APLICACIÓN DE NUEVOS ESTÁNDARES DE SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD EN HORNOS DE REFINACIÓN

Luciano Milani – Marcelo Purretta – Gerardo De Vincenti

Petrobras Energía S.A.

Sinopsis

Los SIS (Sistemas Instrumentados de Seguridad) constituyen una de las capas de seguridad para la reducción del riesgo en instalaciones industriales, buscando proteger las personas, el medio ambiente, los equipamientos y la producción.

En los últimos años, nuevas tecnologías y normas han introducido cambios de criterios en diseño, mantenimiento y filosofía operacional de equipos. Sin embargo, la implementación rigurosa de estos avances debe ser balanceada con la realidad del entorno, fundamentalmente en unidades existentes, con el objeto de evitar que se generen situaciones de mayor inseguridad que las que se buscan minimizar.

Este trabajo describe los criterios, procedimientos y soluciones técnicas utilizados para la implementación de sistemas de seguridad en hornos, nuevos y existentes, de múltiples quemadores en dos refinerías de Petrobras Energía.

También se presentan las dificultades y desafíos encontrados, las lecciones aprendidas, y los resultados en función de la experiencia de un año de operación.

Introducción

La evolución de los criterios en materia de seguridad ha repercutido en las cada vez mayores exigencias de las normas que rigen en la industria. Hoy se buscan atender no sólo los requerimientos de seguridad establecidos por las normas para cada equipo en particular, sino también los aspectos de diseño, operación y mantenimiento que garanticen la confiabilidad de los diferentes componentes de todo sistema instrumentado de seguridad a lo largo de su ciclo de vida. Sin embargo, la aplicación de estos avances debe ser cuidadosamente analizada antes de la formulación de cada proyecto, ya que cuestiones como restricciones constructivas en hornos existentes pueden limitar la implementación de funciones de seguridad antes no requeridas, principalmente cuando el tiempo de ejecución del proyecto está restringido a un cronograma de parada de planta.

Otros componentes no menos importantes a contemplar en la concepción de estos sistemas son la generación de procedimientos de operación y mantenimiento, la capacitación del personal y la planificación de los recursos de mantenimiento.

En el presente trabajo se describirán los proyectos de seguridad instrumentada implementados en cuatro hornos, nuevos y existentes, cuyas características se sintetizan en los siguientes cuadros:

Horno	Planta	Carga (m^3/d)	Kcal/h	Temp.	Tipo	Quemad.	Combustible
101-B	Topping I	Crudo (1820)	9 MM	376 °C	Caja de tiro natural	8	Fuel Gas y/o Fuel Oil
201-B	Topping II	Crudo (1820)	16 MM	376 °C		8	
	Vacío	Crudo Reduc. (2300)		405 °C		6	

Cuadro 1

Hornos existentes de refinería Bahía Blanca con SIS revampeados en julio de 2005

Horno	Planta	Carga (m^3/d)	Kcal/h	Temp.	Tipo	Quemad.	Combustible
H-301	Topping III	Crudo (2000)	16 MM	355 °C	Cilíndrico de tiro natural	6	Fuel Gas y/o Fuel Oil
H-201	Topping II	Crudo (4100)	28 MM	375 °C		12	

Cuadro 2

Hornos nuevos de refinería San Lorenzo puestos en marcha en enero y julio de 2006

Definiciones

Actuación (*Trip*): Acción de un lazo de seguridad sobre el o los actuadores.

Comisionamiento: Verificación y confirmación que el SIS cumple con las características especificadas en la documentación del diseño detallado, y se encuentra listo para las pruebas de aceptación en planta.

Confiabilidad: Probabilidad que un sistema desempeñe una función definida bajo condiciones específicas en un período de tiempo dado.

Disponibilidad: Fracción de tiempo en el que el sistema es capaz de desempeñar el servicio para el que fue diseñado cuando el proceso está en operación. Un SIS no está disponible si se encuentra fuera de servicio por falla (segura o peligrosa) o mantenimiento.

Elementos Finales de Control: Último elemento de un lazo de seguridad que es accionado por el resolutor de lógica para obtener reducción del riesgo.

Falla en Demanda: Es la acción incorrecta, o no-acción, de al menos un actuador ante una situación insegura del proceso.

Falla Espuria: Falla cuyo resultado implica la acción de al menos un actuador, sin que haya ocurrido un evento iniciador que lo demandase.

Falla Oculta: Falla cuya ocurrencia sólo es percibida cuando la acción de un lazo de seguridad es solicitada, sea por demanda o por chequeo.

Falla Segura: Falla de un componente cuyo estado final no resulta inseguro o peligroso.

FRR: Factor de Reducción de Riesgo.

Iniciadores: Dispositivos que dan información al resolutor de lógica sobre el valor o estado de las variables de proceso.

PES (*Programmable Electronic System*): Resolutor de lógica diseñado y certificado para uso en SIS.

PFD: Probabilidad de Falla en Demanda. Es un valor que indica la probabilidad de que un SIS falle al responder a una demanda.

Redundancia diversa: Aplicación de diferentes tecnologías, diseños, software, etc., para reducir la influencia de fallas de modo común. Ejemplos:
- diferentes tecnologías de medición sobre la misma variable de proceso;
- diferentes caminos para tendidos redundantes de cables.

Resolutor de Lógica: Equipo electrónico que recibe las señales de los iniciadores, procesa funciones preestablecidas y comanda la acción de los actuadores.

SIF (*Safety Instrumented Function*): Funciones implementadas por el SIS para llevar el proceso a un estado seguro en caso que se produzca un evento peligroso específico.

SIL (*Safety Integrity Level*): Indicador de desempeño de la función instrumentada de seguridad medido a través de su probabilidad de falla en demanda. Expresa la probabilidad de que un sistema realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado.

