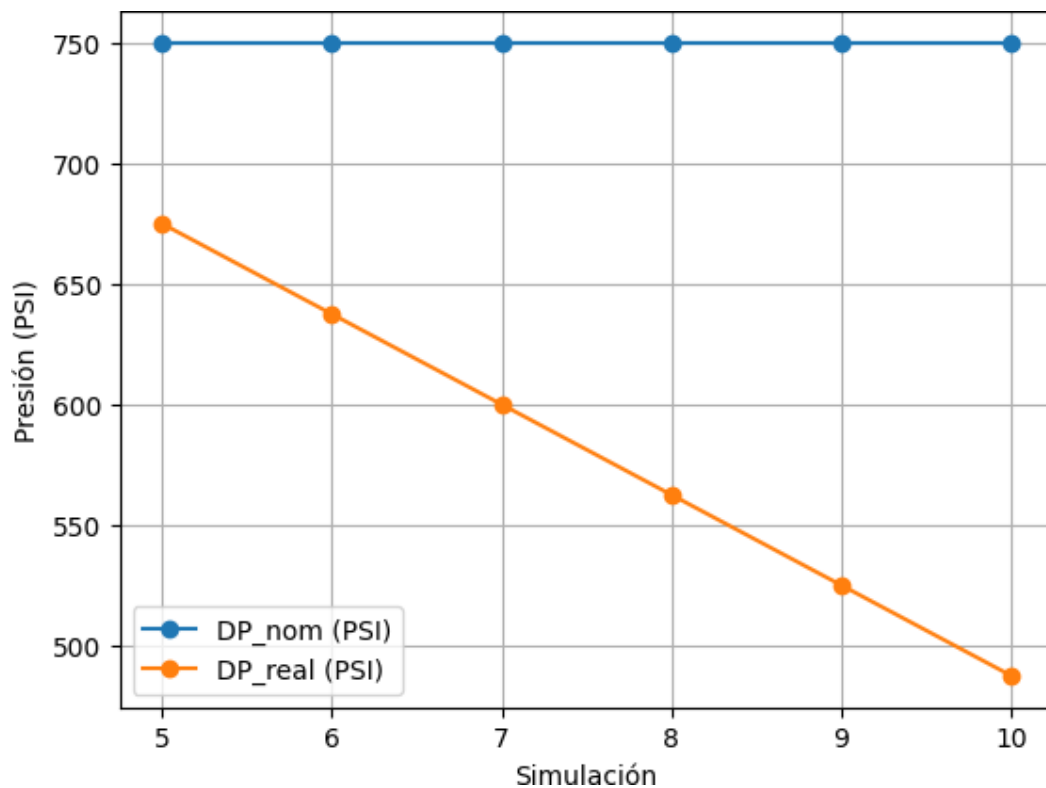
	Testarossa	Gradual	0,4	525	393,75	10%	25,00%	30800	23716	5%	0,23	14
	Viracocha	Gradual	0,4	325	243,75	10%	25,00%	26820	20651,4	5%	0,23	14
	Arquipa	Gradual	0,4	750	562,5	10%	25,00%	28610	22029,7	5%	0,23	14
	Lumbago	Gradual	0,4	525	393,75	10%	25,00%	31600	24332	5%	0,23	14
	Marina	Gradual	0,4	325	243,75	10%	25,00%	28820	22191,4	5%	0,23	14
<b>9</b>	Station X	Gradual	0,5	750	525	10%	30,00%	30880	22233,6	5%	0,28	12
	Testarossa	Gradual	0,5	525	367,5	10%	30,00%	30800	22176	5%	0,28	12
	Viracocha	Gradual	0,5	325	227,5	10%	30,00%	26820	19310,4	5%	0,28	12
	Arquipa	Gradual	0,5	750	525	10%	30,00%	28610	20599,2	5%	0,28	12
	Lumbago	Gradual	0,5	525	367,5	10%	30,00%	31600	22752	5%	0,28	12
	Marina	Gradual	0,5	325	227,5	10%	30,00%	28820	20750,4	5%	0,28	12
<b>10</b>	Station X	Gradual	0,6	750	487,5	10%	35,00%	30880	20689,6	5%	0,33	10
	Testarossa	Gradual	0,6	525	341,25	10%	35,00%	30800	20636	5%	0,33	10
	Viracocha	Gradual	0,6	325	211,25	10%	35,00%	26820	17969,4	5%	0,33	10
	Arquipa	Gradual	0,6	750	487,5	10%	35,00%	28610	19168,7	5%	0,33	10
	Lumbago	Gradual	0,6	525	341,25	10%	35,00%	31600	21172	5%	0,33	10
	Marina	Gradual	0,6	325	211,25	10%	35,00%	28820	19309,4	5%	0,33	10

Nota: Elaborado por el autor.

Los resultados de la **Tabla 7** presentan consistencia entre las diferentes estaciones del sistema, lo que indica que el modelo de detección no depende de un punto específico del oleoducto simulado, sino que mantiene un comportamiento homogéneo en toda la red instrumentada, esta característica es fundamental para aplicaciones reales en sistemas de transporte de hidrocarburos, donde las fugas pueden ocurrir en cualquier tramo del ducto.

**Figura 22**

Presión nominal vs presión real en condiciones de “Fuga gradual”.



Nota: Elaborado por el autor.

La **Figura 22** muestra la comparación entre la presión nominal del sistema y la presión real obtenida durante las simulaciones de fuga gradual, se observa una disminución progresiva de la presión real conforme aumenta la severidad de la fuga, mientras que la presión nominal permanece constante como referencia operativa, la diferencia creciente entre ambas variables genera un incremento en el error relativo de

presión, permitiendo que el algoritmo de detección identifique el evento de fuga dentro de los umbrales establecidos.

### **3.3. Resultados de esperados de la simulación en condiciones “Fuga Súbita”**

El prototipo en escenarios de condición de “fuga súbita” que se muestra en la **Tabla 8** con niveles de severidad comprendidos entre 0,2 y 1,2, evaluados en las seis estaciones del sistema (Station X, Testarossa, Viracocha, Arquipa, Lumbago y Marina), a diferencia de las fugas graduales analizadas previamente, en este caso la alteración del sistema hidráulico ocurre de forma abrupta, lo que provoca una caída inmediata de presión y caudal en el ducto simulado.

Los resultados muestran que el error relativo de presión ( $dp\_error\_pct$ ) se incrementa rápidamente desde 30% hasta 65%, superando ampliamente el umbral de detección establecido del 10% desde el primer escenario evaluado, de forma similar, el error relativo de caudal ( $df\_error\_pct$ ) aumenta progresivamente desde 0,30 hasta 0,70, valores considerablemente superiores al umbral permitido del 5%, lo que confirma que el algoritmo identifica de manera clara las desviaciones generadas por una fuga súbita.

Un aspecto relevante observado en los resultados es la reducción significativa del tiempo de detección del sistema, el cual disminuye progresivamente conforme aumenta la severidad de la fuga, para una severidad inicial de 0,2, el sistema requiere aproximadamente 10 segundos para confirmar la fuga; mientras que para la severidad máxima evaluada (1,2) el tiempo de detección se reduce a aproximadamente 5 segundos.

**Tabla 8**

Simulación de “Fuga súbita”

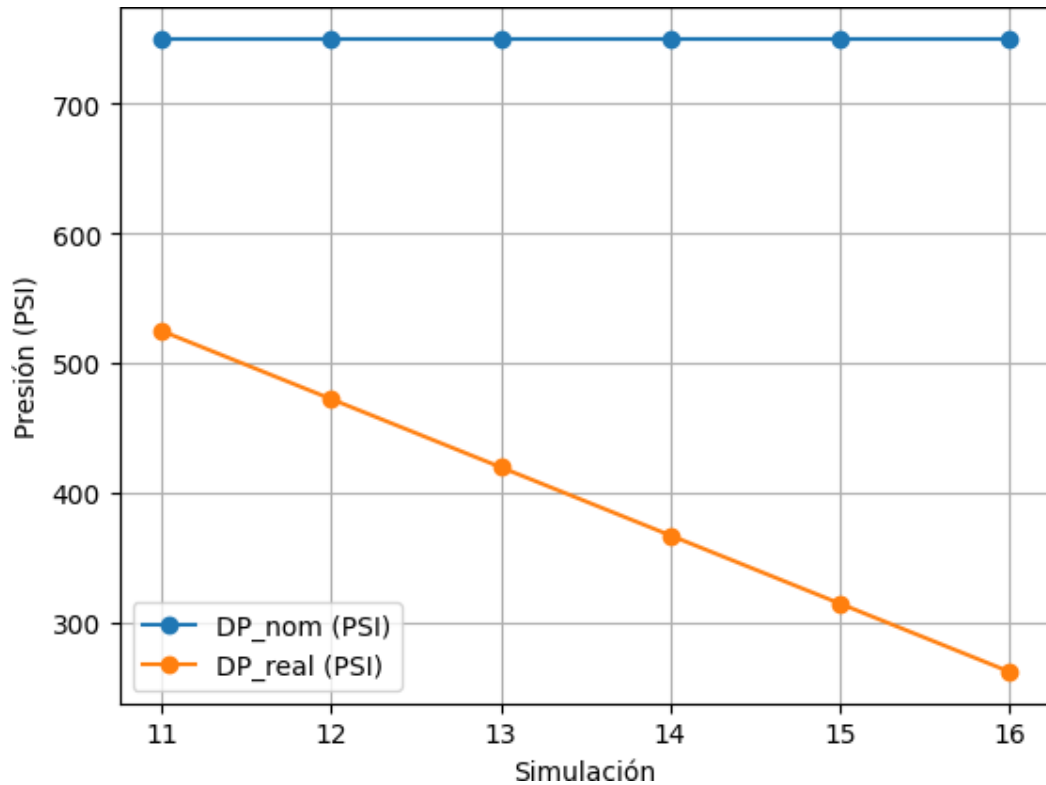
N° Sim	Estación	Tipo de fuga	Severidad	DP_nom	DP_real_PSI	Threshold DP	dp_error_pct	DF_nom	flow_real_BPH	Threshold DF	df_error_pct	Tiempo
<b>11</b>	Station X	Súbita	0,2	750	525	10%	30,00%	30880	21616	5%	0,3	10
	Testarossa	Súbita	0,2	525	367,5	10%	30,00%	30800	21560	5%	0,3	10
	Viracocha	Súbita	0,2	325	227,5	10%	30,00%	26820	18774	5%	0,3	10
	Arquipa	Súbita	0,2	750	525	10%	30,00%	28610	20027	5%	0,3	10
	Lumbago	Súbita	0,2	525	367,5	10%	30,00%	31600	22120	5%	0,3	10
	Marina	Súbita	0,2	325	227,5	10%	30,00%	28820	20174	5%	0,3	10
<b>12</b>	Station X	Súbita	0,4	750	472,5	10%	37,00%	30880	19145,6	5%	0,38	9
	Testarossa	Súbita	0,4	525	330,75	10%	37,00%	30800	19096	5%	0,38	9
	Viracocha	Súbita	0,4	325	204,75	10%	37,00%	26820	16628,4	5%	0,38	9
	Arquipa	Súbita	0,4	750	472,5	10%	37,00%	28610	17738,2	5%	0,38	9
	Lumbago	Súbita	0,4	525	330,75	10%	37,00%	31600	19592	5%	0,38	9
	Marina	Súbita	0,4	325	204,75	10%	37,00%	28820	17868,4	5%	0,38	9
<b>13</b>	Station X	Súbita	0,6	750	420	10%	44,00%	30880	16675,2	5%	0,46	8
	Testarossa	Súbita	0,6	525	294	10%	44,00%	30800	16632	5%	0,46	8
	Viracocha	Súbita	0,6	325	182	10%	44,00%	26820	14482,8	5%	0,46	8
	Arquipa	Súbita	0,6	750	420	10%	44,00%	28610	15449,4	5%	0,46	8
	Lumbago	Súbita	0,6	525	294	10%	44,00%	31600	17064	5%	0,46	8
	Marina	Súbita	0,6	325	182	10%	44,00%	28820	15562,8	5%	0,46	8
<b>14</b>	Station X	Súbita	0,8	750	367,5	10%	51,00%	30880	14204,8	5%	0,54	7