SIS (*Safety Instrumented System*): Capa automática de protección compuesta por sensores, procesadores lógicos y elementos finales de control, con el propósito de llevar la planta a un estado seguro ante condiciones anormales del proceso.

SRS (*Safety Requirement Specification*): Especificación de los requisitos de seguridad para el SIS.

Tolerancia a la Falla en Demanda: Recurso adicional en un lazo de seguridad para no comprometer la ejecución de su función al ocurrir una falla oculta. Ejemplo: Votación 1 de 2.

Tolerancia a la Falla Espuria: Recurso adicional en un lazo de seguridad para evitar una actuación indebida del SIS al ocurrir una falla espuria. Ejemplo: Votación 2 de 2.

Tolerancia a la Falla Espuria y en Demanda: Recurso adicional en un lazo de seguridad para contribuir a la disponibilidad de la planta sin comprometer su función de seguridad al producirse una falla espuria u oculta. Ejemplo: Votación 2 de 3.

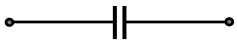
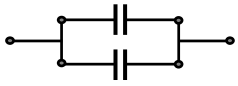
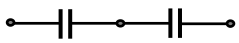
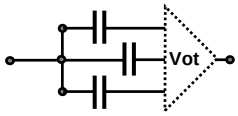
Votación	Esquema	Confiabilidad	Disponibilidad
1oo1		Baja	Baja
2oo2		Baja	Alta
1oo2		Alta	Baja
2oo3		Alta	Alta

Tabla 1 – Relación entre confiabilidad y disponibilidad para las distintas alternativas de tolerancia ante fallas

Desarrollo

A continuación se describen las etapas seguidas para el desarrollo de los proyectos de SIS de los hornos antes mencionados.

1 – Evaluación de Riesgos

El primer paso fue, mediante un análisis de riesgo de proceso (HAZOP), identificar los peligros para luego proceder a su valoración según probabilidad de ocurrencia y consecuencias asociadas.

En función de ello, luego se aplicaron capas de protección no-instrumentadas (ejemplo: válvulas de seguridad) para reducir el riesgo a un nivel acorde con el índice de riesgo aceptado por la compañía. Como era de esperar en proyectos relacionados con hornos de estas características, esto no resultó suficiente por lo que se hizo necesaria la implantación de un Sistema Instrumentado de Seguridad.

2 – Evaluación de las Funciones de Seguridad

Para esta actividad se desarrolló un taller con un grupo multidisciplinario compuesto por personal de Ingeniería, Operaciones, Mantenimiento, CSMS, Procesos, y Control Avanzado y Automación.

Con los resultados del HAZOP, como datos principales de entrada, se definieron las funciones instrumentadas de seguridad (SIF) (cuadro 3).

	Función Instrumentada de Seguridad (causas asociadas en la matriz causa-efecto)	**Modo: OPERACIÓN** **Acción sobre el proceso**
1	**Evitar mezcla explosiva en el hogar**	
a	Muy baja presión de gas principal (falta de llama en quemador)	Cortar gas principal
b	Muy alta presión de gas principal (falta de llama en quemador)	Cortar gas principal
c	Muy baja presión de gas piloto (falta de llama en piloto)	Cortar gas piloto y combustibles + habilitar barrido con vapor
d	Muy alta presión de gas piloto (falta de llama en piloto)	Cortar gas piloto y combustibles + habilitar barrido con vapor
2	**Evitar falta de circulación en ramas**	
a	Muy bajo caudal en rama	Cortar combustibles
3	**Evitar incendio en el hogar**	
a	Muy baja presión de fuel oil	Cortar fuel oil
b	Muy alta presión de fuel oil	Cortar fuel oil
c	Muy baja presión diferencial de vapor de atomización	Cortar fuel oil
d	Gasolina en la línea de gas	Cortar gas principal
4	**Evitar muy alta presión en el hogar**	
a	Llamas saliendo por las mirillas	Abrir damper

Comentarios

1 Evitar llamas en el exterior del horno debidas a:
- Roturas de las líneas de combustibles (cortar combustible correspondiente según Procedimientos).
- Goteo de fuel oil por taponamiento de picos (cortar fuel oil).

2 Los gradientes térmicos no fueron considerados por operarse siempre con mayoría de quemadores.

3 No se considera la falta de llama en quemador como una situación de riesgo por:
- contarse con 33 años de servicio sin casos de falta de llama del quemador con piloto encendido.
- establecerse como procedimiento mandatario la no-operación de todo quemador sin piloto disponible.

4 Por demora en provisión de detectores de llama, se hará una rutina de confirmación de llama de piloto.

Cuadro 3 – Ejemplo de Planilla de SIF

Luego, se procedió a la determinación de los Niveles de Integridad de Seguridad (SIL) requerido por cada una de ellas para lograr la reducción de riesgos a niveles aceptables. Debido a su

practicidad, se empleó el método cualitativo que consiste en la utilización de gráficos de riesgo no calibrados (figura 1), que junto con la tabla 2 nos entregan el valor SIL correspondiente. Se evaluaron los siguientes aspectos: Seguridad Personal, Medio Ambiente, y Pérdida de Producción y Daños a Equipos. También se tuvo en consideración la posibilidad de ocurrencia de fallas ocultas y espurias para analizar la incorporación de redundancias en iniciadores o actuadores.

Seguridad Personal

Grado de consecuencia

C0: Ninguno
C1: Herida leve
C2: Muerte de una persona
C3: Muerte de mas de una persona
C4: Catástrofe

Presencia humana en el área peligrosa

F1: Raramente a frecuentemente
F2: Frecuentemente a continuamente

Posibilidad de prevención del evento

P1: Posible ante ciertas condiciones
P2: Imposible

Probabilidad de ocurrencia del peligro

W1: Muy baja (> 10 años)
W2: Baja (entre 1 y 10 años)
W3: Relativamente alta (< 1 año)

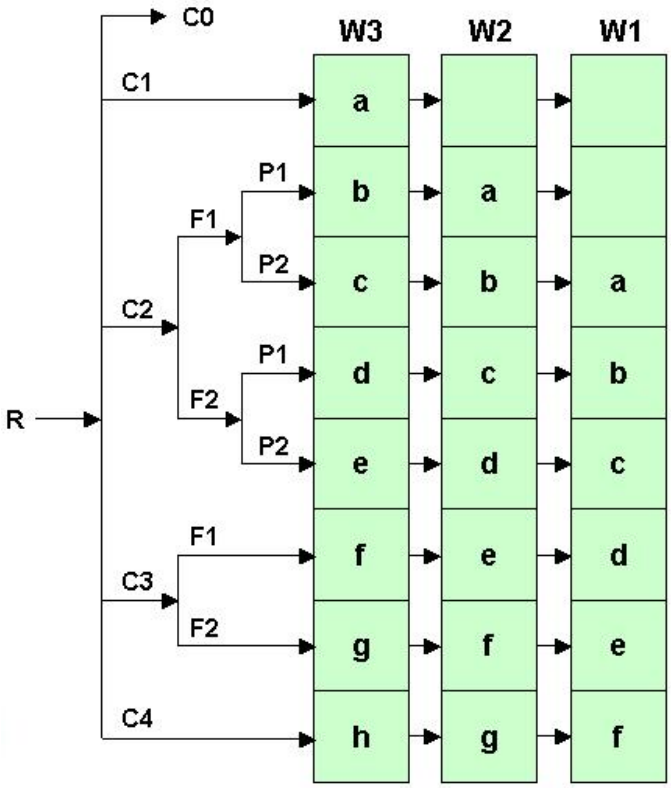


Figura 1 – Ejemplo de Gráfico de Riesgo

Posteriormente, los resultados del análisis y los detalles de la implementación de cada función son volcados a la Tabla de Clasificación de SIF (figura 2).

Reducción Mínima Necesaria	SIL	PFD	FRR
a	**0**	> 0.1	< 10
b – c	**1**	0.1 – 0.01	10 a 100
d	**2**	0.01 – 0.001	100 a 1000
e – f	**3**	0.001 – 0.0001	1000 a 10000
g	**4**	0.0001 – 0.00001	10000 a 100000

Tabla 2 – Asignación del SIL sobre la base de PFD y FRR

CAUSA 1ª (en operación)

Servicio: Evitar mezcla explosiva en el hogar (muy baja presión de gas principal)

Flujogramas:				
Identificación del Lazo de Seguridad				
Iniciador(es):	PT-170A	PT-170B		
Actuador(es):	PV-170A	PV-170B	PV-170C	

Consecuencias de Falla ante la Demanda:

1	Presencia de mezcla explosiva en el hogar con consecuente posibilidad de pequeña explosión, daños personales, eventuales daños al horno y salida de llama al exterior.
2	

Demanda:	**W**	2					**SIL asociado**	2
Seguridad Personal:	**C**	2	**F**	2	**P**	2	**SIL asociado**	0
Pérd. de Prod/Equip:	**L**	2					**SIL asociado**	n/a
Medio Ambiente:	**E**	0						
Clase Final para Falla ante Demanda del Lazo de Seguridad:								2

Consecuencias de Falla Espuria:

1	Reducción de la carga procesada por dos horas (tiempo promedio).
2	

Frecuencia de Falla Espuria:	**T (iniciadores)**		2
	T (actuadores)		2
Costo para implementar Tolerancia a la Falla Espuria:	**CTFE (inic.)**	US$	3000
	CTFE (act.)	US$	20000
Pérdida Financiera asociada a una ocurrencia de Falla Espuria:	**C**		1
Implementar Tolerancia a la Falla Espuria? (S/N):	**T (iniciadores)**		N
	T (actuadores)		N

Esquema de Votación seleccionado para el(los):	**DCS**	**1oo1**	**1oo2**	**2oo2**	**2oo3**
Iniciador(es):			X		
Actuador(es):			X		

Comentarios:

1. La frecuencia se basó en una rutina de 4 veces por turno. Además los hornos se soplan una vez por turno.
2. En general, un solo operador interviene en la operación de los quemadores y el soplado.
3. Siempre existe un quemador con fuel oil encendido por razones de seguridad.
4. La votación 1 de 2 de actuadores tiene en cuenta el bloqueo de la válvula de control a través del PES.

Figura 2 – Ejemplo de Planilla de Clasificación de SIF

3 – Confección de Matriz de Causa-efecto

Finalmente, se elabora la Matriz Causa-efecto (figura 3) donde cada fila corresponde a un iniciador de *trip* y cada columna a una acción destinada a evitar un evento peligroso. Este documento, además de brindar una representación gráfica y estructurada de la lógica del SIS, resultó ser de suma utilidad para la capacitación del personal de Operaciones.