	Testarossa	Súbita	0,8	525	257,25	10%	51,00%	30800	14168	5%	0,54	7
	Viracocha	Súbita	0,8	325	159,25	10%	51,00%	26820	12337,2	5%	0,54	7
	Arquipa	Súbita	0,8	750	367,5	10%	51,00%	28610	13160,6	5%	0,54	7
	Lumbago	Súbita	0,8	525	257,25	10%	51,00%	31600	14536	5%	0,54	7
	Marina	Súbita	0,8	325	159,25	10%	51,00%	28820	13257,2	5%	0,54	7
<b>15</b>	Station X	Súbita	1	750	315	10%	58,00%	30880	11734,4	5%	0,62	6
	Testarossa	Súbita	1	525	220,5	10%	58,00%	30800	11704	5%	0,62	6
	Viracocha	Súbita	1	325	136,5	10%	58,00%	26820	10191,6	5%	0,62	6
	Arquipa	Súbita	1	750	315	10%	58,00%	28610	10871,8	5%	0,62	6
	Lumbago	Súbita	1	525	220,5	10%	58,00%	31600	12008	5%	0,62	6
	Marina	Súbita	1	325	136,5	10%	58,00%	28820	10951,6	5%	0,62	6
<b>16</b>	Station X	Súbita	1,2	750	262,5	10%	65,00%	30880	9264	5%	0,7	5
	Testarossa	Súbita	1,2	525	183,75	10%	65,00%	30800	9240	5%	0,7	5
	Viracocha	Súbita	1,2	325	113,75	10%	65,00%	26820	8046	5%	0,7	5
	Arquipa	Súbita	1,2	750	262,5	10%	65,00%	28610	8583	5%	0,7	5
	Lumbago	Súbita	1,2	525	183,75	10%	65,00%	31600	9480	5%	0,7	5
	Marina	Súbita	1,2	325	113,75	10%	65,00%	28820	8646	5%	0,7	5

Nota: Elaborado por el autor.

**Figura 23**

Análisis de precisión en condiciones de “Fuga súbita”



Nota: Elaborado por el autor.

En la **Figura 23** obedece a los datos encontrados en la **Tabla 8** los cuales generan una curva y esta muestra que la presión nominal del sistema permanece constante en 750PSI, representando la condición de operación estable del oleoducto, sin embargo, ante la presencia de fugas súbitas, la presión real disminuye abruptamente desde 525PSI hasta 262.5PSI conforme aumenta la severidad de la fuga, esta caída pronunciada de presión evidencia la perturbación hidráulica generada por la pérdida instantánea de fluido en el sistema.

La creciente diferencia entre ambas curvas provoca un incremento significativo del error relativo de presión entre el 30% y el 65%, superando ampliamente el umbral de detección del 10%, lo que permite al algoritmo implementado en el PLC confirmar rápidamente la condición de fuga.

### **3.4. Análisis de los tres escenarios**

Los resultados obtenidos en los tres escenarios de prueba se relacionan directamente con los objetivos planteados en la investigación cuando, las simulaciones en condiciones normales de operación “sin fuga” permitieron cumplir el objetivo de validar el comportamiento base del modelo hidráulico, demostrando que las variaciones de presión y caudal se mantienen dentro de los umbrales establecidos sin generar falsas alarmas; en segundo lugar, las pruebas de fuga gradual permitieron evaluar el desempeño del algoritmo de detección implementado en el PLC mediante TIA Portal, evidenciando que el sistema identifica progresivamente las desviaciones en las variables de presión diferencial y caudal conforme aumenta la severidad de la fuga y finalmente, las simulaciones de fuga súbita permitieron comprobar el objetivo relacionado con la detección temprana de eventos críticos, ya que el sistema fue capaz de identificar rápidamente perturbaciones abruptas en el sistema hidráulico, reduciendo significativamente el tiempo de respuesta.

En conjunto, estos resultados demuestran que el prototipo desarrollado cumple con el propósito de la investigación al monitorear variables críticas del oleoducto simulado y detectar fugas de forma confiable mediante técnicas de automatización industrial.

## CONCLUSIONES

- El desarrollo del prototipo automatizado para la detección temprana de fugas en oleoductos, implementado mediante el entorno de ingeniería TIA Portal y el PLC Siemens S7-1200, permitió validar la aplicabilidad del análisis de variaciones de presión diferencial y caudal como indicadores confiables para la identificación de anomalías en sistemas de transporte de hidrocarburos, evidenciando en los resultados obtenidos que el sistema es capaz de procesar las señales de los sensores y generar alertas cuando las variables operativas superan los umbrales establecidos.
- El análisis de los escenarios simulados demostró que el sistema desarrollado distingue adecuadamente entre condiciones normales de operación, fugas graduales y fugas súbitas, observándose que el incremento en la severidad de la fuga produce desviaciones significativas en las variables hidráulicas monitoreadas, estas variaciones permiten que el algoritmo de supervisión identifique el evento de fuga con base en los criterios de presión diferencial definidos en el modelo.
- Los resultados experimentales evidencian que el tiempo de detección disminuye conforme aumenta la severidad de la fuga, lo que confirma la capacidad del sistema para responder con mayor rapidez ante eventos críticos que generan perturbaciones hidráulicas más pronunciadas; en consecuencia, el prototipo propuesto demuestra su pertinencia como herramienta tecnológica para fortalecer los procesos de monitoreo y control en infraestructuras de transporte de crudo.
- La implementación de técnicas de acondicionamiento de señal, tales como el escalamiento mediante bloques funcionales como NORM\_X y SCALE\_X y la aplicación de filtros para reducción de ruido, permitió mejorar la estabilidad de las variables monitoreadas, incrementando la confiabilidad del sistema de detección ante perturbaciones no asociadas a fugas, su prototipo demuestra capacidad para discriminar entre fluctuaciones operativas normales y variaciones críticas, reduciendo la probabilidad de falsas alarmas en entornos industriales.

- El uso de un entorno de simulación en TIA Portal para el desarrollo y validación del sistema ha permitido reproducir condiciones operativas controladas del oleoducto, lo que garantiza la repetibilidad de los ensayos y la seguridad del proceso de experimentación, demostrando que la simulación constituye una herramienta eficaz para la evaluación preliminar de algoritmos de detección de fugas antes de su implementación en infraestructura real, optimizando tiempos de desarrollo y reduciendo riesgos operativos.

## RECOMENDACIONES

- Se sugiere ampliar el alcance del sistema propuesto mediante su integración con plataformas SCADA o arquitecturas IIoT, lo cual permitiría realizar monitoreo remoto, almacenamiento histórico de datos y análisis avanzado del comportamiento operativo de los oleoductos.
- En sistemas reales de transporte de crudo, los oleoductos pueden extenderse por cientos de kilómetros y atravesar diferentes condiciones geográficas, lo que hace necesario contar con una mayor densidad de instrumentación, por esta razón, se recomienda que futuras implementaciones consideren la instalación de múltiples sensores de presión y caudal en estaciones intermedias, lo cual permitiría mejorar la precisión en la detección y eventualmente estimar con mayor exactitud la ubicación de una fuga, reduciendo tiempos de respuesta ante incidentes operativos.
- Se recomienda que futuras investigaciones tomar en cuenta métodos complementarios para la localización de fugas, tales como el análisis de ondas de presión negativa o modelos basados en balance de masa, ya que el sistema propuesto se enfoca principalmente en la detección del evento, lo que puede aprovechar el tiempo de identificación y presencia de una fuga, además estimar su ubicación con mayor precisión, contribuyendo a una respuesta operativa con mayor eficiencia.
- Considerando la creciente digitalización de la industria energética, se sugiere analizar y considerar la incorporación de herramientas de análisis avanzado de datos, tales como modelos de aprendizaje automático o sistemas de análisis predictivo ya que en aplicaciones reales, estos enfoques podrían complementar los algoritmos tradicionales de detección, permitiendo identificar patrones anómalos en las variables de operación antes de que se produzca una fuga significativa, fortaleciendo así las estrategias de mantenimiento predictivo y gestión de riesgos en infraestructuras de transporte de hidrocarburos.
- Se sugiere realizar pruebas del sistema en condiciones reales o entornos piloto que consideren variaciones propias del transporte de hidrocarburos, tales como

cambios de temperatura, variaciones de densidad del fluido y pérdidas de carga, con el fin de evaluar su desempeño bajo condiciones no ideales y alinear el sistema con estándares internacionales como API RP 1130 para sistemas de detección de fugas, asegurando su aplicabilidad y aceptación en contextos industriales.