Horno 101-B

CAUSA	EFECTO	Descripción	Bloq. Gas Piloto + Venteo	Bloqueo Fuel Gas + Venteo	Bloqueo Fuel Oil	Abrir Válv. Vapor Ahogado	Abrir Damper de Chimenea	Abrir Vapor Emerg. Ramas			
Descripción	**Tag**	n°	1	2	4	3	5	6	**SIF**	**SIL**	**Votación**
Paro Manual (Campo)	**HS-105**	1	X	X	X	X	X		-	-	**1 de 2**
Paro Manual (Sala)	**HS-105A**	2	X	X	X	X	X		-	-	
Muy baja presión de Gas Piloto	**PT-173**	3	X	X	X	X	X		**1c**	**2**	**2 de 3**
Muy alta presión de Gas Piloto		4	X	X	X	X	X		**1d**	**2**	
Corte de Gas (Campo)	**HS-119**	5		X					-	-	**1 de 2**
Corte de Gas (Sala)	**HS-119A**	6		X					-	-	
Muy alta presión de Gas p/ quemad.	**PT-170**	7		X					**1b**	**2**	**1 de 2**
Muy baja presión de Gas p/ quemad.		8		X					**1a**	**2**	
Muy alto nivel en Knock-out Drum	**LT-199**	9		X					**3d**	**1**	**1 de 1**
Corte de Fuel Oil (Campo)	**HS-117**	10			X				-	-	**1 de 2**
Corte de Fuel Oil (Sala)	**HS-117A**	11			X				-	-	
Muy baja presión de Fuel Oil	**PT-121**	12			X				**3a**	**1**	**1 de 1**
Muy alta presión de Fuel Oil		13			X				**3b**	**1**	
Muy bajo diferen. FO / Vap. Atomiz.	**PDT-162**	14			X				**3c**	**1**	**1 de 1**
Baja presión de Vapor Atomizado	**PT-1001**	15			X				-	-	**1 de 1**
Muy bajo caudal de Crudo de ramas	**FT-111A FT-111B**	16		X	X			X	**2a**	**0**	**DCS**
Temp. muy alta salida Convección	**TE-100-30 TE-100-31**	17		X	X			X			**DCS**
Temp. muy alta salida Radiación	**TE-100-32 TE-100-34**	18		X	X			X	**2b**	**0**	**DCS**
Temp. muy alta de Hogar	**TE-100-33 TE-100-35**	19						X			**DCS**
Muy alta presión en el Hogar	**PT-160**	20		X	X		X		**4a**	**0**	**DCS**
Sensado de Vapor de Ahogado	**PT-1003 ZS-1003**	21		X	X		X		**4b**	**2**	**1 de 2**

Figura 3 – Ejemplo de Matriz Causa-efecto

4 – Especificación de los Requisitos de Seguridad para SIS (SRS)

La información que se incluye en el documento SRS es:

a. Lista de las funciones instrumentadas de seguridad requeridas con su correspondiente SIL.

b. Diagramas y hojas de datos de proceso e instrumentación.

c. Información del proceso (filosofía de operación, elementos finales, entre otros) e información del análisis cuantitativo de riesgo (causa y consecuencia de cada evento potencial de peligro que requiera un SIS).

d. Consideraciones de falla de causa común del proceso tales como corrosión, taponamiento, etc.

e. Requerimientos regulatorios que impactan al SIS.

f. Consideraciones de confiabilidad, calidad y ambientales.

g. Lista de consideraciones operacionales y de mantenimiento.

En el caso particular del proyecto de Bahía Blanca, por falta de tiempo y tratarse de una obra de Paro Programado de Mantenimiento, se procedió a elaborar una especificación del tipo descriptiva con características generales y particulares.

5 – Programa de Mantenimiento y Auditorías

Debido a que el SIL de las funciones de seguridad va decreciendo con el tiempo, se ha establecido la necesidad de elaborar un programa de mantenimiento para garantizar la integridad y confiabilidad del sistema durante todo su ciclo de vida. Ese programa incluirá los procedimientos para chequeos y reparaciones, como así también de bypass de iniciadores.

Posteriormente, de manera periódica, se deberán realizar auditorías para confirmar el cumplimento de los siguientes ítems:

a) procedimiento adoptado para implementación de modificaciones;

b) procedimiento adoptado de chequeos y su periodicidad;

c) sistemática de registros y análisis de mantenimiento;

d) entrenamiento del personal de mantenimiento;

e) integridad y actualización de la documentación.

Proyectos de SIS en Hornos Existentes

Como parte de las tareas previstas para una parada programada de 30 días de las unidades de Topping y Vacío de la refinería de Bahía Blanca, se proyectó el desarrollo del revamping de los dos hornos afectados al programa de mantenimiento.

Las etapas que permitieron encausar este proyecto fueron:

1. Capacitación especializada del personal a cargo del proyecto. Se asistieron a diferentes cursos y congresos sobre la especialidad, además de visitar refinerías en Brasil con experiencia en este tipo de emprendimientos.
2. Desarrollo de un taller, con personal multidisciplinario de ambas refinerías y casa matriz de Brasil, para evaluar los riesgos en los hornos existentes, determinar las funciones instrumentadas de seguridad (SIF), y clasificar su nivel de integridad de seguridad (SIL) mediante la aplicación del método cualitativo.
3. Realización de un taller, con personal multidisciplinario y especialistas de Petrobras Brasil, con el fin de identificar los posibles riesgos producidos por el reemplazo del DCS y la incorporación de SIS en los hornos de las unidades afectadas al Paro, considerando la continuidad operativa del resto de las unidades. También se buscó evaluar el impacto en CSMS y determinar las recomendaciones y responsabilidades para eliminar o atenuar las consecuencias de eventos no deseados provocados por la ejecución del proyecto. El método utilizado para este taller fue un análisis preliminar de riesgo (APR), que incluyó las etapas de ingeniería, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.
4. Desarrollo de la Ingeniería Básica para el proyecto de adecuación de los Sistemas Instrumentados de Seguridad de los dos hornos.
5. Estudio de mercado para evaluar productos y proveedores de servicios.
6. Relevamiento en campo de la instrumentación e instalación a modificar, desmontar o conservar.
7. Definición de las características de diseño. Selección de los sistemas, instrumentos y materiales.
8. Generación de la Especificación Técnica para provisión “llave en mano”.
9. Ejecución de las tareas de montaje de pre-Paro:
   - Construcción de una Casa de Control Local dentro de los límites del área para alojar los gabinetes de los resolutores de lógica de ambos hornos. Para ello se siguieron los lineamientos de la ley 13660 y de las normas API 750 y API 752.
   - Replanteo de todos los cuadros de nuevas válvulas a modificar o reemplazar.
   - Diseño y construcción de todas las canalizaciones principales y cajas de conexionado (independientes de las del sistema de control). Se utilizaron multipares con cobertura de color naranja para diferenciarlos de los del resto de la instrumentación de planta.
   - Diseño y configuración de las lógicas de los hornos.
   - Desarrollo del FAT (*Factory Acceptance Test*) de los resolutores de lógica.
10. Ejecución de las tareas de montaje durante el Paro:
    - Modificación y reemplazo de todos los cuadros de válvulas de gas principal y gas piloto.
    - Modificación de tomas de proceso existentes y agregado de otras adicionales para los iniciadores que llevan redundancia.
    - Montaje de las canalizaciones entre los instrumentos de campo y las cajas de conexionado y paneles de campo.
    - Conexionados en campo y gabinetes.
    - Montaje de servidores y estaciones de ingeniería y monitoreo de los PES en Sala de Control.
    - Desmontaje de los materiales e instrumentación desafectados.