## REFERENCIAS

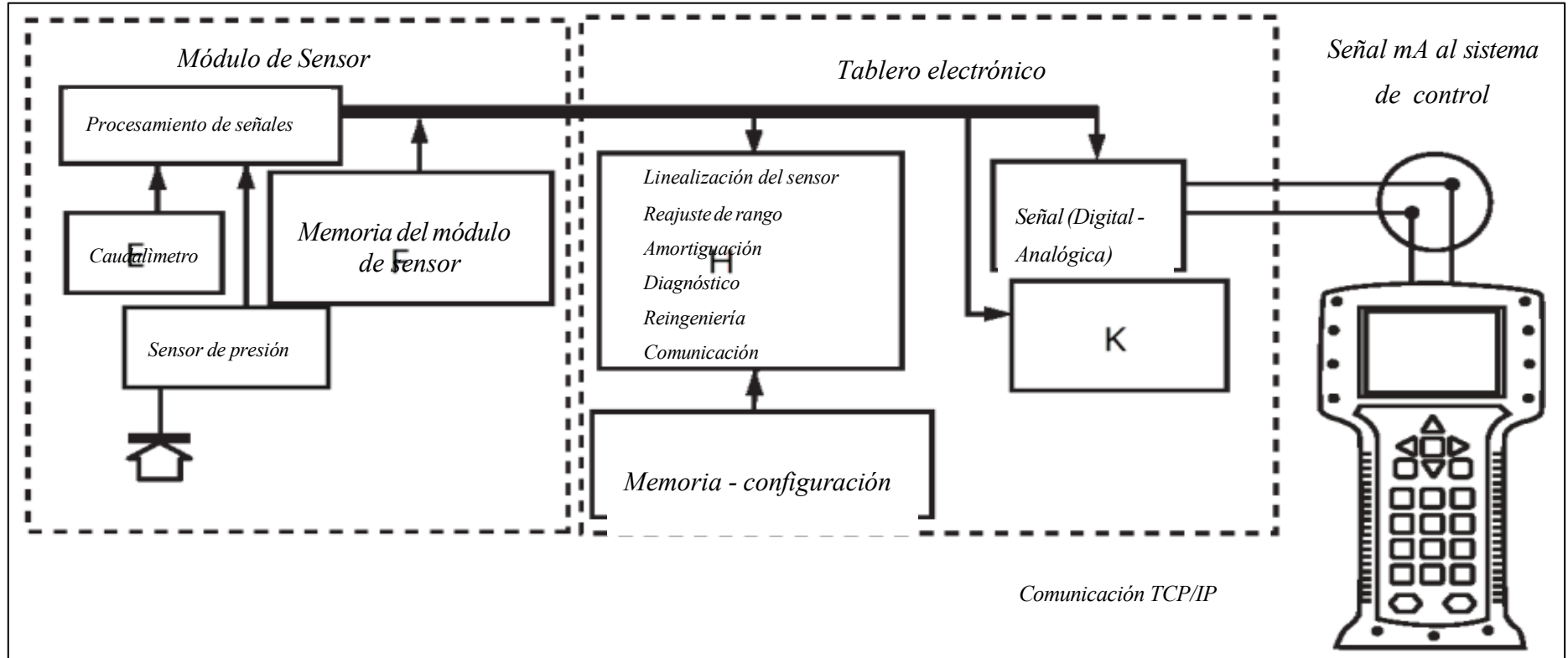
- Adegboye, M., Fung, W.-K., & Karnik, A. (4 de junio de 2019). Avances recientes en tecnologías de monitoreo de ductos y detección de fugas de petróleo: principios y enfoques. Reino Unido. Obtenido de <https://www.mdpi.com/1424-8220/19/11/2548>
- Bricebarclay. (2019). Rosemount 700 Magnetic Flowmeter Sensor. Obtenido de [https://www.bricebarclay.com/wp-content/uploads/Rosemount\\_8700M\\_Series\\_Magnetic\\_Flow\\_Meter\\_Sensor\\_Quick\\_Install\\_Guide\\_IOM\\_Manual.pdf](https://www.bricebarclay.com/wp-content/uploads/Rosemount_8700M_Series_Magnetic_Flow_Meter_Sensor_Quick_Install_Guide_IOM_Manual.pdf)
- El Comercio. (26 de junio de 2012). Breve reseña sobre la historia petrolera del Ecuador. *El Comercio*. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/breve-resena-historia-petrolera-del/>
- Emerson. (2023). Transmisor de presión en línea Rosemount™ 3051. España. Obtenido de <https://www.emerson.com/es-es/catalog/rosemount-sku-3051-in-line-pressure-transmitter-es-es?fetchFacets=true#facet:&partsFacet:&modelsFacet:&facetLimit:&searchTerm:&partsSearchTerm:&modelsSearchTerm:&productBeginIndex:0&partsBeginIndex:0&modelsBeginIndex:>
- Emerson. (febrero de 2024). Caudalímetros magnéticos. España. Obtenido de <https://www.emerson.com/documents/automation/hoja-de-datos-del-producto-plataforma-del-caudal%EDmetro-magn%E9tico-rosemount-8700m-es-es-78860.pdf>
- Emerson. (Febrero de 2024). Diagrama de bloques de funcionamiento. España. Obtenido de <https://www.emerson.com/documents/automation/manual-de-referencia-rosemount-2051-transmisor-de-presi%F3n-es-10587628.pdf>
- Gemini. (2026). Gemini. Obtenido de <https://gemini.google.com/app/65367bfb8333a225?hl=es>

- Hongfang, L., Tom, I., Saleh, B., & Lingdu, F. (abril de 2020). Técnicas de detección de fugas en oleoductos y gasoductos: Estado del arte. Sin ciudad de publicación. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0886779818311131>
- Ingel-Pro. (2025). PLC Siemens S7-1200 con HMI. Ecuador. Obtenido de [https://ingel-pro.com/curso\\_s7-300.html](https://ingel-pro.com/curso_s7-300.html)
- Jácome, P. M. (2022). Sistema experto para supervisión y control de válvulas de seguridad de un oleoducto mediante lógica difusa. Quito, Ecuador. Obtenido de <http://repositorio.uisrael.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/47000/3321/UISRAEL-EC-MASTER-ELEC-AUTOM-378.242-2022-007.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
- Korlapati, N., Khan, F., Noor, Q., Mirza, S., & Vaddiraju, S. (diciembre de 2022). Review and analysis of pipeline leak detection methods. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143322000464?via%3Dihub>
- Logicbus. (17 de junio de 2019). Protocolos de comunicación industriales. México, México. Obtenido de <https://www.logicbus.com.mx/blog/protocolos-de-comunicacion-industriales/>
- Martin, B., Roman, B., Pavol, T., Peter, S., & Tibor, H. (2021). Industry Communication Based on TCP/IP Protocol. Bratislava, Slovak Republic. Obtenido de <https://ideas.repec.org/a/vrs/repfms/v29y2021i49p59-66n4.html>
- Ordoñez, C., Vásquez-Velázquez, C., & Gonzales, G. F. (21 de diciembre de 2022). Derrame de petróleo, un desastre ecológico: revisión bibliográfica sobre su impacto en la salud. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/366941729\\_Derrame\\_de\\_petroleo\\_un\\_desastre\\_ecologico\\_revision\\_bibliografica\\_sobre\\_su\\_impacto\\_en\\_la\\_salud](https://www.researchgate.net/publication/366941729_Derrame_de_petroleo_un_desastre_ecologico_revision_bibliografica_sobre_su_impacto_en_la_salud)
- Petroecuador. (2024). *Transporte y almacenamiento*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/12/Transporte-y-almacenamiento.pdf>

- Siemens. (2025). Manual de funciones SIMATIC s7-1200. Alemania. Obtenido de [https://cache.industry.siemens.com/dl/files/925/59192925/att\\_901176/v4/s71200\\_communication\\_function\\_manual\\_es-ES\\_es-ES.pdf](https://cache.industry.siemens.com/dl/files/925/59192925/att_901176/v4/s71200_communication_function_manual_es-ES_es-ES.pdf)
- Siemens AG. (2022). SIMATIC S7-1200 – The high-performance PLC for industrial automation. Obtenido de <https://www.siemens.com/en-us/products/simatic/s7-1200/>
- Siemens. (2025). TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal). Argentina. Obtenido de <https://www.siemens.com/ar/es/productos/automatizacion/software-industrial/tia-portal.html>
- Tiegelkamp , M., & John, K.-H. (2020). IEC 61131-3: Programming Industrial Automation Systems. Berlin. Obtenido de [https://www.academia.edu/128407864/IEC\\_61131\\_3\\_Programming\\_Industrial\\_Automation\\_Systems](https://www.academia.edu/128407864/IEC_61131_3_Programming_Industrial_Automation_Systems)
- Tigre , K. E., & Zumba, J. D. (2022). Estudio de la pasarela inteligente IoT 2040 de SIEMENS y desarrollo de un manual de prácticas de laboratorio orientadas al aprendizaje de los sistemas de automatización. Cuenca. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/23821/1/UPS-CT010201.pdf>