11. Ejecución del SAT (*Site Acceptance Test*) y pruebas de lazos.
12. Capacitación de los operadores e instrumentistas.
13. Puesta en Marcha y asistencia posterior.

El tiempo total empleado para el proyecto de ambos hornos fue de 18 meses, correspondiendo los últimos tres a la fase de obra.

Relevamiento de los sistemas de seguridad existentes

El siguiente cuadro sintetiza las características de cada uno de los componentes de los sistemas instrumentados de seguridad existentes, versus las requeridas bajo la óptica de los nuevos estándares.

	Relevamiento de los Hornos 101-B y 201-B	
	Existente	**Requerido**
Iniciadores	**Tipo switch**	**Transmisores analógicos**
	Sin posibilidad de diagnóstico en servicio. Sin redundancia diversa. Propensos a fallas ocultas y espurias.	Inteligentes. Distintos a los del DCS. Igual rango a los del DCS. Instrumentos certificados o probados.
Resolutor de lógica	**DCS**	**PES**
	No diagnostica fallas ocultas. Software no certificado para SIS. Capa de protección no independiente del control de proceso. No apto para señales durmientes.	con certificación IEC-61508
Elementos finales de control	**Solenoides**	**Solenoides**
	Algunas del tipo de bloqueo directo. Con rearme manual mecánico. Algunas con acción *energize to trip.* Sin certificación.	Con certificación IEC-61508. Desenergizan para el trip. Sin rearme manual. De 24 Vcc baja potencia.
	Válvulas	**Válvulas**
	Sin suficientes fines de carrera. Algunas de bloqueo sin clase de cierre apropiado.	Fines de carrera duales. Clase de bloqueo apropiada. Actuación pilotada.
Detección de llama	Sin detectores de llama.	Detección automática de llama de tipo *fail-safe.*
Ignición	Operación manual por hisopo.	Ignición comandada a distancia.
Alarmas	Gobernados por DCS.	Directas y/o gobernadas por el PES.
Clasificación resultante	**SIL < 1**	**SIL ≥ 2**

Cuadro 4

Principales recomendaciones del taller de identificación y clasificación de SIF

- Alineación con los objetivos de CSMS de Petrobras.
- Provisión llave en mano a través de empresas con probada experiencia y antecedentes en SIS.
- Participación activa durante el proyecto de personal de las áreas de Operaciones y Mantenimiento.
- Capacitación intensiva del personal de Operaciones y Mantenimiento.
- Utilización de tecnologías y equipos certificados y con probados antecedentes.

- Prever instalaciones que minimicen fallas de causa común.
- Evitar el uso de borneras fronteras, accesorios o dispositivos intermedios que aumenten los puntos con probabilidad de falla.
- Evitar paradas en falso debido a fallas espurias adoptando sistemas 2oo3 en lugar de 1oo2 para el resolutor de lógica y los iniciadores de las variables de proceso más críticas, definiendo éstas por su función de seguridad y potenciales lucros cesantes.
- Establecer un programa de mantenimiento para sostener el nivel de integridad del SIS durante todo su ciclo de vida.
- Elaborar procedimientos de bypass, para mantenimiento y puesta en marcha, de los iniciadores del SIS.
- Difundir entre las gerencias, jefaturas y supervisión la importancia de:
  - capacitación y entrenamiento del personal de planta;
  - chequeos periódicos con elevado factor de cobertura;
  - seguimiento de la documentación de los sistemas;
  - actualización de los procedimientos de mantenimiento y operación de las unidades.

Características de la Obra

A continuación se describen las características de los SIS implementados en ambos hornos.

- **Iniciadores**

  Se utilizaron transmisores inteligentes en modo 4 a 20 mA, certificados o probados en uso, y diferentes a los del sistema de control para la medición de las mismas variables de proceso. Se establecieron los mismos rangos con la finalidad de implementar alarmas de desvío.

- **Válvulas de Bloqueo**

  En los cuadros de gas piloto y de gas principal, se reemplazaron las válvulas de bloqueo existentes por otras de tipo esféricas con clasificación de cierre VI, provistas con actuadores neumáticos de simple efecto con retorno a resorte y fines de carrera del tipo *reel switch* con indicación local.

  En el caso de las válvulas de bloqueo de fuel oil se mantuvieron las mismas, del tipo tapón con clase de cierre IV, agregándoseles fines de carrera para garantizar la condición de cierre.

  En aquellos lazos de control regulatorio cuyas válvulas se encuentran en serie con válvulas de bloqueo, se incorporaron comandos de *tracking* para pasar automáticamente el control a modo "manual" con posición de cierre, o apertura en el caso del damper.

- **Solenoides**

  Se utilizaron solenoides antiexplosivas de 3 vías y baja potencia (24 Vcc), con certificación SIL-4.

- **Conjuntos Piloto-Ignitor-Sensor**

  Se definió la incorporación de conjuntos Piloto-Ignitor-Sensor (*flame rod*), pero debido a que los tiempos de provisión ponían en peligro la ejecución del proyecto, se optó por instalar pulsadores de reconocimiento de llama. A su vez, en función de la incertidumbre de la respuesta de los detectores de llama en quemadores con fuel oil, se decidió comprar dos equipos diferentes para efectuar pruebas piloto en ambos hornos, uno del tipo UV+IR inteligente y el otro *flame rod*, prueba ésta aun en proceso de ejecución.

- **Paneles de campo**

  En los nuevos paneles se redefinió la ubicación de las botoneras, luces de indicación y pulsadores. También fueron instalados diodos *led* en lugar de lámparas convencionales, sensores

de apertura de puertas, y botoneras con configuración acorde a la función que desempeñan (1oo2 para paros de emergencia y 2oo2 para acciones de confirmación).

- **Pantallas en DCS**

  Con la participación de los panelistas, se diseñaron y desarrollaron las siguientes pantallas:

  – **Control.** Contiene las variables y controladores necesarios para la operación del horno.

  – **SIS.** Muestra las variables analógicas del SIS, posición y estado de válvulas, alarmas y vínculos entre las distintas pantallas que intervienen en el proceso.

  – **Matriz de Causa y Efecto.** Relaciona la información de los eventos que generan un *trip* y la acción de los elementos finales de control asociados. También posee la indicación de alarma de primer evento (*first-out*) y la entrada, mediante clave autorizada, para seleccionar el iniciador a bypassear en caso de necesidad de mantenimiento.

  – **Secuencia de Encendido.** Esta pantalla le brinda al operador una representación gráfica y dinámica de la situación de la lógica para facilitarle la secuencia de encendido y toma de decisión en caso de emergencias.

- **Montajes**

  Se utilizaron canalizaciones e identificaciones (*tags*) independientes a los del sistema de control. A su vez, para facilitar la diferenciación, todos los componentes del SIS fueron pintados total o parcialmente de color naranja, mientras que los multipares y fibras ópticas son de cobertura naranja.

- **Resolutor de lógica**

  El PES adoptado fue de tecnología triple modular redundante (2oo3), con certificación SIL-3.
  Los aspectos considerados para la definición fueron:

  – Funcionales (hardware, software, conectividad, etc.), con posibilidad de reemplazo de módulos en caliente.
  – Soporte técnico.
  – Referencias de mercado.
  – Priorización de tecnologías adoptadas en Petrobras, buscando maximizar las sinergias.

- Alimentación eléctrica para señales discretas.

  Se adoptó 24 Vcc, en lugar de los existentes 110 Vca, por las siguientes razones:

  – La tecnología de PES tiende a estandarizarse en 24 Vcc.
  – Las señales discretas de 24 Vcc admiten fusibles electrónicos y autodiagnóstico en línea.
  – Las nuevas solenoides del tipo baja potencia disminuyen el consumo eléctrico.

  La corriente alterna es 4 a 5 veces más peligrosa que la continua, ya que causa contracciones musculares más serias y disminuye la resistencia eléctrica de la piel.

Proyectos de SIS en Hornos Nuevos

En la refinería de San Lorenzo, se emplazaron dos hornos nuevos para las unidades de Topping II y III en reemplazo de tres hornos, dos de los cuales llevaban 70 años en servicio y carecían de sistemas de seguridad y encendido.

Etapas desarrolladas durante del proyecto

1. Capacitación especializada del personal a cargo del proyecto. Se asistieron a diferentes cursos y congresos sobre la especialidad, además de visitar refinerías en Brasil con experiencia en este tipo de emprendimientos.
2. Desarrollo de un taller, con personal multidisciplinario (Seguridad, Ingeniería, Mantenimiento, Procesos, Operaciones, y Control Avanzado y Automación), para la determinación de las funciones instrumentadas de seguridad (SIF) de los hornos.
3. Estudio de mercado para evaluar productos y proveedores de servicios.
4. Definición de las características de diseño del SIS. Para ello se siguieron las prescripciones de la NFPA 86 junto con los lineamientos de la N-2595 de Petrobras.
5. Selección de los PES, instrumentos, materiales, y necesidades adicionales demandadas por los nuevos sistemas.
6. Generación de la Especificación Técnica.
7. Adecuación de las ofertas a las necesidades particulares del proyecto.
8. Capacitación de operadores e instrumentistas.
9. FAT (*Factory Acceptance Test*).
10. Implementación.
11. SAT (*Site Acceptance Test*).
12. Puesta en Marcha y asistencia posterior.

El tiempo empleado desde la primera etapa hasta la puesta en marcha del primer horno fue de dos años.

Relevamiento de los sistemas de seguridad existentes

El cuadro 5 compara las características principales del sistema de seguridad preexistente del horno HH-201, y los implementados recientemente en ambos hornos siguiendo los nuevos estándares. No se describen los componentes de los hornos HH-301/302 por no contar su diseño original con un sistema de seguridad.

Principales recomendaciones del taller de identificación y clasificación de SIF

- Alineación con los objetivos de CSMS de Petrobras.
- Provisión llave en mano.
- Optar por tecnologías y equipos certificados.
- Uso de detectores de llama y automatización individual de quemadores.
- Prever instalaciones que minimicen fallas de causa común.
- Evitar paradas debidas a fallas espurias adoptando sistemas 2oo3 para el resolutor de lógica y los iniciadores de las variables de proceso más críticas, definiendo éstas por su función de seguridad y potenciales lucros cesantes.
- Uso de mirillas con vidrio y persianas internas de protección.
- Participación activa durante el proyecto del personal de las áreas de Operaciones y Mantenimiento.
- Capacitación intensiva del personal de Operaciones y Mantenimiento.

- Establecimiento de un programa de mantenimiento para sostener el SIL durante todo el ciclo de vida del SIS.
- Elaboración de procedimientos de bypass para el mantenimiento de los iniciadores del SIS.
- Actualización de los procedimientos de mantenimiento y operación de las unidades.