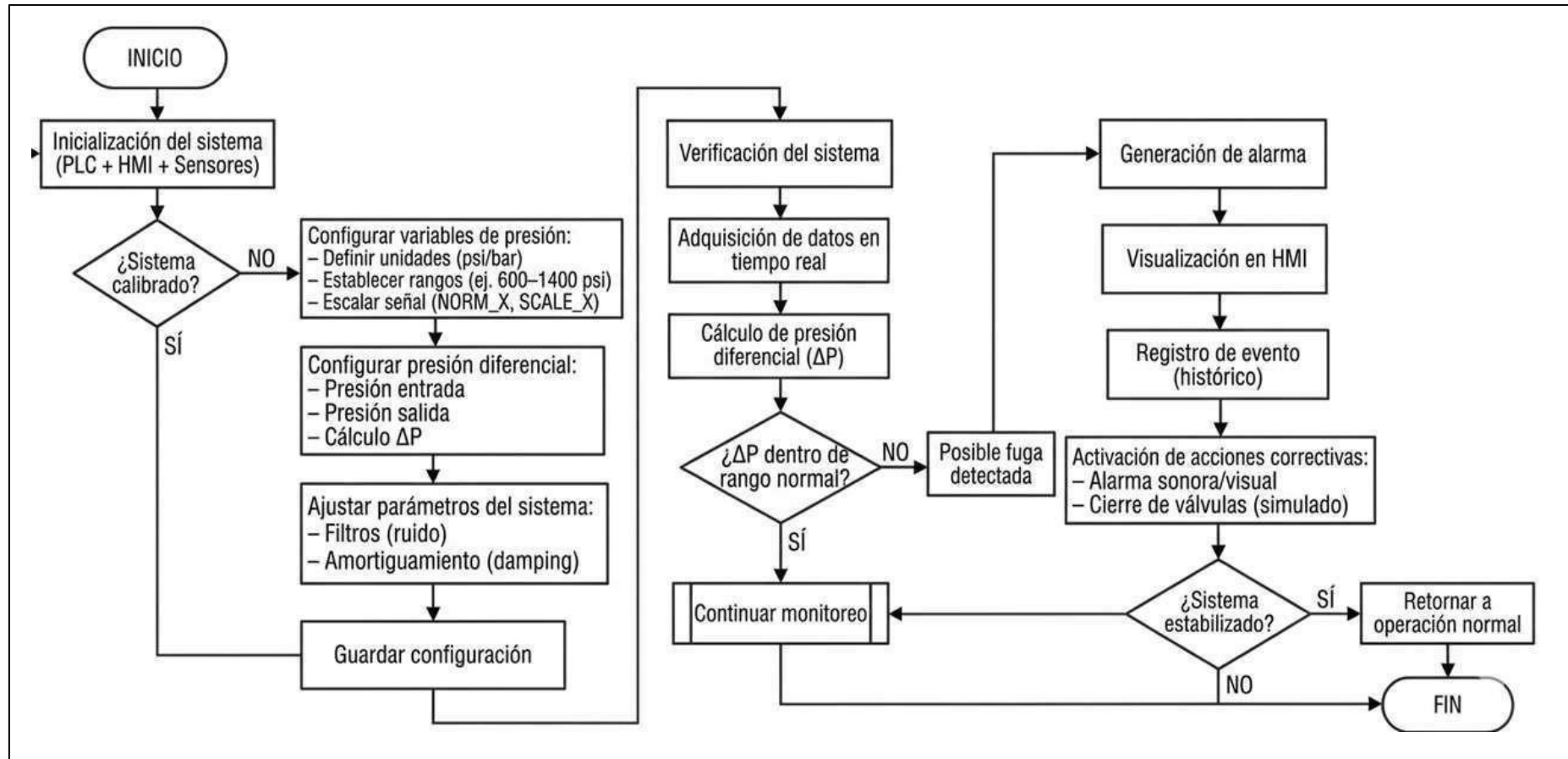
## ANEXOS

Anexo 1: Diagrama de bloques de funcionamiento de sensores de presión y caudalímetro.



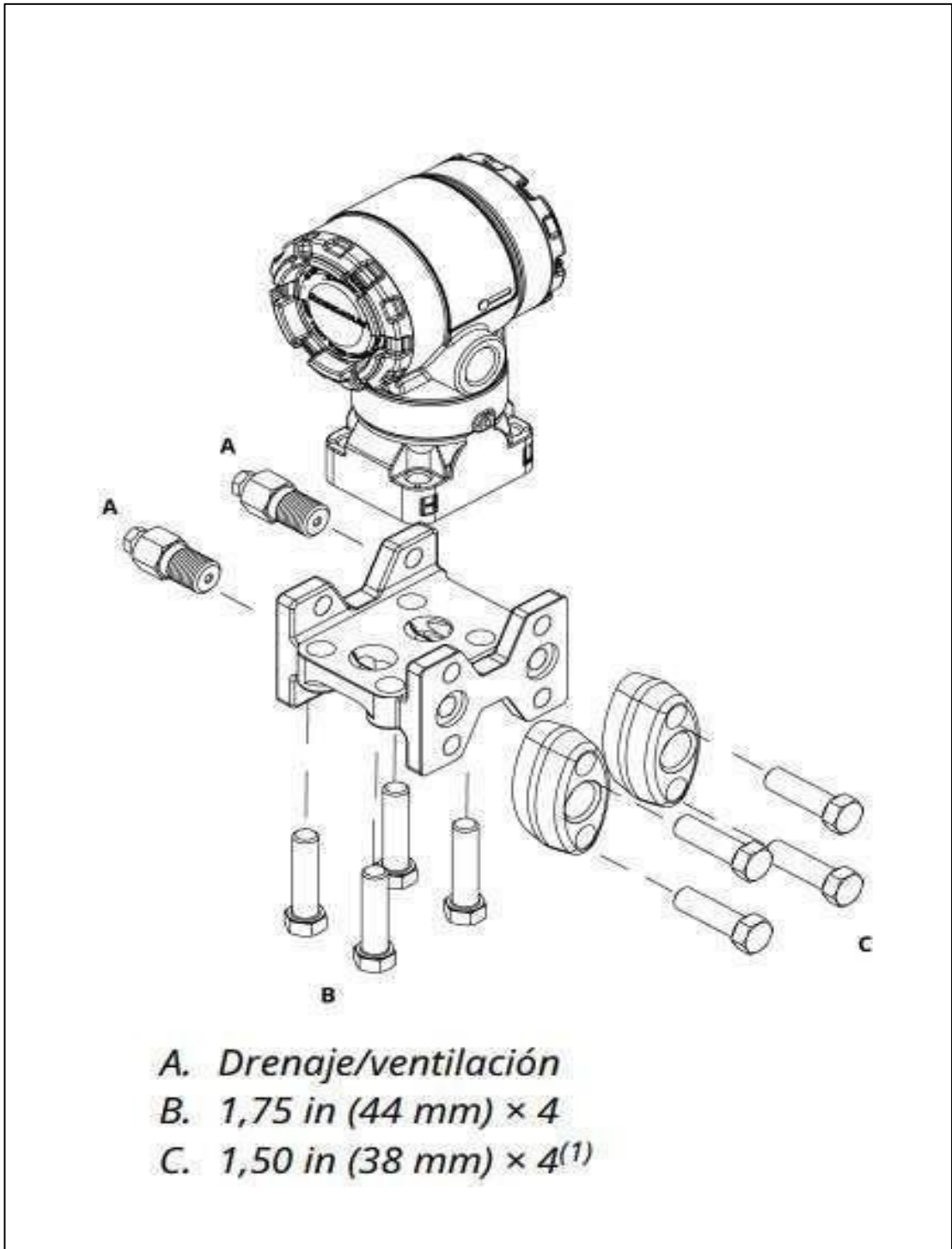
Fuente: (Emerson, 2024).

Anexo 2: Diagrama de Instalación de sensores



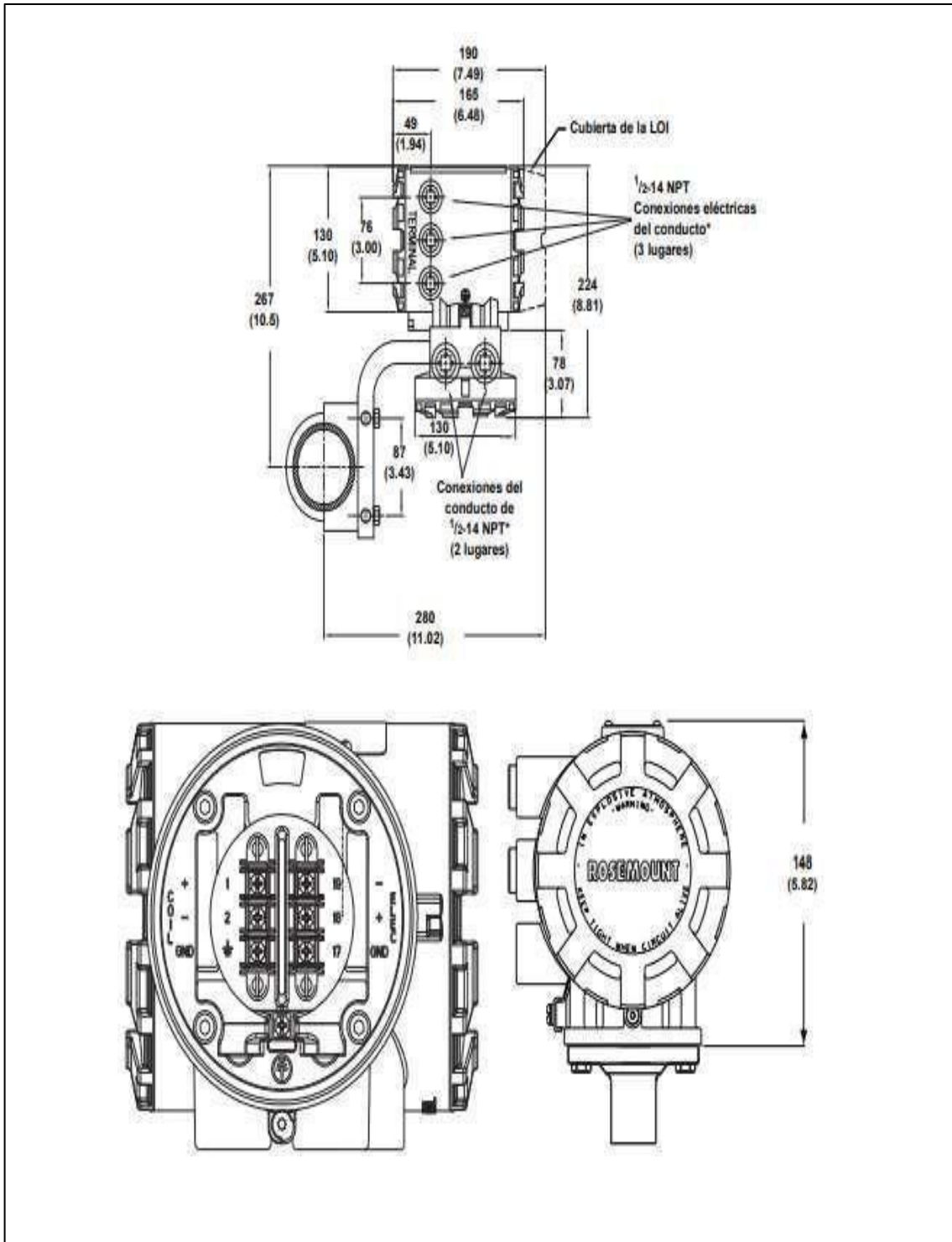
Fuente: (Emerson, 2024).