	HH-201	Nuevos Hornos
Iniciadores	**Tipo switch**	**Transmisores analógicos**
	Propensos a fallas ocultas. Sin posibilidad de diagnóstico en servicio.	Inteligentes. Certificados o *proven-in-use.*
Resolutor de lógica	**PLC**	**PES**
	No certificado para uso en SIS. No diagnostica fallas ocultas.	Tecnología TMR. Con certificación IEC-61508.
Elementos finales de control	Solenoides de uso general. Válvulas de corte de uso general.	Solenoides certificadas. Válvulas con cierre clase VI. Utilización de fines de carrera duales.
Detección de llama	Botonera de confirmación visual por parte del operador	Detección automática de llama del tipo *flame-rod* (*fail-safe)*
Ignición	Manual por hisopo	Ignición eléctrica comandada a distancia
Automatismo individual de quemadores	No	Sí
Pantallas	En panel del PLC	En Consolas del DCS
Panel Local	Básico. En plataforma del horno.	Completo. Alejado del horno.
Test de Estanqueidad	No	Automático
Pre y post barrido	Tiro natural	Con vapor
Clasificación resultante	**SIL < 1**	**SIL ≥ 2**

Cuadro 5

Características de la Obra

A continuación se describen algunas características particulares de los SIS implementados:

- **Redundancia diversa de Iniciadores**

  Se utilizaron, dentro de lo posible, métodos de medición distintos a los de las mismas variables del DCS, y se configuraron con el mismo rango para poder generar alarmas de desvío.

- **Sensores de llama**

  En un análisis preliminar, y sin haber encontrado vasta experiencia de uso en quemadores con fuel oil, tanto los de tipo *flame rod* como los UV (ultravioleta) presentaban ventajas y desventajas. Se decidió experimentar con los primeros ya que su costo es menor y, en caso de no dar resultado, el pasaje a los de tipo ópticos no es complejo ya que sólo implica el cambio del elemento primario.

- **Paneles de campo**

  Los paneles de campo se situaron a una distancia prudencial de los hornos. Desde ellos se ejecuta la primera parte de la secuencia de arranque: test de estanqueidad, barrido de hogar, y encendido de pilotos. Además, cuentan con comandos de ignición e indicación de llama de

pilotos, y pulsadores de parada de emergencia y paros parciales por combustible. La habilitación y el comando de los quemadores se hace desde las pantallas del DCS.

- **Pantallas en DCS**

  En este aspecto se prestó especial cuidado en el diseño de la interfaz del SIS con el operador. Las pantallas desarrolladas fueron:

  – **Control.** Contiene las variables y controladores necesarios para la operación del horno.

  – **SIS.** Contiene las variables de los iniciadores del SIS, la posición de las válvulas, y el estado de los detectores de llama.

  – **Bypasses de Mantenimiento**. Es de donde se selecciona el iniciador a bypassear. También tiene indicación de *first-out* y el estado de las variables (*trip/no-trip*).

  – **Secuencia de Encendido.** Es la más compleja de todas las pantallas, ya que se buscó brindarle al operador una representación gráfica y dinámica de la situación de la lógica.

- **Montaje**

  Se usaron canalizaciones independientes de las del DCS, y los cables se especificaron con vaina de color rojo para diferenciarlos. Los instrumentos fueron pintados total o parcialmente de color naranja por la misma razón.

- **Resolutor de lógica**

  Se optó por un PES con certificación SIL-3 con votación 2oo3, el cual permite el reemplazo de módulos en caliente.

  Se emplearon fuentes de alimentación redundantes tanto para la instrumentación de campo como para el PES.

  La comunicación con el DCS se implementó por protocolo Modbus, en lugar de OPC, por no requerir de equipos intermedios.

- **Interacción con el sistema de control**

  – ***Tracking*.** Ante la eventualidad de un paro total o parcial, aquellas válvulas de control que se encuentran en serie con válvulas de bloqueo actuadas se pasan automáticamente a manual y a la posición de cierre. Algo similar ocurre con el damper, que bajo determinadas circunstancias pasa a la condición de apertura total.

  – **Bypasses de mantenimiento.** Con la finalidad de poder realizar tareas de mantenimiento preventivo sin interrumpir el funcionamiento del horno, se implementó la posibilidad de realizar bypasses de los iniciadores, siempre de a uno por vez. Para ello primero se selecciona el tag deseado en la pantalla “Bypasses de Mantenimiento” y luego se acciona una llave física que se encuentra en el gabinete del PES. Esta operatoria está regida por un procedimiento y requiere la autorización, renovable diariamente, del gerente de planta.

- **Casa de Control Local**

  Se remodeló y amplió una edificación existente para albergar los nuevos gabinetes de los SIS. Además, se instalaron UPS redundantes y un sistema de control de temperatura, filtrado y presurizado para satisfacer los requerimientos de los PES.

Lecciones Aprendidas

- No subestimar los aspectos culturales sobre usos y costumbres al diseñar sistemas de seguridad más modernos y complejos, ya que es normal encontrar recelo del personal más conservador.
- Maximizar los recursos para la inspección de los montajes de campo. Este rubro es el que presentó mayores dificultades durante las puestas en marcha, en aspectos tales como: presencia de agua en canalizaciones y sensores, armado de paneles de campo, problemas de puesta a tierra, etc.
- Tener especial cuidado en el diseño del montaje de los detectores de llama *Flame rod* de pilotos, ya que inicialmente presentaron varios problemas por humedecerse con el vapor de barrido de hogar o de atomización de fuel oil.
- Recomendar la secuencia de prueba automática de estanqueidad, antes de la de barrido de hogar, ya que su aplicación ha permitido detectar pérdidas en bridas y tomas de instrumentos.
- Priorizar el uso de protocolos de bajo nivel en las interfaces entre sistemas. El uso del protocolo OPC resultó muy inestable, no quedando siempre claro el origen de las fallas por depender de demasiados recursos. En este aspecto, el protocolo Modbus demostró ser más confiable, motivo por el cual se lo terminó adaptando para los siguientes proyectos de SIS.
- Minimizar la coparticipación de diferentes proveedores para evitar situaciones de "tierra de nadie", como suelen darse en las puestas en servicio de interfaces entre sistemas de distintas marcas.
- Implementar las señales de bypasses del DCS a los PES mediante cableado directo, ya que fallas en la comunicación por OPC originó serias dificultados durante algunos reencendidos de hornos.
- Sincronizar los relojes de los sistemas PES y DCS, ya que al no hacerlo se dificultó el análisis de eventos de trip.

Conclusiones

- Los aspectos más importantes en la implementación de un SIS son:
  - Calidad y certificación de los instrumentos y actuadores.
  - Confiabilidad del montaje de equipos y canalizaciones.
  - Capacitación intensiva del personal de Operaciones y Mantenimiento.
  - Procedimientos de Operaciones y Mantenimiento bien detallados y fáciles de interpretar.
  - Programa de mantenimiento durante todo el ciclo de vida de los equipos.
- La parte más difícil, y onerosa, de implementar en una obra de SIS es la correspondiente a los elementos de campo. Por su parte, el tipo de tecnología del PES no resulta un aspecto determinante, siempre y cuando cuente con la certificación del SIL requerido, y el proveedor demuestre experiencia e infraestructura local para el soporte.
- Para el desarrollo de todo proyecto de SIS es esencial la participación, directa o indirecta, de todas las áreas operativas de la planta.
- Es fundamental esclarecer el espíritu de las nuevas normas basadas en performance y su diferencia con los estándares prescriptivos como la NFPA. Estos últimos indican, basándose en la experiencia, cuáles son las funciones que deben implementarse. Las primeras, en cambio, nos permiten determinar cómo implementar estas funciones y lograr mantener su eficiencia durante todo el ciclo de vida del SIS. Tienen en cuenta el impacto sobre las personas, el medio ambiente y los demás equipos, sin desestimar el costo de implementación versus pérdidas de producción por incidentes. Es decir, no son normas contrapuestas sino complementarias.

Referencias

- **Experiência em projetos de Sistemas Instrumentados de Segurança segundo a IEC-61511.** Eng. Marcelo Lopes de Lima (II Seminário da área de instalações de produção de superfície, Petrobras, nov/2004).
- **N-2595 Petrobras.** Critérios de projeto e manutenção para sistemas instrumentados de segurança em unidades industriais.
- **NRF-045 Pemex-2002.** Determinación del nivel de integridad de seguridad de los sistemas instrumentados de seguridad.
- **IEC-61508.** Function Safety of Electrical/ Electronic/ Programmable Electronic Safety-Related Systems, Parts 1-7, International Electrotechnical Commission.
- **IEC-61511.** Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Parts 1-3, International Electrotechnical Commission.
- **ISA S84.01.** Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries.
- **NFPA 86.** Standard for Ovens and Furnaces – 2003 Edition.

Currículum de los Autores

Luciano Milani: Ingeniero Electrónico, graduado en 1998 en la Universidad Nacional de Rosario. Certificación TÜV (*Technische Überwachungs Verein*) como *Functional Safety Engineer* (2005). Maestría en Administración de Empresas, I.D.E.A. (2006). Inició su carrera laboral en 1997 en el sector Instrumentos de Refinería San Lorenzo. En 1999 ingresó a Honeywell S.A.I.C. para trabajar en las áreas de Servicios de *Oil & Gas* y *Pulp & Paper*. Desde 2001 es empleado de Petrobras Energía S.A. en la refinería de San Lorenzo, donde actuó en los sectores Mantenimiento e Ingeniería. Actualmente es jefe del sector Control Avanzado de esa planta.

Marcelo Purretta: Técnico Electrónico especializado en instrumentación industrial. Trabajó en varios proyectos de plantas petroquímicas y petroleras hasta 1988, año en el que ingresó al sector de Mantenimiento (Instrumentos) de la refinería de Isaura S.A., hoy Petrobras Energía. Posteriormente pasó al área de Ingeniería para el desarrollo de proyectos de instrumentación. Actualmente integra el staff de Control Avanzado de la refinería de Bahía Blanca como responsable de los sistemas de control, seguridad e información de planta. En los últimos años participó de varios congresos y cursos de SIS, entre los que se destaca su certificación TÜV como *Functional Safety Engineer*.

Gerardo De Vincenti: Ingeniero Electricista, graduado en 1982 en la Universidad Nacional del Sur (Bahía Blanca). Inició sus actividades laborales en las compañías Schlumberger y GO Internacional, en el área de perfilaje de pozos de petróleo como ingeniero de campo. En 1988 ingresó a la refinería de Isaura S.A., hoy Petrobras Energía, donde se desempeñó en los sectores de Instrumentación e Ingeniería como responsable de los sistemas control, seguridad e información de planta. Actualmente es Jefe del Sector de Control Avanzado de Refino de Petrobras Energía S.A.

Datos Personales de los Autores

Luciano Milani:
Petrobras Energía S.A.
Refinería San Lorenzo
Ruta 11 – Km. 331
San Lorenzo – Argentina – CP: S2200FXB
Tel: (03476) 43-8281
luciano.milani@petrobras.com

Marcelo Purretta:
Petrobras Energía S.A.
Refinería Bahía Blanca
Avenida Colón 3032
Bahía Blanca – Argentina – CP: B8000FVU
Tel: (0291) 459-0885
marcelo.purretta@petrobras.com

Gerardo De Vincenti:
Petrobras Energía S.A.
Refinería Bahía Blanca
Avenida Colón 3032
Bahía Blanca – Argentina – CP: B8000FVU
Tel: (0291) 459-0754
gerardo.devincenti@petrobras.com