Anexo 3: Transmisor diferencial Rosemount 2051



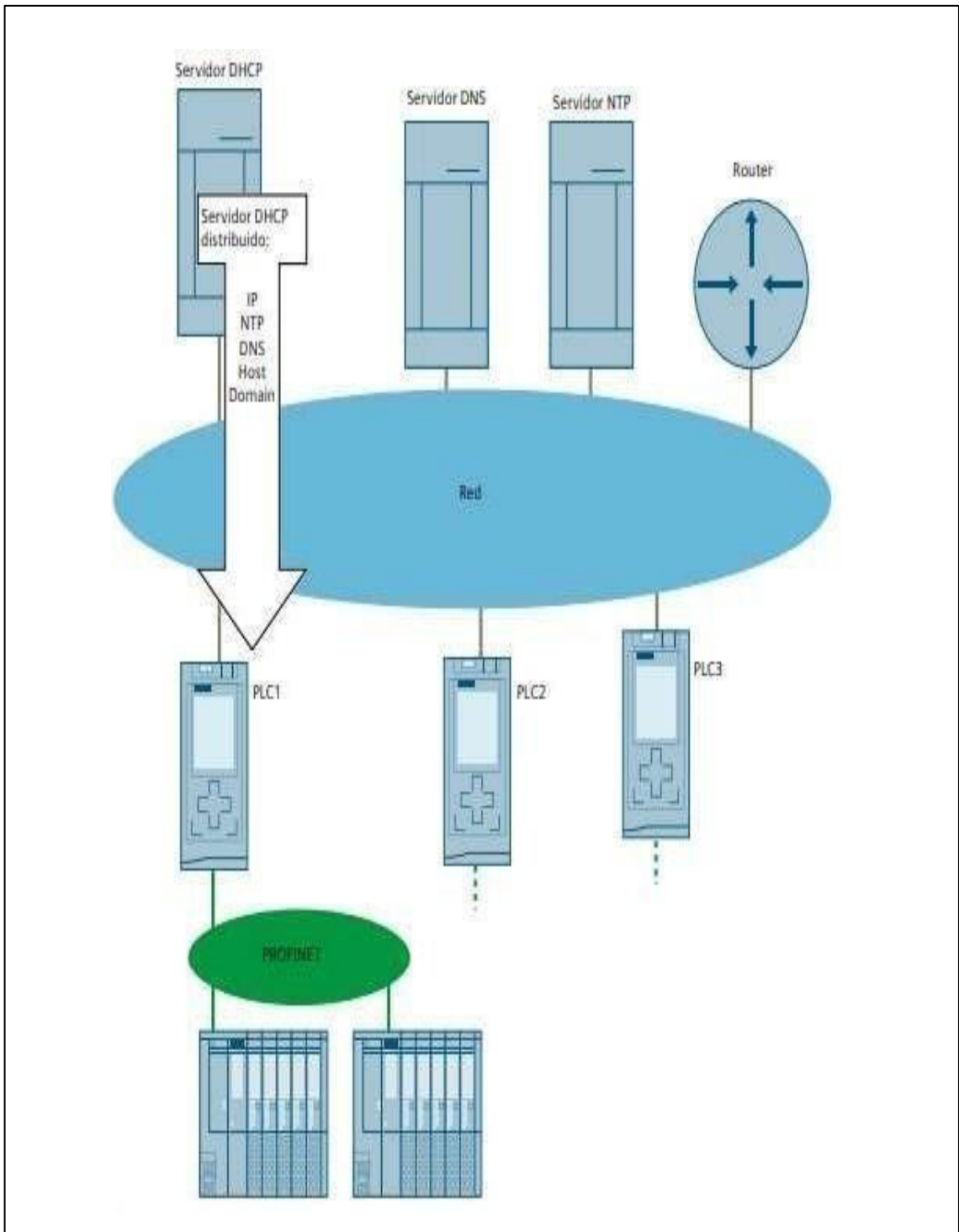
Fuente: (Emerson, 2024)

Anexo 4: . Transmisor Rosemount 8732E



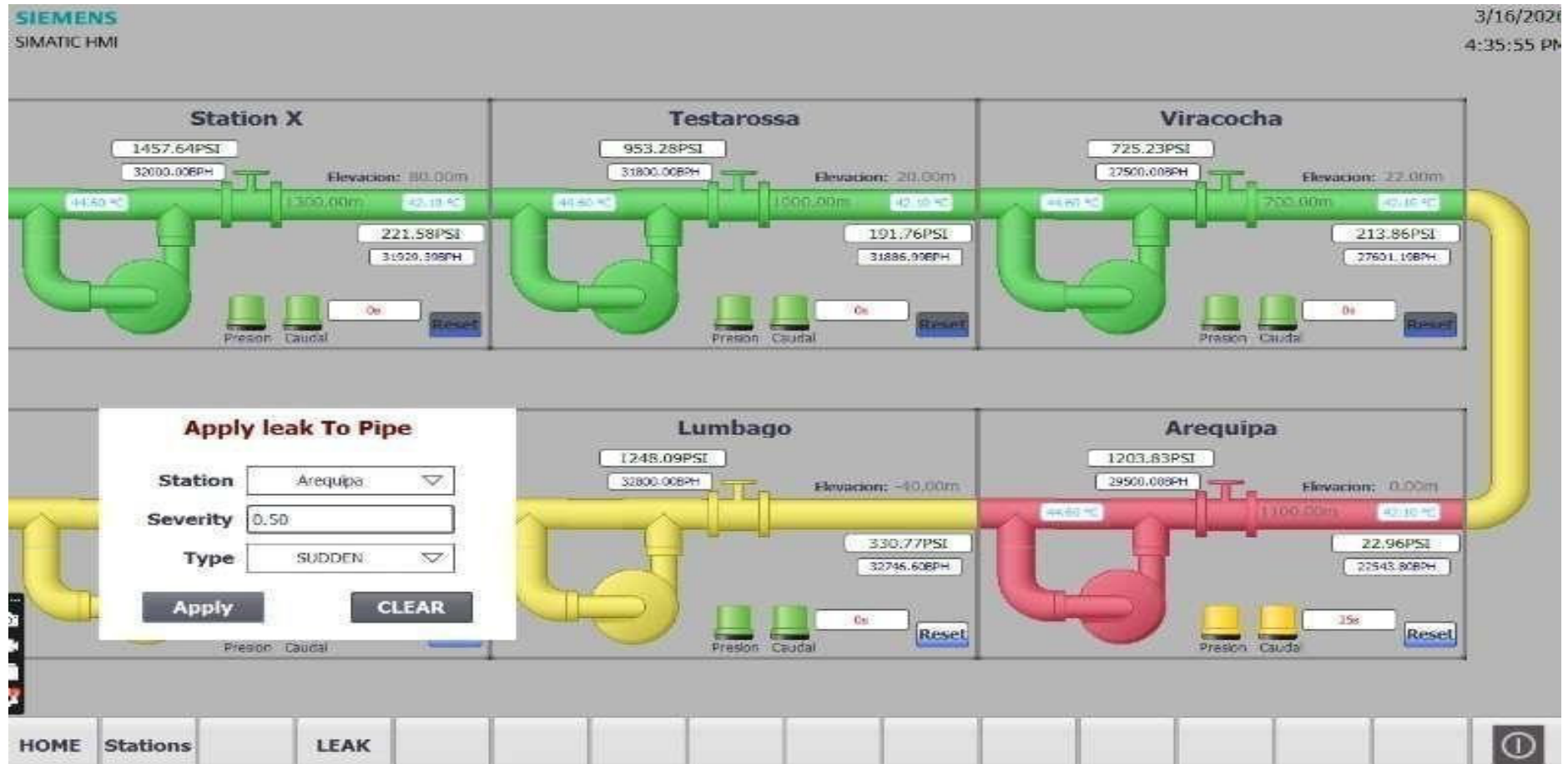
Fuente: (Emerson, 2024)

## Anexo 5: Estructura de producción modular y conexión de red de PLC



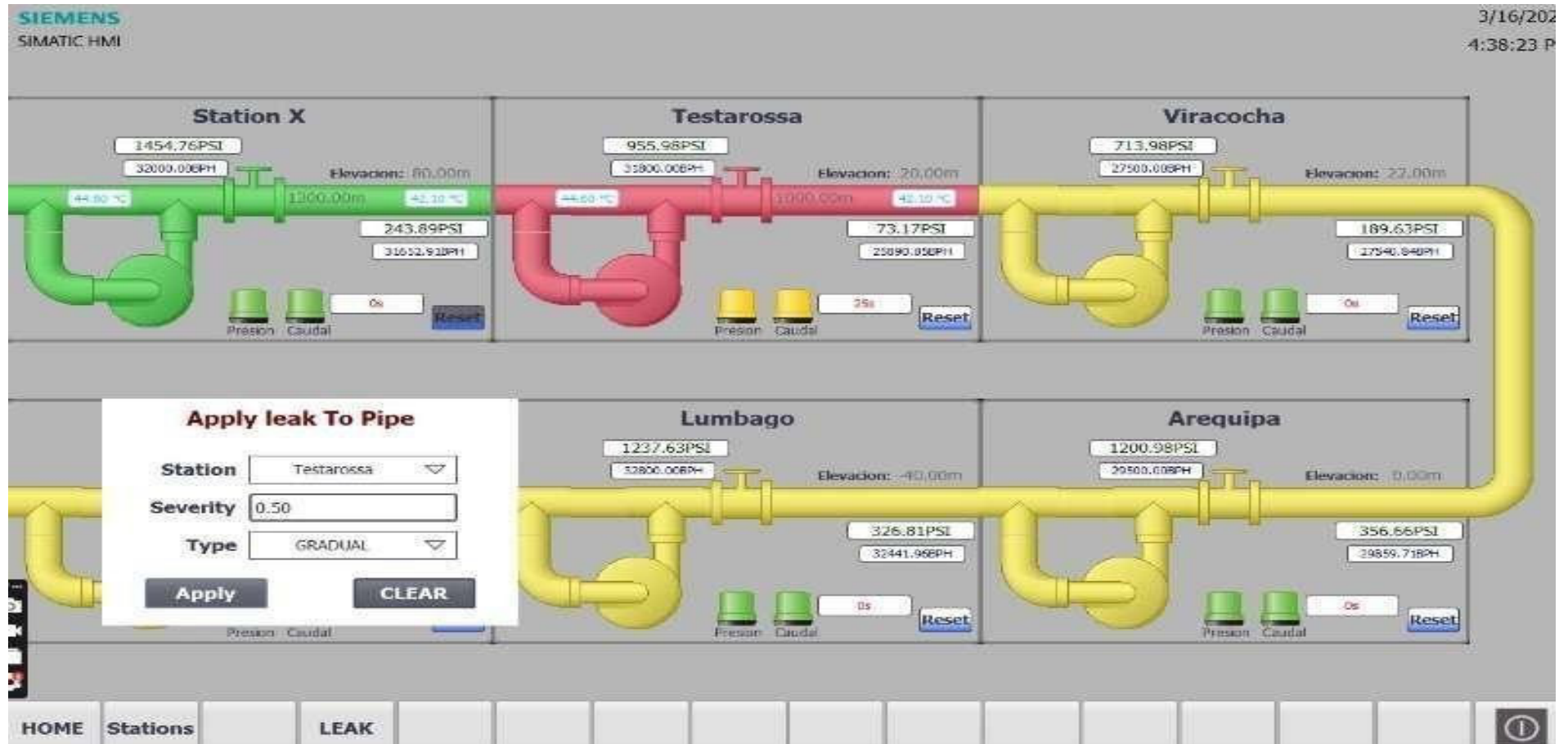
Fuente: (Siemens, 2025).

Anexo 6: Interfaz de detección de fuga en la estación "Arequipa".



Fuente: Elaborado por el Autor

Anexo 7: Interfaz de detección de fuga en la estación "Arequipa".



Fuente: Elaborado por el Autor.

## Anexo 8: Código fuente del programa principal:

```
import time
import random
from Core.station import Station
from Core.leak_detector import LeakDetector
from Core.visualization import ConsoleViewer
from Core.protection import apply_protection
from Config.Load_Data import load_Data_Config
from Core.Communication import *
from Config.loggerData import *
from DB.db_init import mainDB
from DB.db_insert import insert_multiple_stations
from Core.modulo_graficas import generar_grafica_estacion,
generar_last500_register, generar_grafica_fecha_estacion

CONFIRM_CYCLES = 25000

def main():
    #generar_last500_register(0, 0, 0, "Funcionamiento Normal - Estacion 1")
    params = load_Data_Config()
    viewer = ConsoleViewer()
    stations = []
    Connect()
    SET_NumStations(6)
    for data_Station in params["stations"]:
        stations.append(
            Station(
                station_id = data_Station["id"],
                name = "data_Station[name]",
                pump_pressure_psi = data_Station["pump_pressure_psi"],
                flow_bph = data_Station["flow_bph"],
                pipe_length_m = data_Station["pipe_length_m"],
                pipe_dp_nominal_psi = data_Station["pump_pressure_psi"] *
round(random.uniform(0.7, 0.89), 2),
                pipe_flow_nominal_bph = data_Station["pipe_flow_nominal_bph"] * 1,
                elevation_m = data_Station["elevation_m"],
                dp_threshold_pct = data_Station["dp_threshold_pct"],
                df_threshold_pct = data_Station["df_threshold_pct"],
                confirm_cycles = CONFIRM_CYCLES
            )
        )

    for st in stations:
        SET_Config_Data(
            station_id = st.station_id,
```

```

    DP_nom_PSI    = st.pipe.dp_nominal_psi,
    DF_nom_BPH    = st.pipe.df_nominal_bph,
    DP_threshold_pct = st.dp_threshold_pct,
    DF_threshold_pct = st.df_threshold_pct,
    TimeConform   = st.confirm_cycles,
    pipeLengt     = st.pipe.length_m,
    pipeElevation = st.pipe.elevation_m
)

mainDB()
time.sleep(0.4)
SET_PLC(True)
initLOG()
counterDB:float = 0.0

#generar_grafica_fecha_estacion(0, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_fecha_estacion(1, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_fecha_estacion(2, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_fecha_estacion(3, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_fecha_estacion(4, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_fecha_estacion(5, "Tendencia de curvas Presion vs Cuadal")
#generar_grafica_estacion(2, 1, 1, "CASO 1 - Fuga gradual a 32%") # Caso 1
#generar_grafica_estacion(3, 1, 2, "CASO 2 - Fuga Subita a 65%") # Caso 2
#generar_grafica_estacion(4, 1, 1, "CASO 3 - Fuga gradual al 23%") # Caso 3
#generar_grafica_estacion(1, 1, 2, "CASO 4 - Fuga Subita al 50%") # Caso 4
#generar_grafica_estacion(0, 0, 0, "Funcionamiento Normal - Estacion 1") # Caso
4

for cycle in range(1, 8020):
    if cycle > 19 :
        SET_PLANT_STATE(True)

    print("\n")
    print(f"Cycle => {cycle}")

    #Revisa los DB en el PLC para detectar la introduccion de una fuga
    result_Leak:LeakData = apply_Leak()
    print(f"State Result => {result_Leak}")

    stations[result_Leak.station_id].pipe.leak_enabled = result_Leak.Leak_enabled
    stations[result_Leak.station_id].pipe.leak_severity = result_Leak.Leak_severity
    stations[result_Leak.station_id].pipe.leak_Type = result_Leak.Leak_type

    for st in stations:
        #Si los estados de las estaciones 1=Operativo, continua con la generacion de
        datos/calculos

```

```

if GET_State_Pump_Valve_Pipe(st.station_id) == 1:
    st.simulate()

#Send informartion to PLC for HMI show
for st in stations:

    UPDATE_Data(
        station_id = st.station_id,
        P_in_psi   = st.p_in_psi,
        P_out_psi  = st.p_out_psi,
        Flow_in_bph = st.flow_nominal_bph,
        Flow_out_bph = st.flow_bph,
        DP_real_PSI = st.dp_real_psi,
        flow_BPH   = st.flow_bph,
        T_in_C     = 44.6,
        T_out_C    = 42.1
    )

result_Leak_List:list[LeakData] = []
for index in range(0, 6):
    rs = catalogStruct(result_Leak, index)
    result_Leak_List.append(rs)

if cycle > 9:
    result:list[StationData] = readCopy_Data_Log()
    #OFFLINE REGISTER
    registerData(result, result_Leak_List)
    #DB REGISTER
    if counterDB == 5 and not result_Leak.Leak_enabled:
        print("Registros realizados. No hay fugas activa")
        insert_multiple_stations(result, result_Leak_List)
        counterDB = 0
    elif result_Leak.Leak_enabled:
        print("Registros realizados. Si hay fugas activa")
        insert_multiple_stations(result, result_Leak_List)
        counterDB = 0

    counterDB += 0.5
    time.sleep(0.5)

if __name__ == "__main__":
    main()

```

```

"""
Python_To_PLC = {
    "station_id": st.station_id,
    "P_in_psi": st.p_in_psi,
    "P_out_psi": st.p_out_psi,
    "Flow_in_bph": st.flow_nominal_bph,
    "Flow_out_bph": st.flow_bph,
    "DP_real_PSI": st.dp_real_psi,
    "flow_BPH": st.flow_bph,
    "T_in_C": 44.6,
    "T_out_C": 42.1
}
Config_Data_LeakDetection = {
    "DP_nom_PSI": st.pipe.dp_nominal_psi,
    "DF_nom_BPH": st.pipe.df_nominal_bph,
    "DP_threshold_pct": st.dp_threshold_pct,
    "DF_threshold_pct": st.df_threshold_pct,
    "TimeConform": st.confirm_cycles
}

#viewer.display(cycle, stations)
#Print info test to send Data
#print("\n")
#print(Python_To_PLC)
#print(Config_Data_LeakDetection)

#return
"""

```

## Anexo 9: Código fuente módulo de comunicación

```
import time
import snap7
from snap7.util import *
from snap7.type import Areas
from Core.Structs_Data import *

DB_STATIONS = 1
DB_CONFIGS = 2
DB_LEAK = 9
DB_LOGGER = 10

PLC_IP = '192.168.0.10'
RACK = 0
SLOT = 1

plc = snap7.client.Client()

# -----
# CONEXIÓN
# -----
def Connect():
    plc.connect(PLC_IP, RACK, SLOT)
    print(f" {plc.get_connected()} ----- > PLC conectado")

def DisconnectedPLC():
    SET_PLC(False)
    plc.disconnect()
    print(" ----- > PLC desconectado")

def SET_PLC(value: bool):
    data = bytearray(2)
    set_bool(data, 0, 0, value)
    plc.db_write(DB_STATIONS, 884, data)

def SET_PLANT_STATE(value: bool):
    data = bytearray(2)
    set_bool(data, 0, 1, value)
    plc.db_write(DB_STATIONS, 884, data)

def UPDATE_Data(station_id: int, P_in_psi: float, P_out_psi: float, Flow_in_bph: float,
Flow_out_bph: float, DP_real_PSI: float, flow_BPH: float, T_in_C: float, T_out_C:
float):
    data = bytearray(34)

    set_int(data, 0, station_id)
```

```

set_real(data, 2, P_in_psi)
set_real(data, 6, P_out_psi)
set_real(data, 10, Flow_in_bph)
set_real(data, 14, Flow_out_bph)
set_real(data, 18, DP_real_PSI)
set_real(data, 22, flow_BPH)
set_real(data, 26, T_in_C)
set_real(data, 30, T_out_C)

plc.db_write(DB_STATIONS, (station_id*42) + 2, data)

```

```

def SET_Config_Data(station_id: int, DP_nom_PSI: float, DF_nom_BPH: float,
DP_threshold_pct: float, DF_threshold_pct: float, TimeConform: float, pipeLengt:
float, pipeElevation: float):
    data = bytearray(28)

    set_real(data, 0, DP_nom_PSI)
    set_real(data, 4, DF_nom_BPH)
    set_real(data, 8, DP_threshold_pct)
    set_real(data, 12, DF_threshold_pct)
    set_dint(data, 16, TimeConform)
    set_real(data, 20, pipeLengt)
    set_real(data, 24, pipeElevation)

    plc.db_write(DB_CONFIGS, station_id*28, data)

```

```

def SET_NumStations(value: int):
    data = bytearray(2)
    set_int(data, 0, value)
    plc.db_write(DB_STATIONS, 0, data)

def GET_State_Pump_Valve_Pipe(index:int):
    data = plc.db_read(DB_STATIONS, (42*index)+36, 6)
    pipe = get_int(data, 0)
    pump = get_int(data, 2)
    valve = get_int(data, 4)
    #print(f" S{index} ==> Start_Index {(42*index)+36} ||
{pipe}+{valve}+{pump}")
    return (pipe + pump + valve)/3

def apply_Leak():
    data = plc.db_read(DB_LEAK, 0, 10)

    leak_enabled = get_bool(data, 0, 0)
    leak_severity = get_real(data, 2)

```

```

leak_Type = get_int(data, 6)
leak_Station = get_int(data, 8)

return LeakData(
    Leak_enabled = leak_enabled,
    Leak_severity = leak_severity,
    Leak_type = leak_Type,
    station_id = leak_Station
)

def time_to_seconds(t_string):
    parts = t_string.split(":")
    h = float(parts[0])
    m = float(parts[1])
    s = float(parts[2])
    ms = float(parts[3])
    return h*3600 + m*60 + s + ms

def readCopy_Data_Log():
    data = plc.db_read(DB_LOGGER, 0, 276)
    stationsLog = []

    for index in range(0, 6):
        stationsLog.append( StationData(

            station_id = get_int(data, 0+(46*index)),
            P_in_psi = get_real(data, 2+(46*index)),
            P_out_psi = get_real(data, 6+(46*index)),
            Flow_in_bph = get_real(data, 10+(46*index)),
            Flow_out_bph = get_real(data, 14+(46*index)),
            DP_real_PSI = get_real(data, 18+(46*index)),
            flow_BPH = get_real(data, 22+(46*index)),
            Pipe_State = get_int(data, 26+(46*index)),
            Valve_State = get_int(data, 28+(46*index)),
            Pump_State = get_int(data, 30+(46*index)),
            PressureDown = get_bool(data, 32+(46*index), 0),
            FlowDown = get_bool(data, 32+(46*index), 1),
            T_Confirm = time_to_seconds(get_time(data, 34+(46*index))),
            dp_error_pct = get_real(data, 38+(46*index)),
            df_error_pct = get_real(data, 42+(46*index))
        )
    )

    return stationsLog

"""

```

```
stationsLog.append({
    "station_id" : get_int(data, 0+(46*index)),
    "P_in_psi" : get_real(data, 2+(46*index)),
    "P_out_psi" : get_real(data, 6+(46*index)),
    "Flow_in_bph" : get_real(data, 10+(46*index)),
    "Flow_out_bph" : get_real(data, 14+(46*index)),
    "DP_real_PSI" : get_real(data, 18+(46*index)),
    "flow_BPH" : get_real(data, 22+(46*index)),
    "Pipe_State" : get_int(data, 26+(46*index)),
    "Valve_State" : get_int(data, 28+(46*index)),
    "Pump_State" : get_int(data, 30+(46*index)),
    "PressureDown" : get_bool(data, 32+(46*index), 0),
    "FlowDown" : get_bool(data, 32+(46*index), 1),
    "T_Confirm" : get_time(data, 34+(46*index)),
    "dp_error_pct" : get_real(data, 38+(46*index)),
    "df_error_pct" : get_real(data, 42+(46*index)),
})
""""
```

## Anexo 10: Función detección de fuga en tubería import random

```
class Pipe:
    def _init_(self, ID, length_m, dp_nominal_psi, df_nominal_bph,
elevation_m=0.0):
        self.length_m    = length_m
        self.dp_nominal_psi = dp_nominal_psi
        self.df_nominal_bph = df_nominal_bph
        self.elevation_m  = elevation_m
        self.ID          = ID
        self.dp_leak     = 0

        # Fuga
        self.leak_enabled = False
        self.leak_severity = 0.0 # 0.0-1.0
        self.leak_Type    = None

        # Ruido físico
        self.dp_noise_pct = 0.0225
        self.df_noise_pct = 0.0125

    def simulate(self, p_in_psi, flow_bph):
        # Ruido normal
        dp_noise = random.uniform(-self.dp_nominal_psi * self.dp_noise_pct,
+self.dp_nominal_psi * self.dp_noise_pct)

        # Elevación ( $\approx 0.433$  psi/m)
        dp_elev = self.elevation_m * 0.463

        # Pérdida base
        dp_total = self.dp_nominal_psi + dp_noise + dp_elev

        #if self.ID == 1:
        #    print(f"\n Station {self.ID} | DP_TOTAL ==> {dp_total}")

        # --- FUGA ---
        if self.leak_enabled:
            if self.leak_Type == 1: #"gradual":
                # Incremento lento de pérdida de presión
                self.dp_leak += self.dp_nominal_psi * self.leak_severity * 0.0025
                # Saturación de la fuga (no puede exceder cierto %)
                self.dp_leak = min(self.dp_leak, 0.65 * p_in_psi)
                dp_total += self.dp_leak
                # Caudal disminuye gradualmente
```

```
    flow_bph *= (1.0 - 0.3575 * self.leak_severity)
elif self.leak_Type == 2: #"sudden":
    # Caída brusca de presión
    self.dp_leak = self.dp_nominal_psi * self.leak_severity * 0.8
    dp_total += self.dp_leak
    # Caída fuerte de caudal
    flow_bph *= (1.0 - 0.49 * self.leak_severity)

p_out = max(p_in_psi - dp_total, 0.0)

# Ruido de caudal
flow_noise = random.uniform(-flow_bph * self.df_noise_pct, +flow_bph *
self.df_noise_pct)

return p_out, max(flow_bph + flow_noise, 0.0)
```

## **Anexo 9: Manual de Operaciones del prototipo**

### **Detección temprana de fugas en oleoductos mediante TIA Portal y Python**

#### **Introducción**

El presente manual constituye la guía oficial de operación del prototipo desarrollado para la detección temprana de fugas en oleoductos. Su propósito es instruir al usuario en el uso correcto del sistema, describiendo paso a paso cómo ejecutar el programa en Python, cómo iniciar la simulación en TIA Portal y cómo interpretar la interfaz HMI.

Este documento está diseñado para ser utilizado por operadores, estudiantes y personal técnico que requieran interactuar con el prototipo en un entorno de simulación controlado. No se incluyen aspectos de programación ni desarrollo interno, únicamente las instrucciones operativas necesarias para garantizar un funcionamiento seguro y confiable.

#### **Requisitos Previos Hardware**

Para asegurar un desempeño adecuado del prototipo, se recomienda contar con el siguiente equipamiento:

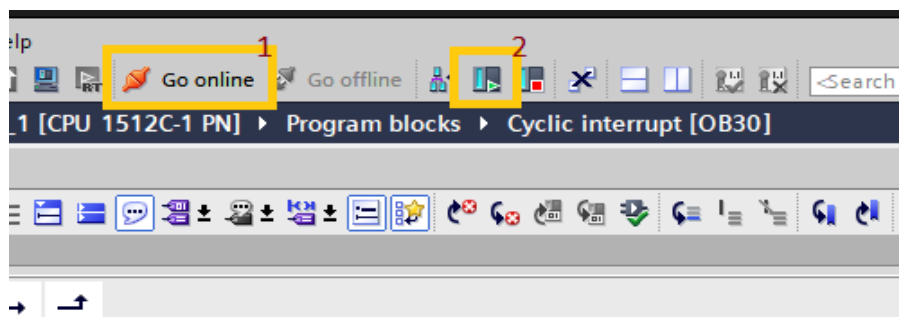
- Computadora con sistema operativo Windows 10/11.
- Procesador Intel i5 o superior.
- Memoria RAM mínima de 8 GB.
- Espacio libre en disco de al menos 10 GB.
- Monitor con resolución mínima de 1366x768 para visualizar correctamente la HMI.

#### **Software**



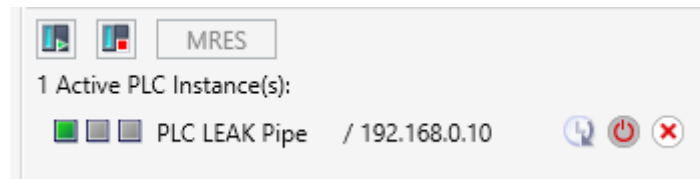
El sistema requiere la instalación del entorno de desarrollo de Tia Portal:

- **TIA Portal V18 o superior.**
  - **Siemens PLCSIM** para simulación del PLC S7-1200.
  - **WinCC Runtime Archivos del proyecto** El usuario debe disponer de:
    - Archivo Ejecutable del programa en python.
    - Proyecto de TIA Portal configurado para el PLC virtual.
      - Archivos de configuración de la HMI. **Arranque de la Simulación en TIA Portal**
1. Inicie **TIA Portal**.
  2. Abra el proyecto de simulación previamente configurado.



## Activación de PLCSIM

1. Inicie por conectar Tia Portal, en modo “Go Online”
2. Después, vaya a **PLC** → **Start Simulation**.
3. Seleccione el PLC virtual **S7-1200**.
4. Póngalo en modo **RUN**.



## Conexión con Python

Una vez en RUN, el programa Python se conectará automáticamente al PLC simulado. El usuario debe verificar que las variables del PLC se actualicen en tiempo real.

## **Ejecución del Programa en Python**

El sistema de monitoreo ha sido empaquetado como una aplicación ejecutable para facilitar su uso por parte del operador. Por lo tanto, no es necesario instalar Python ni ejecutar scripts desde la terminal, lo que resulta más seguro y confiable al no interferir en la consola del sistema.

## **Localización del programa**

El usuario debe ubicar la carpeta del sistema entregada con el prototipo. Dentro de esta carpeta se encuentra el archivo ejecutable: “Leak\_Detector.exe”. El cual, será un ejecutable portable que no requerirá de instalación para su ejecución.

Este archivo contiene todo el sistema de comunicación con el PLC y la interfaz de monitoreo.

## **Inicio del sistema**

Para iniciar el sistema:

1. Diríjase a la carpeta del prototipo.
2. Haga doble clic sobre el archivo: “Leak\_Detector.exe”.



3. El sistema abrirá automáticamente la interfaz gráfica de supervisión.

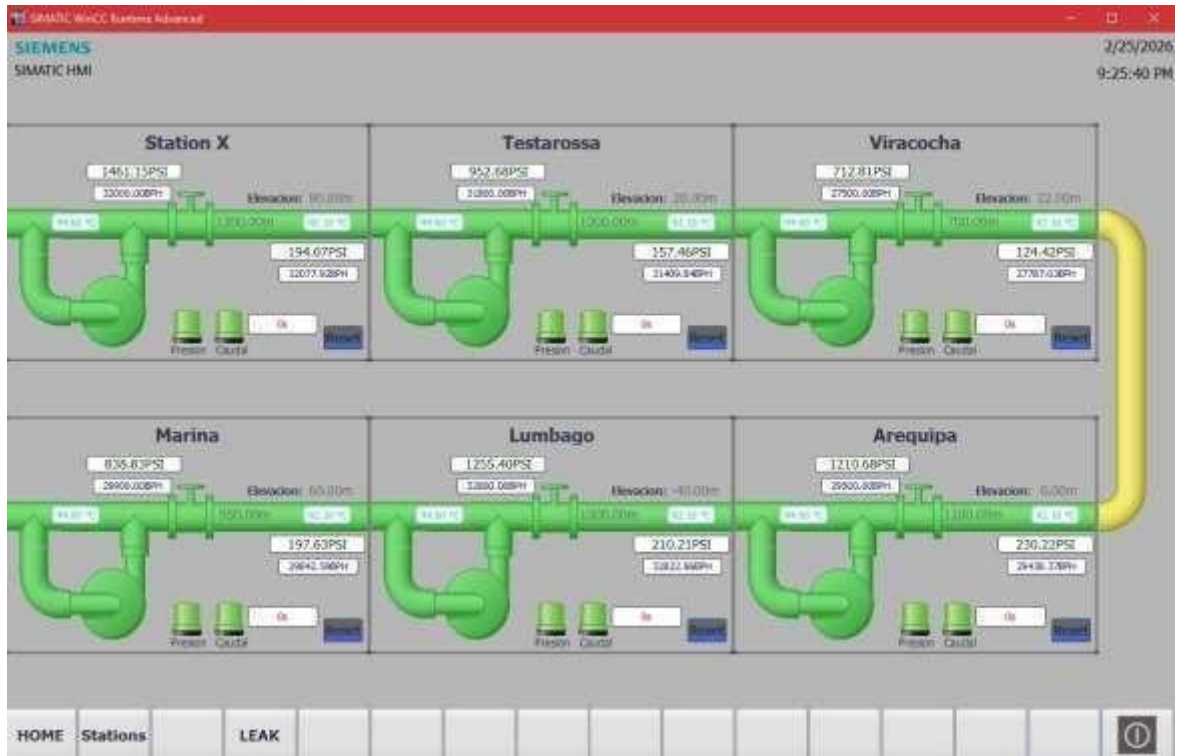
Durante el arranque el programa inicializa:

- la interfaz de monitoreo
- el sistema de comunicación con el PLC
- comunicación con la base de datos
- los procesos de simulación de datos

Una vez finalizado el proceso de carga, la interfaz quedará lista para recibir datos del PLC simulado.

### **Interfaz HMI**

La interfaz HMI constituye el punto de interacción visual entre el usuario y el sistema.



## Indicadores

- **Verde:** operación normal.
- **Amarillo:** variación leve de presión.
- **Rojo:** alarma de fuga.

## Controles

- Botón **Start:** inicia la supervisión.
- Botón **Stop:** detiene la supervisión.
- Botón **Reset:** reinicia las alarmas.

## Visualización

La HMI muestra en tiempo real las variables de presión y caudal, permitiendo al usuario identificar rápidamente cualquier anomalía.

## **Escenarios de Simulación**

### **Condiciones normales**

- Presión estable, sin alarmas.
- El sistema registra valores nominales.

### **Fuga gradual**

- Variación lenta en presión.
- Alarma amarilla en HMI.
- El sistema permite observar la tendencia de la caída de presión.

### **Fuga súbita**

- Caída brusca de presión.
- Alarma roja y activación de protocolo de emergencia.
- El sistema registra el evento y genera una alerta inmediata.

### **Procedimiento de Verificación**

1. Compare los valores mostrados en Python con los de la HMI.
2. Verifique que las alarmas se activen en los escenarios simulados.
3. Registre los resultados en una bitácora de pruebas.
4. Compare los valores obtenidos con los parámetros nominales establecidos.

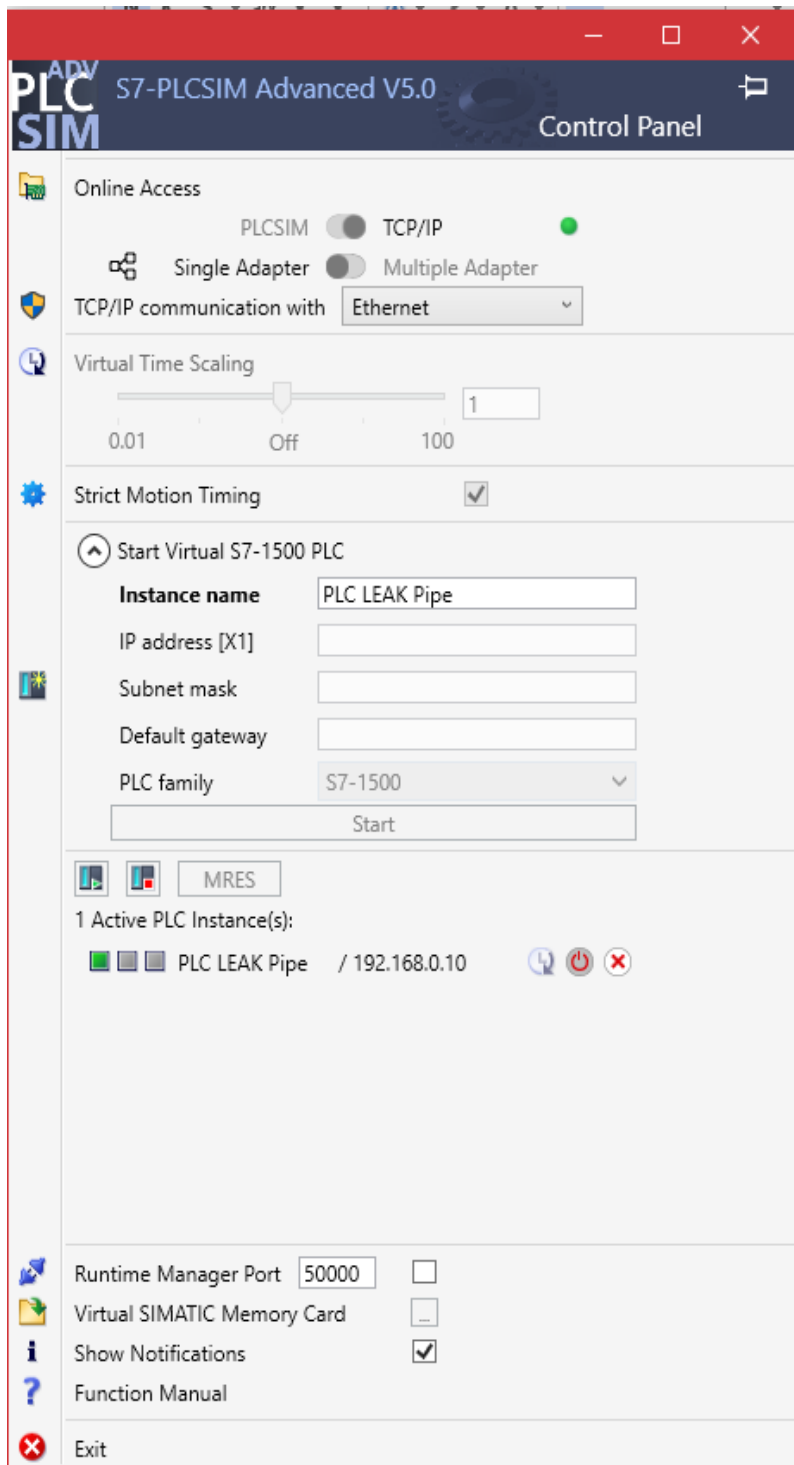
### **Procedimiento de Cierre**

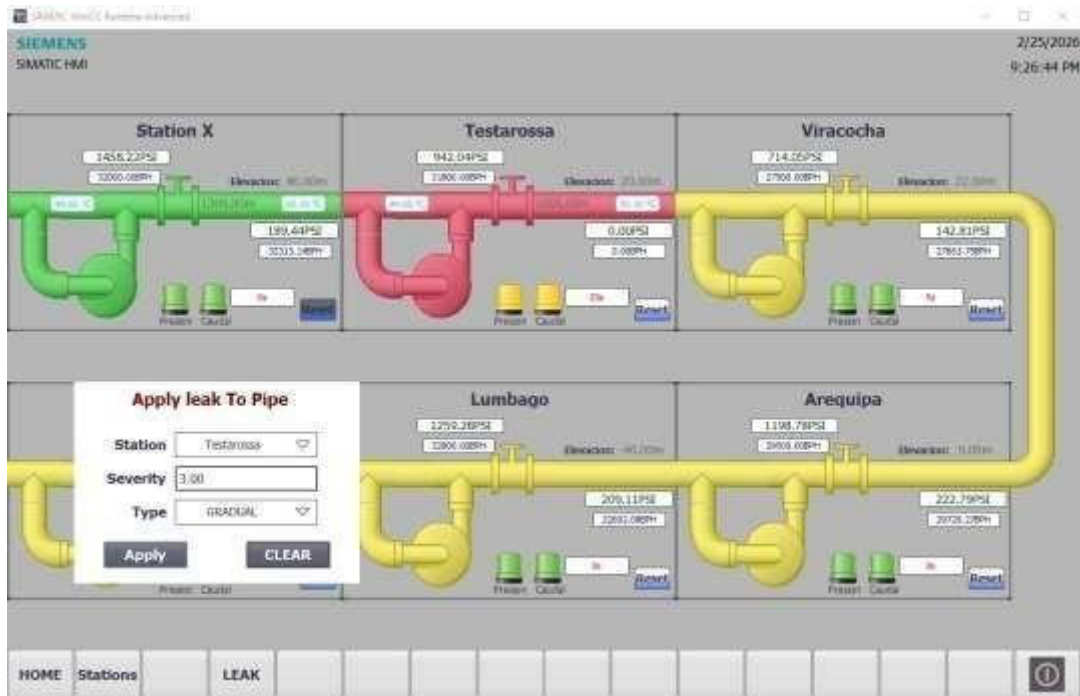
1. Al cerrar la aplicación ejecutable se detendrán todos los cálculos simulados de las estaciones.
2. El sistema maneja un buffer interno, el cual se guarda automáticamente en la base de datos al dar click en cerrar la aplicación.
3. En TIA Portal, detenga la simulación del PLC.

4. Respalidar los archivos de simulación en un dispositivo externo.

### **Recomendaciones de Uso**

- No modifique archivos del proyecto sin autorización.
- Realice pruebas en orden: normal → fuga gradual → fuga súbita.
- Documente cada sesión de simulación en una bitácora.
- Mantenga respaldos actualizados del proyecto.





**Tabla de errores comunes**

Error	Posible causa	Solución
No conecta con PLC	PLC no está en RUN	Reiniciar PLCSIM
HMI no muestra datos	Proyecto no cargado	Verificar configuración en TIA Portal

### Glosario

- **PLC:** Controlador Lógico Programable.
- **HMI:** Interfaz Humano-Máquina.
- **PLCSIM:** Simulador de PLC de Siemens.
- **Presión diferencial:** variación de presión entre dos puntos de un ducto.

### NOTA:

Este manual asegura que cualquier usuario pueda ejecutar el prototipo sin necesidad de conocimientos avanzados de programación. El cumplimiento de los pasos descritos

garantiza la correcta operación del sistema y la obtención de resultados confiables en la simulación de fugas